

LA ENERGÍA EN ESPAÑA

2002



MINISTERIO
DE ECONOMÍA

SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA,
DESARROLLO INDUSTRIAL
Y DE LA PYME

DIRECCIÓN GENERAL
DE POLÍTICA ENERGÉTICA
Y MINAS

AÑO 2003

MINISTERIO DE ECONOMÍA

Secretario general técnico

Juan Daniel Salido del Pozo

Subdirectora general de Información, Estudios y Documentación

M.^a Cruz Mendiola Pérez

Subdirectora general de Gestión Económica y Contratación

Consuelo Sánchez Más

Subdirector general de

Información, Documentación y Publicaciones

Gerardo Bustos Pretel

Subdirectora general adjunta de

Información, Documentación y Publicaciones

María José de Mariano Sánchez Jáuregui

Jefa de Área de Ediciones

Cándida Pérez Clemente

Jefe del Servicio de Producción

José Antonio Mateos Mateos

Responsable de la edición

Germán García Zamora

Elaboración y coordinación de contenidos

Dirección General de Tributos

Subdirección General de Política Tributaria

Diseño y maquetación de interiores

Centro de Publicaciones: Unidad de Autoedición

Diseño de cubierta

Carmen G. Ayala

Impresión y encuadernación

Imprenta FARESO, S. A.

Datos técnicos

Formato: 21 × 29,7 cm.

Caja de texto: 15 × 22 cm.

Composición: Sencilla

Tipografía:

Fuente: GillSans

Cuerpos: 8; 8,5; 9; 9,5; 10 y 12 puntos.

Encuadernación: Rústica, cosido al hilo vegetal.

Papel:

Interior: Estucado mate 100 grs.

Cubierta: Cartulina 300 grs. Plastificado
en brillo.

Tintas:

Interior: 4/4

Cubierta: 4/0

Edita:

© Ministerio de Economía

Secretaría General Técnica

Subdirección General de Información, Documentación y Publicaciones

Centro de Publicaciones

Distribución y venta:

Plaza del Campillo del Mundo Nuevo, 3

Paseo de la Castellana, 162-vestíbulo

NIPO: 375-03-032-2

ISBN: 84-9720-045-4

Depósito legal: M. 28.085-2003

Índice

Introducción	7
Estructura de la Administración General del Estado en materia de Energía y Minas	9
1 Situación y perspectivas internacionales	11
1.1 Política energética	11
1.2 Demanda, producción y comercio energético	12
1.3 Precios energéticos	18
2 Demanda de energía en España	23
2.1 Demanda de energía final	23
2.2 Demanda de energía primaria	28
2.3 Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento	31
3 Sector eléctrico	33
3.1 Demanda eléctrica	33
3.2 Oferta eléctrica	36
3.2.1 Explotación del sistema eléctrico nacional	36
3.2.2 Explotación del sistema peninsular	39
3.2.3 Explotación del sistema extrapeninsular	44
3.3 Estructura de tarifas	46
3.4 Regulación legal del sector	55
3.5 Evolución del mercado organizado de la electricidad en 2002	61
3.6 Evolución económica del sector eléctrico	63
3.6.1 Análisis de resultados	68
3.6.2 Actividad de generación	68
3.6.3 Actividad de transporte y distribución	69
3.6.4 Actividad de comercialización	70
3.6.5 Resultado del ejercicio	70
3.6.6 Endeudamiento	71
4 Sector nuclear	75
4.1 Generación eléctrica de origen nuclear	75
4.2 Primera parte del ciclo del combustible nuclear	76
4.3 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear	76
4.4 Evolución del equipamiento energético y desarrollo de infraestructuras	77
4.5 Normativa nacional y de la UE aprobada en el año y en elaboración	79
4.6 Actividad de organismos internacionales	81

5	Sector carbón	89
5.1	Situación actual	89
5.1.1	Panorámica general del sector	89
5.1.2	Demanda interior	89
5.1.3	Características de la oferta y del proceso productivo	90
5.1.4	Comercio exterior	92
5.2	Estructura del sector	93
5.3	La política carbonera en 2002	93
6	Sector gas	99
6.1	Demanda	99
6.2	Oferta	101
6.3	Precios	102
6.4	Normativa	111
7	Sector petróleo	115
7.1	Demanda	115
7.2	Oferta	117
7.3	Precios de productos petrolíferos	118
7.4	Regulación legal del sector	122
8	Eficiencia energética, cogeneración y energías renovables	129
8.1	Eficiencia energética	129
8.2	Cogeneración	139
8.3	Energías renovables	143
8.4	Desarrollo normativo	151
9	Energía y medio ambiente	155
9.1	Ámbito internacional	155
9.2	Unión Europea	160
9.2.1	Estrategia de desarrollo sostenible	160
9.2.2	Estrategia de acidificación	162
9.3	Ámbito nacional	166
10	Investigación y desarrollo en el sector energético	173
10.1	El 4.º Plan Nacional I+D+I	173
10.2	Resultados del Programa Nacional de Energía en 2002	174
10.3	Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).	178

11	Redes de transporte y distribución eléctrico y gasista	185
11.1	Redes eléctricas. Realizaciones en 2002	185
11.2	Redes gasistas. Realizaciones en 2002	192
11.3	Proceso de planificación y desarrollo de las redes de transporte eléctrico y gasista.	195
Anexo estadístico		209

Introducción

Este informe recoge la evolución del mercado energético en España durante 2002, con análisis detallado de los Balances Energéticos y precios, así como de las nuevas disposiciones legales de ordenación del sector.

El consumo de energía primaria en 2002 ha crecido un 3,4% respecto al del año anterior, debido fundamentalmente a la baja producción hidroeléctrica del conjunto del año, que ha obligado a una mayor uso de energías fósiles, compensando la moderación del crecimiento de las demandas finales, un 1,9%. Esta evolución ha venido acompañada de un aumento de los precios del petróleo en los mercados internacionales, especialmente en el primer semestre. Por sectores consumidores finales, se ha registrado un menor aumento de la demanda energética de la industria y del transporte, mientras en el sector doméstico y terciario han influido las condiciones climáticas más suaves que las del año anterior, especialmente en los últimos meses.

Con esta moderación del crecimiento de la demanda final, el ratio de intensidad energética final ha mejorado ligeramente. En cambio ha empeorado el ratio de intensidad energética primaria respecto del año anterior, debido a la estructura de generación eléctrica citada.

Durante el año 2002 se ha realizado importantes avances en el desarrollo tanto en el sector eléctrico como en el gasista.

En el mes de septiembre el Gobierno aprobó el documento de «Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011», y el 4 de octubre fue igualmente aprobado por la Comisión de Economía del Congreso de los Diputados. El objetivo principal a alcanzar en el desarrollo de las redes de transporte es hacer una propuesta de las infraestructuras de las redes de electricidad y gas que, conforme a la legislación vigente, requiere una planificación vinculante.

La realización de la planificación se ha basado en la previsión de la evolución de la demanda y de los medios necesarios para satisfacerla, que es meramente indicativa, ya que se trata de actividades liberalizadas en las que se debe respetar el principio de libre iniciativa empresarial.

La previsión de la evolución de la demanda en los sectores de gas y de electricidad, se apoya en un escenario macroeconómico basado en un crecimiento económico medio del PIB del 2,93%, una estabilidad de precios internacionales de las energías primarias y un aumento de la eficiencia energética.

Como consecuencia, en el sector eléctrico, el aumento de la capacidad de generación para el año 2011, se apoya en las nuevas centrales de ciclo combinado de gas, con un aumento mínimo estimado de 14.800 MW (habiéndose instalado y entrado en operación 2.700 MW en el año 2002) y en instalaciones que utilicen energías renovables,

con un decidido impulso a estas tecnologías, en particular la eólica con previsiones de 13.000 MW instalados al final del período (en 2002 entraron en servicio 1.482 MW).

Es relevante señalar que en el mes de diciembre se aprobó el RD 1432/2002 por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica. Esta nueva metodología había sido muy demandada por el sector y permite en su aplicación establecer las tarifas de forma objetiva.

También se aprobó en el año la normativa necesaria para que a partir del 1 de enero de 2003, los consumidores pudieran elegir suministrador, publicándose la norma de entorno y adicional necesaria, así como las de requisitos de medida en baja tensión y las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes de baja tensión.

En el sector gas se publicó la normativa para el desarrollo del sistema económico integrado y adicionalmente en diciembre se publicó el RD 1434/2002 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, siendo importante señalar que con este RD se sientan las bases de las nuevas relaciones entre los distintos agentes de cara a la total apertura del mercado en enero de 2003.

En el somero repaso de la normativa relevante aprobada en el año, merece mención la promulgación de la ley 16/2002 de Prevención y Control Integrados de la Contaminación (IPPC), que incorpora la Directiva 96/61/CE y que establece requisitos administrativos medioambientales para el funcionamiento de determinadas instalaciones, entre ellos los exigidos a las centrales térmicas.

Estructura de la Administración General del Estado en materia de Energía y Minas

Competencias

Las competencias sobre energía de la Administración General del Estado se incluyen en las del Ministerio de Economía por Real Decreto 557/2000 de 27 de abril de 2000, y cuya estructura orgánica básica se estableció por Real Decreto 777/2002 de 26 de julio de 2002.

Dentro de éste, en la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, y dentro de la misma en la **Dirección General de Política Energética y Minas**, a la que corresponde, entre otras, las siguientes competencias en materia energética:

- La elaboración de las normas en materia energética y minera de acuerdo con la legislación vigente.
- La elaboración de las propuestas sobre regulación de la estructura de tarifas, precios de productos energéticos y peajes de acuerdo con la legislación vigente.
- La formulación de propuestas para la conservación y ahorro de energía, fomento de energías renovables y desarrollo de nuevas tecnologías de carácter energético y minero.
- La elaboración y, en su caso, aplicación de las medidas dirigidas a asegurar el abastecimiento energético.

Estructura de la Dirección General

- *Subdirección General de Energía Eléctrica.*
- *Subdirección General de Energía Nuclear.*
- *Subdirección General de Hidrocarburos.*
- *Subdirección General de Minas.*
- *Subdirección General de Planificación Energética.*

Organismos adscritos al Ministerio de Economía

A través de la la Secretaría de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa:

- *Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.*
- *La Corporación de Reservas Estratégicas (CORES)*, como órgano de gestión y mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de petróleo y productos petrolíferos.
- *Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE)*. Sus funciones son el fomento de la eficiencia energética y de las energías renovables.

A través de la la Subsecretaría de Economía:

- *Comisión Nacional de la Energía.*

Dentro de la Administración, otros Ministerios se relacionan con los temas energéticos:

- *El Ministerio de Ciencia y Tecnología:* gestiona las ayudas a la investigación y desarrollo de las tecnologías energéticas y nuevas energías. A él está adscrito:
 - *Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT):* sus funciones son la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías energéticas, junto con la participación en programas internacionales de este ámbito.
- *El Ministerio de Medio Ambiente:* regula la incidencia sobre el medio ambiente de todas las actividades, incluyendo las energéticas.

Finalmente, el *Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)*, dependiente del Parlamento e independiente de la Administración, se relaciona con el Gobierno a través del Ministro de Economía y es el organismo competente en materia de seguridad nuclear y protección radiológica.

En este capítulo se destacan los principales aspectos de la evolución de los mercados energéticos internacionales en los últimos años y, especialmente, en la Unión Europea, de acuerdo con informes de la Comisión Europea y Agencia Internacional de la Energía.

1.1 Política energética

Las políticas energéticas de los países desarrollados continúan orientadas a compatibilizar los objetivos básicos de aumento de la competitividad de la economía con mejora de la eficiencia energética, integración de los objetivos medioambientales y seguridad en el abastecimiento. Estos objetivos deben lograrse en un mercado energético internacional caracterizado en los últimos años por la abundancia de oferta de energía, aunque con tensiones de precios en algunos años, y crecimiento sostenido de la demanda.

Como instrumentos de política energética para lograr estos objetivos, se sigue tendiendo a la diversificación de fuentes energéticas y sus procedencias, la mejora de eficiencia en el uso de la energía y su conservación, la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías y la cooperación entre países. En los últimos años, la eficiencia en los sectores de oferta energética, electricidad y gas, se ha fomentado mediante la liberalización creciente de los mercados, que conduce a la competencia entre agentes. No obstante, ante los riesgos de desequilibrio durante la transición a la liberalización, existe una gran variedad de situaciones normativas en este aspecto entre países.

La creciente preocupación social por la protección del medio ambiente está llevando a la regulación de numerosos aspectos tendentes, entre otros, a minorar el impacto de las actividades energéticas sobre el medio ambiente, lo que ha llevado al diseño de nuevas estrategias en el sector, en particular, las relativos a las emisiones de gases de efecto invernadero.

El desarrollo de las medidas tendentes a la consecución de estos objetivos requiere establecer un delicado equilibrio entre posibles efectos contrarios. Así, el impacto sobre el medio puede reducirse con medidas que tiendan a incrementar los precios energéticos para lograr ganancias de eficiencia, pero también la competencia se pretende que logre precios energéticos más bajos. La mayor producción y desarrollo de energías limpias mediante el sistema de primas, hace gravar los precios que repercuten en la competitividad. Por otra parte, tecnologías de uso final o de transformación de la energía más eficientes suelen ser también más competitivas.

En la Unión Europea, la política energética en los últimos años tiene varias líneas de actuación:

- Estrategia Europea de Seguridad de Suministro: Plasmada en el Libro Verde que se aprobó a finales de 2000: apoyo a energías renovables, diversificación energética, mercado interior, armonización fiscal de los productos petrolíferos, reequilibrar los modos de transporte, mantenimiento de una producción mínima de



carbón en la UE, investigación en energía nuclear y residuos, aumento de redes de transporte internacionales de gas y electricidad.

- Fomento de las energías renovables. Con el objetivo de lograr en 2010 que estas fuentes alcancen el 12% del consumo total de energía en el UE y que el 22% de la generación eléctrica emplee estas fuentes.
- Impulso del mercado único de electricidad y gas a nivel de UE, tratando de lograr en 2005 un alto nivel de liberalización, armonizando la disparidad de legislaciones actual entre Estados Miembros.
- Armonización fiscal de los productos energéticos.
- Fomento de los intercambios energéticos intracomunitarios, mediante redes internacionales.
- Consecución de los objetivos de limitación de emisión de gases de efecto invernadero, conforme a los acuerdos de las sucesivas Conferencias de las Partes que desarrollan el Protocolo de Kyoto.

1.2 Demanda, producción y comercio energético

MUNDO

La demanda energética entre 1990 y 2000 creció un 1,5% anual, con gran dispersión según áreas geográficas. Al contrario que en la década anterior, se caracterizó por un crecimiento más rápido en el área de países OCDE que en el área no-OCDE (0,7% anual). Este cambio de tendencia se ha debido al significativo descenso de la demanda en los países del Centro y Este de Europa (-2,8% anual), compensando el fuerte aumento en Oriente Medio (5,2% anual), en Asia (2,6%) y en América Latina (3,3%).

Estructuralmente, destaca el peso de Asia en el consumo mundial, que ha alcanzado el 23% en 2000, desde el 15,8% en 1980. En el mismo período, la OCDE ha bajado del 52,9% al 50,5%. Dentro de los países de la OCDE, los de Europa son los que han registrado un menor crecimiento de la demanda energética en la última década, con un 8%, mientras que en los de Norteamérica y del Pacífico creció el 20% y 33% respectivamente.

La eficiencia energética mejoró en 1990-94, un 0,8% anual, se estabilizó en 1994-96 y mejoró por encima del 2% anual en 1997-2000, aunque en esta mejora tuvieron influencia algunos períodos de crisis económica y las favorables condiciones climáticas. Desde 1990 esta evolución ha sido particularmente significativa en Asia, mientras en la OCDE la eficiencia ha mejorado sólo ligeramente.

El consumo de energía final (excluyendo el de los sectores transformadores), crece al 0,7% anual en la OCDE y al 1,6% en el resto desde 1980, aunque presenta evoluciones dispares entre sectores. En la *industria* existen significativas ganancias de eficiencia, el consumo está al mismo nivel que en 1980 aunque un 7,5% por debajo del de 1988. Los consumos bajaron en el área OCDE un 0,9% anual desde 1980, mientras en

CUADRO 1.1
Balance energético de la OCDE (Mtep)

	1990	2000	%00/90 anual
Producción de energía	3.410,6	3.826,5	1,2
Carbón	1.056,9	967,9	-0,9
Petróleo, GNL y feedstocks	924,3	1.042,0	1,2
Gas natural	717,1	902,7	2,3
Nuclear	450,0	585,4	2,7
Resto	262,2	328,5	2,3
Importaciones-exportaciones	1.224,1	1.533,0	2,3
Carbón	16,7	84,7	17,6
Petróleo	1.065,3	1.220,5	1,4
■ Petróleo crudo (incluye condensados de GNL y feedstocks)	941,7	1.118,8	1,7
■ Productos petrolíferos	123,6	101,7	-1,9
Gas natural	139,9	227,2	5,0
Electricidad	2,0	0,0	
Consumo de energía primaria	4.512,3	5.316,9	1,7
Carbón	1.056,3	1.086,4	0,3
Petróleo	1.863,7	2.166,7	1,5
Gas natural	840,1	1.149,3	3,2
Resto	752,2	914,6	2,0
Producción eléctrica (TWh)	7.559,8	9.629,3	2,4
Nuclear	1.724,8	2.246,3	2,7
Hidráulica, eólica y geotérmica	1.202,7	1.380,4	1,4
Térmica	4.529,2	5.857,1	2,6
Resto	103,0	145,5	3,5
Consumo de combustibles en generación eléctrica	1.077,2	1.392,7	2,6
Carbón	727,5	869,6	1,8
Productos petrolíferos	128,4	131,9	0,3
Gas	171,0	323,6	6,6
Renovables y RSU	50,3	67,5	3,0
Usos no energéticos	115,8	117,0	0,1

CUADRO 1.1 (continuación)

Balance energético de la OCDE (Mtep)

	1990	2000	%00/90 anual
Consumo de energía final	3.130,4	3.611,6	1,4
Carbón	228,2	133,0	-5,3
Productos petrolíferos	1.636,4	1.909,4	1,6
Gas	590,4	707,2	1,8
Electricidad	548,2	710,4	2,6
Energías renovables	84,3	95,8	1,3
Calor	43,0	55,8	2,6
Consumo de energía final por sectores			
Industria	995,9	1.086,4	0,9
Transporte	988,8	1.219,4	2,1
Otros sectores	1.029,9	1.188,9	1,4
Emisiones de CO₂ (Mt)	11.011,9	12.369,0	1,2
PIB (billion \$ Usa 95 a PPC)	19.025,1	24.624,1	2,6
Consumo Energía Primaria/PIB (tep/M\$95)	237,2	215,9	-0,9
Emisiones CO ₂ /cápita (t. CO ₂ /habitante)	10,6	11,0	0,4

Fuente: AIE.

el resto crecieron una media del 0,7% anual, alcanzando el 60% del total mundial. La industria en Asia, excluyendo Japón y Nueva Zelanda, consume un tercio del consumo de la industria mundial.

Sin embargo, en el *transporte*, el consumo energético continúa creciendo regularmente a tasas del 2% anual desde 1980 en la OCDE (66% del total) y del 2,6% en el resto, especialmente en las regiones emergentes, con aceleración en la última década, 6,4% anual en Asia, 6,3% en Oriente Medio y 4,7% en Sudamérica, por lo que ya alcanza más del 26% del consumo total. Se espera que este sector sea donde se registre un mayor crecimiento de la demanda a nivel mundial, por el enorme potencial de consumo derivado del desarrollo en los países emergentes.

Finalmente, en los sectores *doméstico* y *terciario*, muy afectado por las condiciones climáticas, se ha registrado un aumento del 1,4% anual desde 1980, correspondiendo a la OCDE un 0,9% y al resto un 1,7%, debida ésta a la mejora de equipamientos y estándares de vida. El área OCDE consume el 40% del total de este sector, bajando continuamente este porcentaje.

Por energías, el mix de combustibles está cambiando hacia el gas desde 1990. El petróleo sigue siendo la fuente predominante, con un estable 36% de la demanda total mundial y fuerte crecimiento en áreas no-OCDE (alcanzan el 33% del consumo total en

2000), fundamentalmente asociado al crecimiento del transporte. El gas crece más en la OCDE y el carbón se desplaza hacia las áreas no-OCDE, principalmente para generación eléctrica y en las áreas productoras. Las fuentes no fósiles (nuclear y renovables) han crecido más que el resto desde 1990, con una media del 2% anual. Las fuentes renovables alcanzaron el 13,5% del total en 1998, nivel ligeramente superior al de 1990, con el mantenimiento de la biomasa no comercializada como fuente energética de zonas no desarrolladas y la energía eólica como la fuente renovable de mayor crecimiento en países desarrollados.

La demanda eléctrica continúa creciendo por encima de las demás energías finales, en la OCDE un 2,7% anual y en el resto del mundo un 3,9% anual desde 1990, con aumentos de capacidad de generación de todas las fuentes, pero predominantemente con carbón. La generación con gas se ha doblado desde 1980, destacando las nuevas tecnologías de cogeneración y ciclos combinados.

Han avanzado los procesos de privatización y liberalización del sector eléctrico, especialmente en Europa y Centro y Sur de América, pero también ha comenzado en algunos países de Asia.

La producción energética de los países de la OCDE viene aumentando un 1,5% anual desde 1990, especialmente en petróleo, gas y nuclear, mientras en los países no-OCDE crece en carbón y renovables y a tasa mucho menor. En este efecto ha tenido gran influencia la caída de la producción en los países del este de Europa y Rusia. La producción de petróleo de la OPEP se mantiene por encima del 40% del total.

La OCDE absorbe alrededor del 80% de los intercambios internacionales netos de energía, aunque éstos suponen sólo alrededor del 20% del consumo total mundial. La Unión Europea es el principal importador neto de energía en el mundo, con un crecimiento medio del 2,5% desde 1985 y el 47% de todos los intercambios netos. Destacan en este aspecto los países no-OCDE del área de Asia, que han pasado de niveles importadores casi inexistentes en 1980 a alcanzar tasas de crecimiento del 20% anual.

Las emisiones de CO₂ en el conjunto del mundo fueron en 2000 un 12,5% superiores a las de 1990, a pesar del fuerte descenso en el área CIS en el período debido a la reducción del consumo por la crisis económica. En Europa hubo sólo un aumento muy ligero entre esos años, debido al menor uso del carbón, mientras en Asia y Oriente Medio crecieron fuertemente, por encima del 5% anual. El principal sector emisor es el de generación eléctrica, con un 35% del total en 2000, mientras en 1980 era el 28%. En cambio, en la industria suponen un 17% frente al 26% en 1980.

UNIÓN EUROPEA

En el período 1990-2000, el consumo total de energía aumentó el 1% anual, por debajo del 1,9% de crecimiento medio del PIB, por lo que se ha producido una significativa mejora de la eficiencia energética, un descenso del 1% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.2). No obstante, en esta evolución está incluido el efecto de la

CUADRO 1.2

Balance energético de la Unión Europea (Mtep)

	1990	2000	%00/90 anual
Producción de energía	708,3	766,5	0,8
Carbón	209,9	99,4	-7,2
Petróleo	117,0	164,4	3,5
Gas natural	132,9	190,5	3,7
Nuclear	181,4	225,1	2,2
Resto	67,2	87,2	2,6
Importaciones-exportaciones	644,0	739,9	1,4
Carbón	88,2	107,3	2,0
Petróleo	460,9	474,2	0,3
■ Petróleo crudo	436,8	458,5	0,5
■ Productos petrolíferos	24,2	15,7	-4,2
Gas natural	92,5	154,8	5,3
Electricidad	2,3	3,6	4,5
Consumo de energía primaria	1.319,2	1.460,3	1,0
Carbón	301,2	212,2	-3,4
Petróleo	545,8	592,8	0,8
Gas natural	222,1	338,7	4,3
Resto	250,2	316,5	2,4
Producción eléctrica (TWh)	2.155,7	2.572,3	1,8
Nuclear	720,1	863,9	1,8
Hidráulica, eólica y geotérmica	276,4	347,5	2,3
Térmica	1.159,2	1.361,0	1,6
Consumo de combustibles en generación eléctrica	269,6	291,8	0,8
Carbón	182,2	161,9	-1,2
Prod. Petrolíferos	42,5	34,8	-2,0
Gas	36,6	82,1	8,4
Resto	8,2	13,0	4,7
Usos no energéticos (1)	115,8	94,3	1,0

(1) Incluye materias primas petroquímicas.

CUADRO 1.2 (continuación)

Balance energético de la Unión Europea (Mtep)

	1990	2000	%00/90 anual
Consumo de energía final	863,6	988,0	1,4
Carbón	80,6	31,6	-8,9
Productos petrolíferos	397,6	475,7	1,8
Gas	178,2	229,4	2,6
Electricidad	156,0	192,4	2,1
Calor	16,7	20,5	2,0
Energías Renovables	34,5	38,5	1,1
Consumo de energía final por sectores			
Industria	266,0	260,4	-0,2
Transporte	253,8	317,5	2,3
Doméstico y Terciario	343,4	380,1	1,0
Emisiones de CO₂ (Mt)	3.080,0	3.146,0	0,2
PIB (bill. EUR 1990)	5.315,0	6.444,0	1,9
Consumo Energía Primaria/PIB (tep/MEUR90)	248,2	225,6	-1,0
Emisiones CO ₂ /cápita (t. CO ₂ /habitante)	8,4	8,3	-0,2

Fuente: AIE.

reunificación de Alemania, sin el cual, la demanda energética hubiera crecido a tasas próximas al PIB.

Por energías, en el período citado, el consumo de gas natural ha crecido el 4,3% anual, muy por encima de las demás energías. Esta aceleración se debe a la demanda en generación eléctrica, con aumento del 8,4% anual, a la extensión de las redes de gasoductos que ha permitido el acceso del gas a nuevos mercados (+38% en el sector doméstico y terciario y +27% en la industria) y a la normativa de protección del medio ambiente. Desciende la demanda de carbón, a tasas del 3,4% anual, tanto a su uso en generación eléctrica como en sectores consumidores finales, debido a la progresiva supresión de las ayudas públicas, lo que ha llevado a su sustitución por otras energías. Las energías renovables supusieron en 2000 el 6% del consumo energético primario.

El balance conjunto de energía final de la UE indica el significativo crecimiento de la demanda del transporte, que ha venido creciendo el 2,3% anual desde 1990, aunque en la segunda mitad de los 80 lo hizo al 4,7% anual, lo que indica la mejora en la intensidad energética de este sector, que ya supera el 30% de la demanda final total, frente al 14,6% en 1985. Entre 1985 y 2000, el consumo del transporte aumentó un 52%, lo que supuso el 80% del crecimiento de la demanda final total.

La demanda de la industria bajó desde 1990 hasta 1994, creciendo a partir de entonces a tasas medias del 1,5% anual, sin embargo la producción industrial lo hizo al 2,6%, por lo que ha habido una ganancia de eficiencia energética en el sector del 1,9% medio desde 1990, en parte por la reconversión de tecnologías básicas a otras de mayor valor añadido. En el sector doméstico y terciario la demanda crece al 1,3% anual desde 1990, debido al mayor equipamiento de los hogares y al tamaño de los mismos, aunque esta evolución está muy condicionada por las condiciones climáticas.

Por energías finales, además del fuerte crecimiento del gas, destaca la demanda eléctrica, que crece más que la demanda final total, 2,1% anual desde 1990, aunque se observa ganancia de eficiencia en los usos finales. Desde 1990 el consumo eléctrico del sector servicios ha aumentado el 2,9% anual, el doméstico el 2,2% y en la industria el 1,2%.

La demanda final de productos petrolíferos aumentó un 1,8% desde 1990, debido especialmente a los combustibles del transporte, especialmente queroseno aviación y gasóleo de automoción, este último debido al fuerte aumento del parque de vehículos diesel.

En cuanto a generación eléctrica, la creciente liberalización en toda Europa de este mercado y el del gas, va a favorecer el uso de centrales de gas de ciclo combinado y la cogeneración, frente a un estancamiento o incluso disminución de la generación nuclear.

En 2000 se registraron unas condiciones climáticas similares a las de 1990 y las emisiones de CO₂ subieron ligeramente, mientras la economía creció el 21%. Esta evolución se debe a tres factores: la continua mejora tecnológica que reduce el consumo energético específico, la creciente contribución de combustibles no fósiles, especialmente renovables y la penetración del gas natural en sustitución de carbón y productos petrolíferos.

Destacan las emisiones del transporte, que crecen de forma continua (26% del total en 2000), se estabilizan en el sector doméstico-terciario y bajan en el industrial. En términos relativos descienden la intensidad de carbono (emisiones específicas de carbono por unidad de energía bruta utilizada), las emisiones per cápita y por unidad de PIB.

El grado de autoabastecimiento energético continúa alrededor del 52% desde 1990, debido a que el 40% del gas y el carbón consumidos se importan, así como el 79% del petróleo. En el período 1990-2000 aumentó significativamente la producción de todas las energías excepto de carbón.

1.3 Precios energéticos

Durante 2002 el crudo Brent Dated, utilizado como «marcador», experimentó una tendencia al alza, que al final del año dejó la cotización bastante por encima de donde se encontraba al principio. Comenzó enero con una media mensual de 19,5 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 28,7 \$/Bbl.

Brent Dated

Año	Dólares por barril			Media anual €/Bbl
	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	
2002	25,02	28,67	30,38 (31/12/02)	26,39
2001	24,45	18,68	19,01 (31/12/01)	27,35
Dif. absoluta	0,57	9,99	11,37	-0,96
Dif. %	2,34	53,47	37,43	-3,50

El patrón de evolución de la cotización internacional de las gasolinas y el gasóleo de automoción en 2002 fue muy similar al del crudo: fuertes ascensos hasta abril; estabilidad posterior hasta octubre; caída en noviembre y nueva subida en diciembre. El resultado global son leves descensos respecto a 2001 de las cotizaciones anuales medias: un 3,3% para la gasolina y un 3,9% para el gasóleo de automoción. Debe destacarse también que el dólar se depreció un 5,06%.

Gasolina sin plomo IO 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italy

Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2002	245,8	162,2	276,8 (31/12/02)
2001	245,8	162,2	171,0 (31/12/01)
Dif. absoluta	-8,1	99,1	105,8
Dif. %	-3,30	61,10	61,87

Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italy

Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2002	211,9	250,5	265,5 (31/12/02)
2001	220,5	176,9	170,5 (31/12/01)
Dif. absoluta	-8,6	73,6	95
Dif. %	-3,92	-41,62	55,72

La evolución de las cotizaciones del crudo y productos petrolíferos en los tres últimos años se representan en los gráficos 1.1 y 1.2. Los precios del gas en los mercados internacionales, que sirven como índice para fijar los precios máximos en España, se indican en el Gráfico 1.3, observándose una tendencia bajista en los dos últimos años. Los



precios medios del carbón térmico importado en España se indican en el gráfico 1.4, registrándose un descenso en 2002, tras los aumentos de los dos años anteriores.

GRÁFICO 1.1

Precio del petróleo crudo Brent

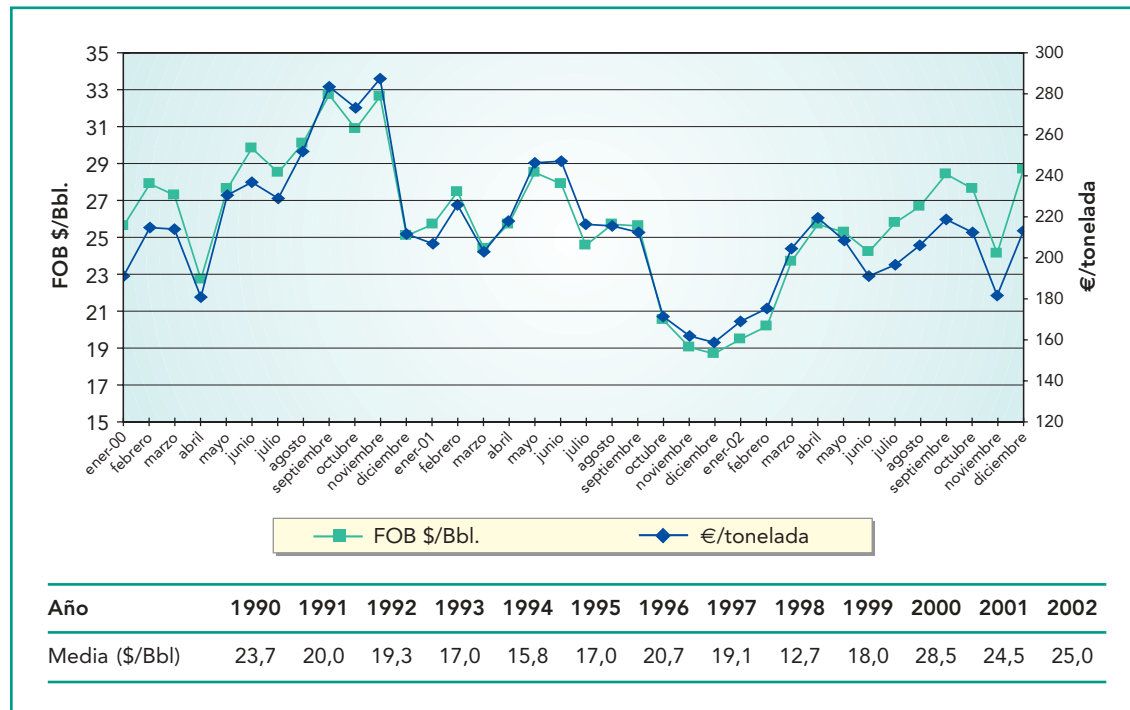


GRÁFICO 1.2

Precios de productos petrolíferos en Europa

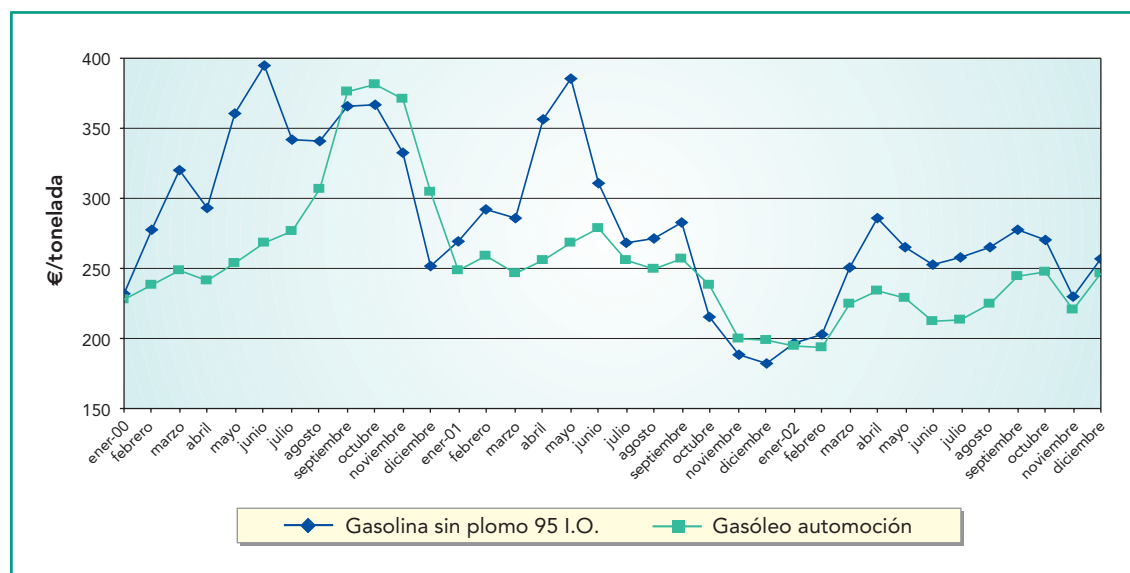


GRÁFICO 1.3

Coste medio en España del gas natural para el mercado regulado

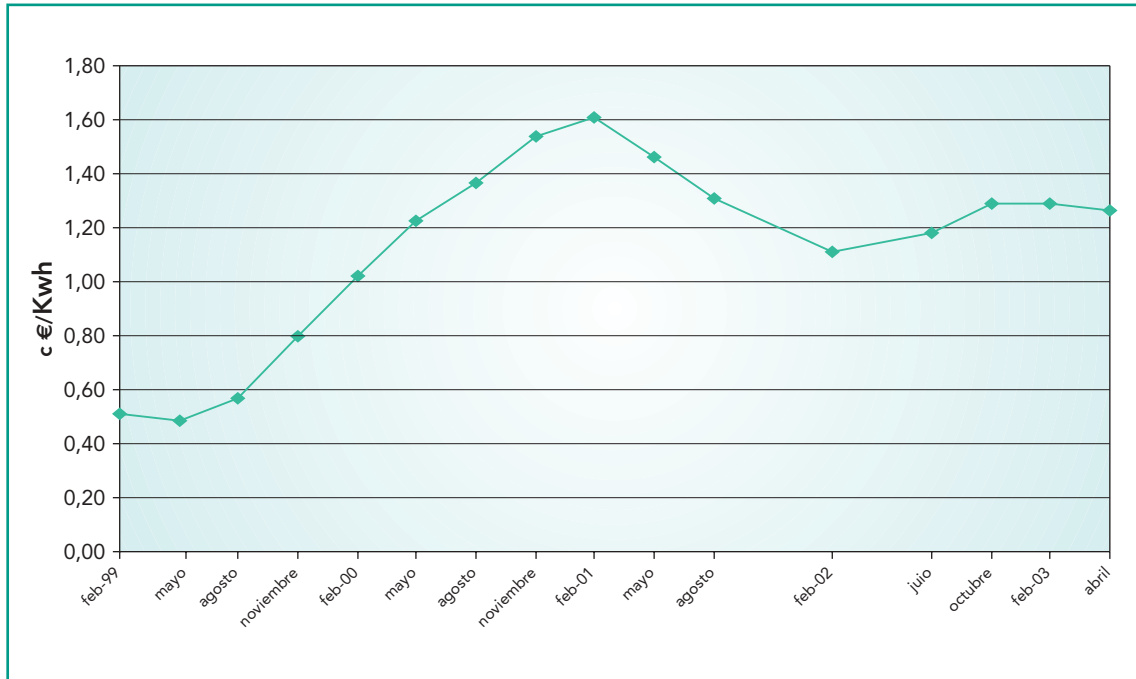
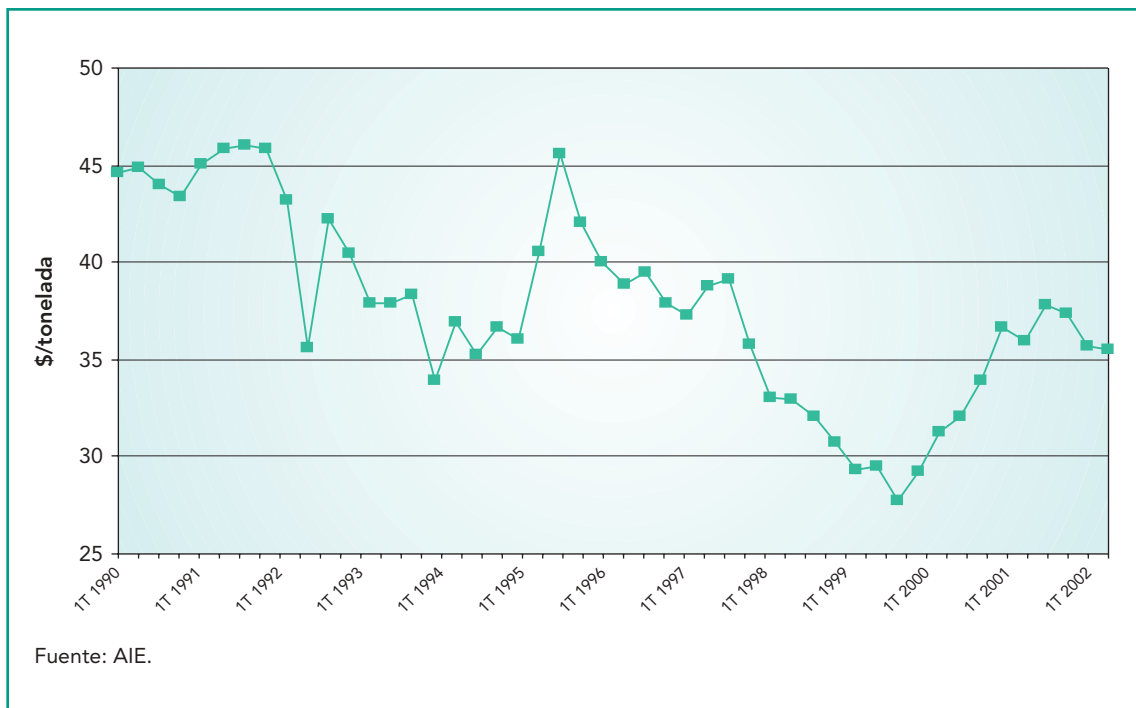


GRÁFICO 1.4

Precios del carbón térmico importado en España



2.1 Demanda de energía final

El consumo de energía final en España durante 2002, incluyendo el consumo final de energías renovables fue de 95.630 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 1,9% superior al del año anterior. Esta tasa, inferior a las registradas en años anteriores, se ha debido al menor crecimiento económico y a que las condiciones climáticas han sido más suaves, especialmente en los últimos meses.

Por sectores, se ha producido una significativa desaceleración del crecimiento de la demanda energética del transporte, mientras la demanda industrial ha crecido ligeramente más que el año anterior. En el sector residencial y terciario la demanda también ha crecido menos, favorecido por temperaturas medias más suaves que las de 2001.

La demanda de energía eléctrica ha aumentado un 2,7% en 2002, tasa muy inferior a la de años anteriores, por las causas generales citadas, aunque todavía superior al crecimiento del conjunto de energías finales. En relación con los combustibles, hay que destacar los crecimientos del 7,1% en el consumo final de gas natural y del 0,7% en consumos finales de productos petrolíferos, debido a las condiciones climáticas y al menor crecimiento citado de la demanda del transporte. En este apartado destaca el descenso del 5,8% en el consumo de querosenos de aviación, derivado de la ralentización del transporte aéreo desde septiembre de 2001 y el aumento del 5,3% en gasóleos A y B, muy por debajo de años anteriores, mientras la demanda de gasolinas ha bajado un 3,2%.

En los cuadros 2.1.1 y 2.1.2 se indica el consumo de energía final en los dos últimos años, así como su estructura (gráfico 2.1) y crecimientos por tipos de energía, que se detallan a continuación:

CUADRO 2.1.1
Consumo de energía final

	2001		2002		2002/01
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Carbón	2.544	2,7	2.486	2,6	-2,3
Productos petrolíferos	57.255	61,0	57.635	60,3	0,7
Gas	13.208	14,1	14.146	14,8	7,1
Electricidad	17.292	18,4	17.762	18,6	2,7
Renovables	3.571	3,8	3.601	3,8	0,8
TOTAL	93.870	100,0	95.630	100,0	1,9

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM (Dirección General de Política Energética y Minas).

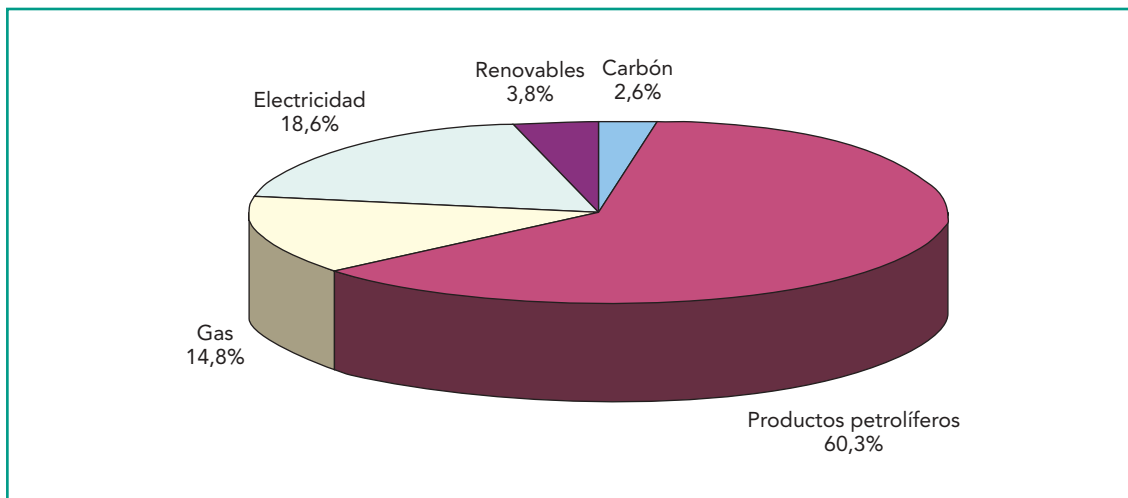
CUADRO 2.1.2

Consumo de energía final. Sectorización

	2001		2002		2002/01
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Industria	34.898	37,2	35.634	37,3	2,1
Transporte	33.785	36,0	34.377	35,9	1,8
Usos diversos	25.187	26,8	25.619	26,8	1,7
TOTAL	93.870	100,0	95.630	100,0	1,9

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 2.1

Consumo de energía final 2002**CARBÓN**

El consumo final de carbón fue de 2.486 Ktep (cuadro 2.1.3), un 2,3% inferior al de 2001, continuando la tendencia decreciente de los últimos años. El consumo final de carbón se concentra fundamentalmente en el sector industrial de siderurgia, que consume cerca del 70% del total, repartiéndose el resto entre otras industrias, en particular la cementera, y el sector residencial, cuyo consumo está a extinguir debido a la sustitución por otros combustibles. En siderurgia la demanda de carbón bajó un 0,6% y en cemento bajó un 18%.

CUADRO 2.1.3

Consumo final de carbón

	2001 ktep.	2002 ktep.	2002/01 %
Siderurgia	1.712	1.702	-0,6
Cemento	184	151	-18,0
Resto de industria	584	579	-0,8
Usos domésticos	65	55	-16,0
TOTAL	2.544	2.486	-2,3

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

PRODUCTOS PETROLÍFEROS

El consumo final de productos petrolíferos fue 57.635 ktep, con un aumento del 0,7% respecto al de 2001 y el desglose por productos del cuadro 2.1.4. Por sectores, destaca la moderación del crecimiento de la demanda del transporte y del sector residencial.

CUADRO 2.1.4

Consumo final de productos petrolíferos

	2001 ktep.	2002 ktep.	2002/01 %
GLP	2.633	2.646	0,5
Gasolinas	9.084	8.791	-3,2
— Sin plomo	6.671	6.997	4,9
— Resto	2.413	1.795	-25,6
Kerosenos	4.734	4.460	-5,8
Gas-oil	27.882	28.753	3,1
— Gasoleo A+B	23.658	24.904	5,3
— Gasoleo C	4.224	3.849	-8,9
Otros productos	12.922	12.984	0,5
TOTAL	57.255	57.635	0,7

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

En el sector del transporte continuó el crecimiento de la demanda de gasóleo auto, aunque a tasas menores que en años anteriores, a pesar de la ralentización del aumento del tráfico de mercancías y debido a la dieselización del parque de turismos, que continúa creciendo de forma importante. La demanda de querosenos ha roto en los dos últimos años la tendencia de fuerte aumento de años anteriores, debido a la menor demanda de movilidad aérea turística desde septiembre de 2001. En gasolinas, el cambio tecnológico indicado en los turismos nuevos ha provocado que el parque se estanque y la demanda tienda a bajar, con un nuevo descenso del 3,2% en 2002.

Finalmente, en el sector doméstico y terciario, bajó la demanda de productos petrolíferos para calefacción, debido a las condiciones climáticas del año y la continua sustitución por gas natural.

GAS

Durante 2002 el consumo final de gas fue de 14.146 Ktep (cuadro 2.1.5), un 7,1% superior al de 2001, muy por encima de las demás energías aunque por debajo de las tasas de años anteriores, debido a la moderación del crecimiento de la demanda industrial final, mientras la del mercado doméstico-comercial vino afectada por la favorable climatología. El gas continúa ganando peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 14,8% en 2002.

ENERGÍA ELÉCTRICA

El consumo de electricidad para usos finales, en 2002 (cuadro 2.1.6), fue de 206.535 GWh, que equivalen a 17.762 Ktep con un incremento del 2,7% respecto al consumo del año anterior. En la Península, el incremento de la demanda fue del 2,8%, mientras que en los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) creció el 2,7%.

CUADRO 2.1.5

Consumo final de gas

	2001 ktep.	2002 ktep.	2002/01 %
Gas natural	13.174	14.104	7,1
Gas manufacturado	33	42	24,3
TOTAL	13.208	14.146	7,1

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

CUADRO 2.1.6

Consumo final de electricidad

	2001 ktep.	2002 ktep.	2002/01 %
Peninsular	16.386	16.831	2,7
Extrapesinsular	905	931	2,8
TOTAL	17.292	17.762	2,7

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

Estas tasas, muy inferiores a las de años anteriores, son atribuibles a la actividad económica, junto con temperaturas medias más suaves. Continúa creciendo la aportación al sistema de los autoprodutores.

INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL

El cuadro 2.1.7 recoge la evolución de la intensidad energética, expresada como consumo de energía final por unidad de PIB, desde 1980. En los últimos años, se observa una tendencia de crecimiento de este ratio, que ya ha superado los niveles de 1980 (gráfico 2.2), aunque en 2002 se ha mantenido estable debido al efecto climático citado. En los cuadros de este Informe en los que, como en este caso, aparece una serie histórica

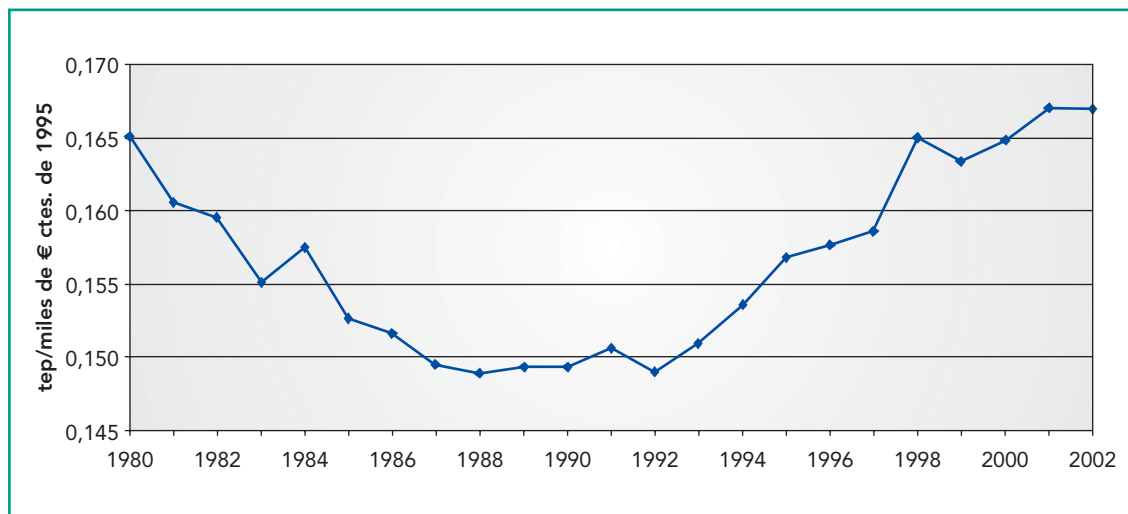
CUADRO 2.1.7

**Consumo de energía final por unidad de PIB
(tep/miles de € ctes. de 1995)**

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002
PIB	304,2	313,1	336,6	391,4	420,5	437,8	466,1	486,2	505,8	526,4	540,6	551,4
Carbón/PIB	0,012	0,017	0,014	0,011	0,008	0,006	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
P. petrolíferos/PIB	0,124	0,108	0,105	0,101	0,101	0,107	0,107	0,110	0,106	0,106	0,106	0,105
Gas/PIB	0,004	0,004	0,006	0,011	0,012	0,015	0,018	0,020	0,022	0,023	0,024	0,026
Electricidad/PIB	0,025	0,026	0,027	0,027	0,027	0,028	0,029	0,029	0,030	0,031	0,032	0,032
Energía final/PIB	0,165	0,155	0,152	0,149	0,149	0,157	0,159	0,165	0,163	0,165	0,167	0,167

Metodología: AIE.
No incluye energías renovables.
PIB en miles de millones de € de 1995.
Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 2.2

Intensidad energética (energía final/PIB)

a fin de analizar la evolución de una magnitud, no se incluyen las energías renovables para usos finales, a fin de mantener la homogeneidad, ya que éstas han empezado a contabilizarse en los últimos años.

2.2 Demanda de energía primaria

El consumo de energía primaria en España en 2002 fue de 132.233 Ktep (cuadro 2.2.1), con aumento del 3,4% sobre el de 2001. Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final no eléctrico los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica) y las pérdidas.

En el incremento registrado en 2002 ha tenido relevancia el aumento de la producción termoeléctrica con carbón y demás combustibles fósiles, debido al significativo descenso de la generación hidroeléctrica en el conjunto del año. Destaca también el aumento de la generación eólica.

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2002:

- El consumo total de carbón fue de 21.888 Ktep, con un aumento del 12,1% sobre el de 2001, correspondiendo cerca del 90% del consumo total al de centrales eléctricas. Este aumento se debe al mayor uso en generación, dada la desfavorable hidraulicidad media del año.
- El consumo total de petróleo fue de 67.611 Ktep, un 1,3% superior al del año anterior, tasa superior a la de los consumos finales debido al mayor consumo en

CUADRO 2.2.1

Consumo de energía primaria

	2001		2002		2002/01
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Carbón	19.528	15,3	21.888	16,6	12,1
Petróleo	66.721	52,2	67.611	51,1	1,3
Gas natural	16.405	12,8	18.757	14,2	14,3
Nuclear	16.602	13,0	16.422	12,4	-1,1
Hidráulica	3.528	2,8	1.981	1,5	43,8
Otras energías renovables	4.849	3,8	5.116	3,9	5,5
Saldo eléct. (imp.-exp.)	297	0,2	458	0,3	
TOTAL	127.930	100,0	132.233	100,0	3,4

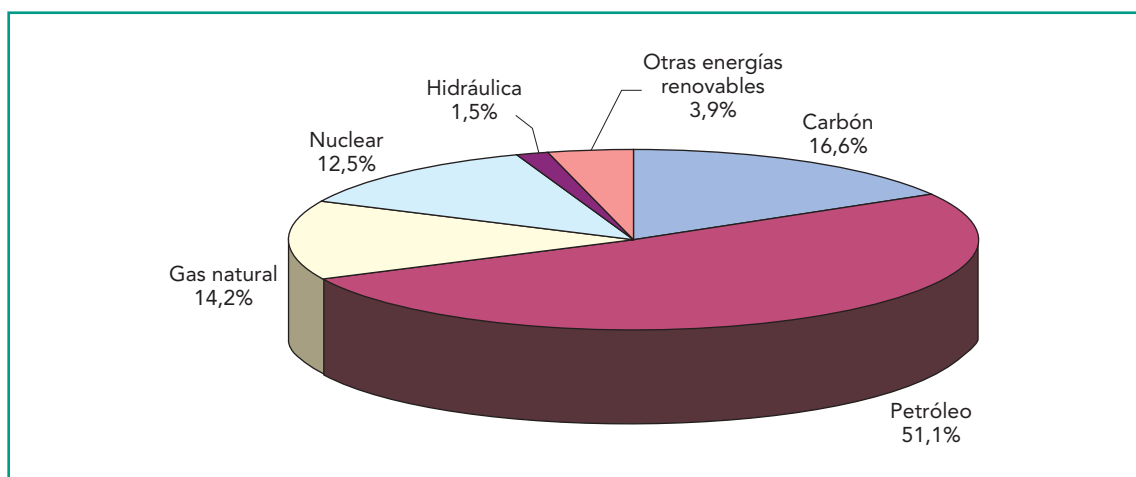
Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

generación eléctrica, aunque su peso en la estructura de generación es poco significativo.

- La demanda total de gas natural fue de 18.757 Ktep con un aumento del 14,3% respecto a 2001, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 14,2%, destacando el incremento de su uso en generación eléctrica, tanto en cogeneración como, por primer año, en las nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado.
- Las energías renovables, sin incluir la hidráulica, contribuyen al balance total con 5.116 Ktep, el 5,5% del total. La mayor parte se usa directamente en usos finales, en especial la biomasa, correspondiendo el resto al consumo en generación eléctrica a partir de eólica, RSU, solar, etc.

GRÁFICO 2.3

Consumo de energía primaria 2002



- La energía hidroeléctrica fue un 43,8% inferior a la de 2001, muy por debajo de los niveles considerados medios.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear bajó un 1,1%, con un alto grado de utilización del parque nuclear de generación.

En el cuadro 2.2.2 y gráfico 2.4 se recoge la evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB desde 1980, con un significativo aumento en el último año, derivado de la baja generación hidroeléctrica, que ha provocado una mayor generación con

CUADRO 2.2.2

Consumo de energía primaria por unidad de PIB
(tep/miles de € ctes. de 1995)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002
PIB	304,2	313,1	336,6	391,4	420,5	437,8	466,1	486,2	505,8	526,4	540,6	551,4
Carbón/PIB	0,044	0,058	0,061	0,063	0,063	0,062	0,059	0,060	0,069	0,073	0,066	0,074
Petróleo/PIB	0,165	0,140	0,134	0,151	0,166	0,180	0,189	0,203	0,207	0,213	0,219	0,222
Gas natural/PIB	0,005	0,007	0,008	0,015	0,019	0,025	0,036	0,039	0,044	0,050	0,054	0,062
Nuclear/PIB	0,004	0,009	0,032	0,048	0,048	0,047	0,047	0,051	0,050	0,053	0,055	0,054
Hidráulica/PIB	0,008	0,008	0,008	0,005	0,006	0,007	0,010	0,011	0,008	0,010	0,014	0,009
Saldo eléct./PIB	0,000	0,000	0,000	-0,001	0,000	0,001	-0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,002
Energía prim./PIB	0,226	0,216	0,219	0,219	0,219	0,223	0,223	0,228	0,229	0,231	0,230	0,233

Metodología: AIE.

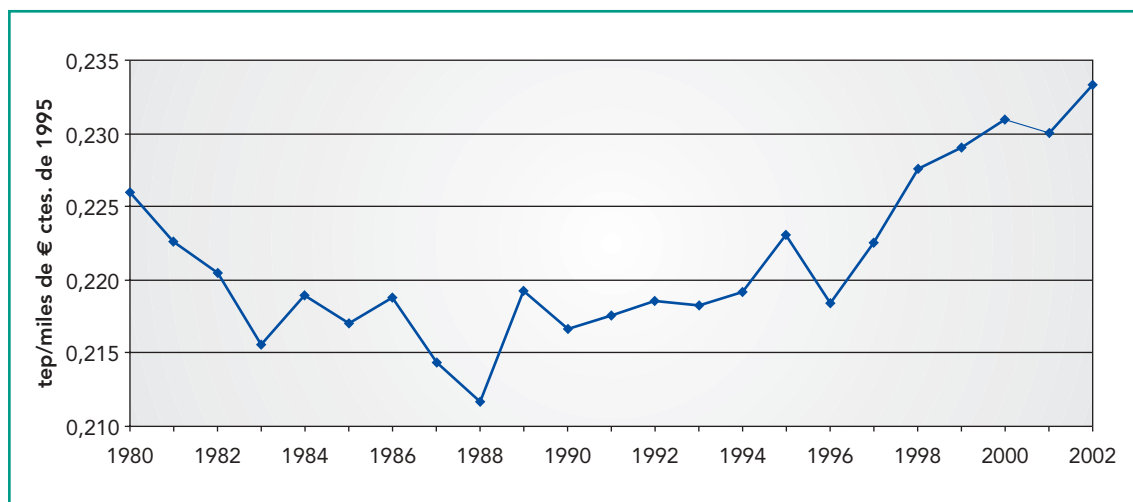
No incluye energías renovables distintas de la hidráulica.

PIB en miles de millones de € de 1995.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 2.4

Intensidad energética (energía primaria/PIB)



combustibles fósiles. En los últimos años el índice se mantiene por encima de los valores de 1980. Este indicador de intensidad energética es menos representativo de la actividad económica y sufre más oscilaciones que el de energía final por unidad de PIB antes citado, al depender, en parte, de la hidraulicidad del año.

2.3 Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento

Como se indica en el cuadro 2.3.1 y gráfico 2.5, la producción interior de energía primaria en 2002 fue de 31.986 Ktep, un 4,9% inferior a la del año anterior, con descensos en todas las fuentes excepto en renovables distintas de la hidráulica.

CUADRO 2.3.1

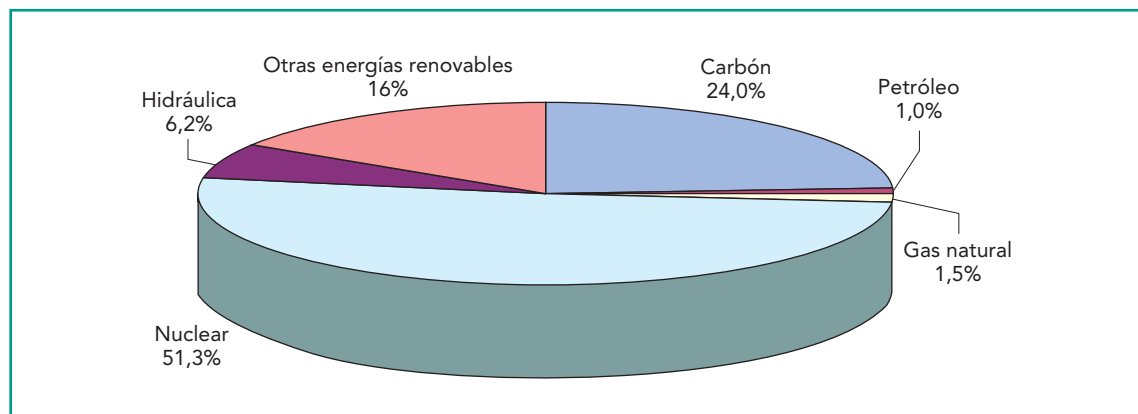
Producción nacional de energía

	2001		2002		2002/01
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Carbón	7.863	23,4	7.685	24,0	-2,3
Petróleo	338	1,0	316	1,0	-6,5
Gas natural	471	1,4	467	1,5	-1,0
Nuclear	16.602	49,3	16.422	51,3	-1,1
Hidráulica	3.528	10,5	1.981	6,2	-43,8
Otras energías renovables	4.849	14,4	5.116	16,0	5,5
TOTAL	33.651	100,0	31.986	100,0	-4,9

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 2.5

Producción nacional de energía 2002



La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, que representa el 24% del total, bajó un 2,3%. Expresada en toneladas, bajó la producción en hulla y antracita, aumentando la de lignito pardo y lignito negro, alcanzando 22 Mt en total (cuadro 2.3.2).

La producción de petróleo y gas, que en conjunto supone el 2,5% de la producción nacional de energía, ha bajado tanto en petróleo como en gas, manteniéndose en niveles muy bajos.

Como se ha indicado, la producción de energía hidráulica bajó un 43,8%; también bajó la producción de energía nuclear, 1,1% y la de otras energías renovables creció un 5,5%, fundamentalmente debido a la generación eólica.

El aumento de la demanda y descenso de la producción interior, ha hecho que el grado de autoabastecimiento energético, expresado en Ktep, haya bajado hasta el 24,2%, como se indica en el cuadro 2.3.3.

CUADRO 2.3.2

Producción nacional de carbón

	2001	2002	2002/01	2001	2002	2002/01
	Miles de toneladas		%	Miles de tep.		%
Hulla y antracita	10.491	9.752	-7,0	5.293	4.895	-7,5
Lignito negro	3.475	3.557	2,4	1.075	1.058	-1,6
Lignito pardo	8.718	8.726	0,1	1.495	1.731	15,8
TOTAL	22.685	22.035	-2,9	7.863	7.685	-2,3

Fuente: DGPEM.

CUADRO 2.3.3

Grado de autoabastecimiento¹

	2001	2002
Carbón	40,3	35,1
Petróleo	0,5	0,5
Gas natural	2,9	2,5
Nuclear	100,0	100,0
Hidráulica	100,0	100,0
Energías renovables	100,0	100,0
TOTAL	26,3	24,2

¹ Relación entre producción interior y consumo total de energía.

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

3.1 Demanda eléctrica

La demanda nacional de energía eléctrica en barras de central en 2002 fue de 233.677 GWh, lo que supone un incremento del 2,7% respecto a la del año anterior (cuadro 3.1.1).

En el sistema peninsular, la demanda creció un 2,7% en dicho año, correspondiendo a las centrales del sistema de Red Eléctrica de España (REE) un crecimiento del 2,5%, y al Régimen Especial un 12,5%. Este último dato corresponde a estimaciones basadas en la nueva potencia entrada en servicio y en los datos de energía eléctrica cedida a la red por autoproducidos. En los sistemas extrapeninsulares, la demanda fue un 2,8% superior a la del año anterior.

Estas tasas, significativamente menores que las de años anteriores, son imputables tanto a la actividad económica como a que las temperaturas extremas han sido más suaves que las del año anterior.

CUADRO 3.1.1

Demanda de energía eléctrica en barras de central

Sistema	2001 (Gwh)	2002 (Gwh)	2002/01 %
1. Peninsular	215.776	221.615	2,7
1.1 Sistema de REE	205.742	210.857	2,5
– Centrales propias	171.907	170.821	-0,6
– Saldo de II *	3.460	5.329	
– Adquirida al régimen especial	30.376	34.707	14,3
1.2 Régimen especial	40.410	45.465	12,5
– Venta a REE	30.376	34.707	14,3
– Autoconsumo régimen especial	10.035	10.758	7,2
2 Extrapeninsular	11.729	12.062	2,8
2.1 Canarias	6.818	7.100	4,1
– UNELCO	6.096	6.372	4,5
– Régimen especial	722	729	1,0
2.2 Baleares	4.630	4.674	0,9
– GESA	4.465	4.555	2,0
– Régimen especial	165	118	-28,5
2.3 Ceuta y Melilla	281	288	2,6
3. Demanda total nacional (bc) (1 + 2)	227.505	233.677	2,7

* Import.-Export.

Fuente: Red Eléctrica de España, S. A. y CNE.

Partiendo de la demanda en barras de central y una vez deducidas las pérdidas en transporte y distribución y el consumo del sector energético, se llega a la demanda final de electricidad que aparece desglosada en el cuadro 3.1.2, donde se pone de manifiesto el aumento de la actividad económica en el año; el consumo industrial creció un 2,8%, el del transporte un 5,1% y el de los sectores doméstico y terciario, un 2,5%, bajo incremento favorecido por las condiciones climáticas citadas, a pesar del aumento del equipamiento de los hogares, en particular para climatización.

En el cuadro 3.1.3 se recoge la evolución mensual de la demanda en el sistema de

CUADRO 3.1.2

Consumo final de electricidad

	2001 (Gwh)	2002 (Gwh)	2002/01 %
TOTAL NACIONAL	201.066	206.535	2,7
Peninsular	190.539	195.711	2,7
Extrapesinular	10.527	10.824	2,8
Industria	90.332	92.890	2,8
Transporte	4.563	4.794	5,1
Resto	106.171	108.851	2,5

Fuente: DGPEM (Dirección General de Política Energética y Minas).

CUADRO 3.1.3

Demanda eléctrica peninsular en b.c.¹

Mes	2001 (Gwh)	2002 (Gwh)	% 2002/01	
			Mensual	Acumulado
Enero	18.310	19.324	5,5	5,5
Febrero	16.509	16.980	2,9	4,3
Marzo	17.262	17.616	2,0	3,5
Abril	15.551	16.998	9,3	4,9
Mayo	16.710	17.171	2,8	4,4
Junio	17.099	17.372	1,6	4,0
Julio	17.657	18.458	4,5	4,0
Agosto	16.757	16.603	-0,9	3,4
Septiembre	16.502	17.136	3,8	3,5
Octubre	16.741	17.388	3,9	3,5
Noviembre	17.801	17.536	-1,5	3,0
Diciembre	18.844	18.276	-3,0	2,5
TOTAL	205.742	210.857		2,5

¹ Incluye compras al régimen especial.

Fuente: Red Eléctrica de España, S. A. y CNE.

REE. En todos los meses creció la demanda, excepto en agosto, noviembre y diciembre por las condiciones climáticas más suaves que las de los mismos meses del año anterior.

El comportamiento de la demanda en las distintas zonas que integran el mercado peninsular se encuentra recogido en el cuadro 3.1.4.

El cuadro 3.1.5 recoge la evolución del Índice de Producción Industrial (IPI), que aumentó un 0,2% respecto al del año anterior, con evolución irregular en sus componentes, destacando el aumento en bienes de consumo y descenso en bienes de equipo.

CUADRO 3.1.4
Demanda eléctrica por zonas¹

	2001 (Gwh)	2002 (Gwh)	2002/01 %
Catalana	34.689	35.557	2,5
Centro-Levante	55.404	56.404	1,8
Centro-Norte	24.115	23.176	-3,9
Noroeste	28.111	27.058	-3,7
Aragonesa	4.541	4.163	-8,3
Andaluza	28.506	29.792	4,5
TOTAL	175.366	176.150	0,4

¹ Sin incluir compras al régimen especial.
Fuente: Red Eléctrica de España, S. A. y CNE.

CUADRO 3.1.5
Índice de Producción Industrial (base 1990)

	2001	2002	2002/01
Índice general	121,4	121,6	0,2
1. Energía	121,4	121,5	0,1
2. Extracción y transf. miner. no energéticos	126,4	130,3	3,1
3. Indust. transf. de metales	131,6	126,7	-3,7
4. Otras indust. manufact.	110,5	112,7	2,0
Bienes de consumo	115,6	119,0	2,9
Bienes de equipo	131,5	120,1	-8,7
Bienes intermedios	122,9	124,1	1,0

Fuente: INE.

3.2 Oferta eléctrica

3.2.1 EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En el cuadro 3.2.1.1 se indica la potencia de generación eléctrica total instalada a 31-12-2002, incluyendo autoprodutores, cuya potencia agregada continúa creciendo. Destaca la entrada en servicio en el año de parques eólicos y las nuevas centrales de gas de ciclo combinado.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto nacional ascendió en 2002 a 246.078 GWh, un 3,4% superior a la del año anterior. La estructura de generación, como puede observarse en el cuadro 3.2.1.2, muestra un significativo descenso de la producción hidroeléctrica, un 39,8%, alcanzando niveles muy por debajo de los del año hidráulico medio.

La producción en centrales nucleares bajó un 1,1%, continuando su elevada disponibilidad y utilización. Por lo que respecta a la producción con centrales de carbón, se produjo un aumento del 14,8%, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto total nacional alcanzó el 33,7%.

CUADRO 3.2.1.1

Potencia instalada a 31-12-2001. Total nacional

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
Hidráulica	18.078	29,2	10,7
– Convencional y mixta	15.532		
– Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.876	12,7	25,6
Carbón	12.205	19,7	33,7
– Hulla y antracita nacional	6.147		
– Lignito negro	1.502		
– Lignito pardo	2.031		
– Carbón importado	2.525		
Fuel oil-Gas oil	8.254	13,3	10,9
Gas natural	10.097	12,7	13,7
RSU y Biomasa	943	0,8	1,8
Eólica	4.366	5,0	3,5
Solar fotovoltaica	16	0,0	0,0
TOTAL	61.834	100,0	100,0

Fuente: DGPEM y Red Eléctrica de España, S. A.

CUADRO 3.2.1.2

Balance eléctrico nacional según centrales

	2001		2002		2002/01 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	43.858	18,4	26.388	10,7	-39,8
Nuclear	63.708	26,8	63.016	25,6	-1,1
Carbón	72.274	30,4	82.949	33,7	14,8
Fuel oil	23.060	9,7	26.785	10,9	16,2
Gas natural	24.368	10,2	33.702	13,7	38,3
Otros ¹	10.742	4,5	13.238	5,4	23,2
Producción bruta	238.010	100,0	246.078	100,0	3,4
Consumos en generación	9.805		10.734		9,5
Producción neta	228.204		235.345		3,1
Consumo en bombeo	4.132		6.956		
Saldo de intercambios	3.460		5.329		
Demanda (bc)	227.532		233.717		2,7

¹ Biomasa, RSU, eólica y solar fotovoltaica.
Fuente: DGPEM.

La producción en centrales de fuel-oil ha aumentado un 16,2% y sigue teniendo un peso bajo en la estructura de generación. El aumento en las de gas y en otros es debido a la entrada en operación de autoprodutores, en particular de energía eólica, y también las nuevas centrales de gas de ciclo combinado.

En el cuadro 3.2.1.3 se muestra el balance eléctrico total nacional por combustibles, apreciándose que sube la producción en todos los tipos, excepto hidroeléctrica y nuclear.

La producción eléctrica neta, en barras de central, total nacional fue, en 2002 de 235.345 GWh, con un aumento del 3,1% en relación con dicho valor en 2001. Los consumos en generación han aumentado un 9,5% y, finalmente, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado nacional aumentó un 2,7% en relación con 2001, debido al fuerte aumento del consumo en bombeo y a pesar del aumento de las importaciones.

El consumo de combustibles para generación eléctrica, en unidades físicas y energéticas, se indica en el cuadro 3.2.1.4. El consumo de carbón en toneladas aumentó un 11,6%, el de productos petrolíferos aumentó un 15,5%, mientras el de gas en tep aumentó un 44,1%.

CUADRO 3.2.1.3

Balance eléctrico nacional por fuentes de energía

	2001		2002		2002/01 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	43.858	18,4	26.388	10,7	-39,8
Nuclear	63.708	26,8	63.016	25,6	-1,1
Carbón	71.817	30,2	82.457	33,5	14,8
P. petrolíferos	24.599	10,3	28.593	11,6	16,2
Gas natural	23.286	9,8	32.386	13,2	39,1
Otros ¹	10.742	4,5	13.238	5,4	23,2
Producción bruta	238.010	100,0	246.078	100,0	3,4

¹ Biomasa, RSU, eólica y solar fotovoltaica.
Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.1.4

Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total nacional

	2001	2002	2002/01 %	2001	2002	2002/01 %
	Miles de toneladas ¹	Miles de tep				
Carbón	36.889	41.180	11,6	16.138	18.611	15,3
– Hulla+antracita nacional	11.082	10.889	-1,7	5.588	5.588	0,0
– Carbón importado	13.710	17.286	26,1	8.018	10.175	26,9
– Lignito negro	3.325	4.267	28,3	1.029	1.304	26,7
– Lignito pardo	8.771	8.738	-0,4	1.503	1.544	2,7
Productos petrolíferos	5.266	6.079	15,5	5.028	5.804	15,4
Gas natural	34.713	50.030	44,1	3.124	4.503	44,1
Gas siderúrgico	3.650	3.512	-3,8	347	334	-3,8
Otros combustibles sólidos	2.831	3.078	8,7	676	763	12,9
TOTAL				25.312	30.014	18,6

¹ Gas natural y gas siderúrgico en millones de termias PCS.
Fuente: DGPEM.

Para generar la energía eléctrica producida en 2002 ha sido preciso consumir, en los diferentes tipos de instalaciones de generación eléctrica, 49.131 Ktep, un 6,7% más que el año anterior, como se indica en el cuadro 3.2.1.5. Esta tasa es distinta de la variación de la producción, debido a los diferentes rendimientos de las distintas fuentes de generación.

CUADRO 3.2.1.5

Consumo de energía primaria en generación de electricidad. Total nacional

	2001		2002		2002/01 %
	ktep	%	ktep	%	
Hidroeléctrica	3.528	7,7	1.981	4,0	-43,8
Nuclear	16.602	36,1	16.422	33,4	-1,1
Carbón	16.485	35,8	18.907	38,5	14,7
– Nacional	8.120	17,6	8.398	17,1	3,4
– Importado	8.364	18,2	10.509	21,4	25,6
Petróleo	5.026	10,9	5.804	11,8	15,5
Gas natural	3.124	6,8	4.503	9,2	44,1
Otros (1)	1.277	2,8	1.515	3,1	18,6
Total	46.042	100,0	49.131	100,0	6,7

¹ Biomasa, RSU, eólica y solar fotovoltaica.
Fuente: DGPEM.

3.2.2 EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA PENINSULAR

En el cuadro 3.2.2.1 se detalla la potencia instalada a 31 de diciembre de 2002, en el Sistema Eléctrico Peninsular. Este Sistema está constituido por las centrales integradas en el sistema de Red Eléctrica de España, S. A., así como por un conjunto variado de autoprodutores que se integran en el Régimen Especial.

La producción de energía eléctrica, en bornes de generador, en el Sistema Peninsular, ascendió en 2002 a 233.118 GWh, un 3,4% superior a la producción de 2001.

Los consumos en generación aumentaron un 10,2%, debido a la mayor generación con carbón. La producción eléctrica neta aumentó un 3,1%, alcanzando 223.281 GWh, en barras de central.

El consumo por bombeo aumentó en el año, mientras el saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica resultó importador y con un volumen mayor que el año anterior. En consecuencia, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado, creció un 2,7%. En el cuadro 3.2.2.2 se muestra el balance eléctrico del Sistema Peninsular, según centrales, de los dos últimos años.

La estructura de generación muestra, de forma similar a como se ha señalado para el conjunto total nacional, que se produjo un descenso de la producción de energía hidroeléctrica, mientras la producción con centrales de carbón aumentó el 15,6%, y con

CUADRO 3.2.2.1

**Potencia instalada a 31-12-2001.
Total peninsular**

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
Hidráulica	18.077	30,9	11,3
– Convencional y mixta	15.531		
– Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.876	13,5	27,0
Carbón	11.695	20,0	34,0
– Hulla y antracita nacional	6.147		
– Lignito negro	1.502		
– Lignito pardo	2.031		
– Carbón importado	2.015		
Fuel oil-Gas oil	5.532	9,5	7,7
Gas natural	10.097	17,3	14,5
RSU y Biomasa	909	1,6	1,9
Eólica	4.245	7,3	3,6
Solar fotovoltaica	16	0,0	0,0
TOTAL	58.447	100,0	100,0

Fuente: DGPEM y Red Eléctrica de España, S. A., y CNE.

las de gas aumentó un 38,3%. La producción eléctrica de origen nuclear experimentó un descenso del 1,1% en relación a la de 2001, con elevados grados de utilización de las plantas existentes. La producción en centrales con fuel aumentó el 22,7%.

El balance eléctrico peninsular según fuentes de energía se muestra en el cuadro 3.2.2.3, mientras el consumo de combustibles en unidades físicas se indica en el cuadro 3.2.2.4.

ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

La hidraulicidad tuvo, en 2002, una evolución muy por debajo de la media histórica, excepto en los dos últimos meses, donde superó ésta ampliamente, acercándose a los niveles de los primeros meses de 2001. La energía eléctrica producible por meses de los años 2001 y 2002 se muestran en el cuadro 3.2.2.5.

La gestión de reservas, conjuntamente con la evolución, antes indicada, del producible hidráulico, dio como resultado una producción hidroeléctrica total en el sis-

CUADRO 3.2.2.2

Balance eléctrico peninsular según centrales

	2001		2002		2002/01 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	43.857	19,5	26.387	11,3	-39,8
Nuclear	63.708	28,3	63.016	27,0	-1,1
Carbón	68.673	30,5	79.373	34,0	15,6
Fuel oil	14.562	6,5	17.872	7,7	22,7
Gas natural	24.368	10,8	33.702	14,5	38,3
Otros ¹	10.238	4,5	12.768	5,5	24,7
Producción bruta	225.405	100,0	233.118	100,0	3,4
Consumos en generación	8.930		9.837		10,2
Producción neta	216.476		223.281		3,1
Consumo en bombeo	4.132		6.956		
Saldo de intercambios	3.460		5.329		
Demanda (bc)	215.804		221.654		2,7

¹ Biomasa, RSU, eólica y solar fotovoltaica.
Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.2.3

Balance eléctrico peninsular por fuentes de energía

	2001		2002		2002/01 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	43.857	1.408,2	26.387	11,3	-39,8
Nuclear	63.708	2.045,6	63.016	27,0	-1,1
Carbón	68.316	2.193,6	79.000	33,9	15,6
Productos petrolíferos	16.001	513,8	19.561	8,4	22,2
Gas natural	23.286	747,7	32.386	13,9	39,1
Otros ¹	10.238	4,5	12.768	5,5	24,7
– RSU	462		443		
– Biomasa	3.114		3.933		
– Eólica	6.633		8.357		
– Solar fotovoltaica	28		35		
Producción bruta	225.405	6.913,3	233.118	100,0	3,4

¹ Biomasa, RSU, eólica y solar fotovoltaica.
Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.2.4

Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total peninsular

	Miles de toneladas ¹		2001/00 %	Miles de tep		2002/01 %
	2001	2002		2001	2002	
Carbón	35.608	39.915	12,1	15.356	17.801	15,9
– Hulla+antracita nacional	11.082	10.889	-1,7	5.588	5.550	-0,7
– Carbón importado	12.429	16.021	28,9	7.236	9.403	30,0
– Lignito negro	3.325	4.267	28,3	1.029	1.304	26,7
– Lignito pardo	8.771	8.738	-0,4	1.503	1.545	2,8
Productos petrolíferos	3.133	3.813	21,7	2.953	3.594	21,7
Gas natural	34.713	50.030	44,1	3.124	4.503	44,1
Gas siderúrgico	3.650	3.512	-3,8	347	334	-3,8
Otros combustibles sólidos	2.522	2.854	13,2	617	721	16,8
TOTAL				22.396	26.952	20,3

¹ Gas natural y gas siderúrgico en millones de termias PCS.
Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.2.5

Energía hidroeléctrica producible

	2001	2002	Media histórica
Enero	222	19	103
Febrero	254	40	127
Marzo	176	50	146
Abril	243	69	116
Mayo	112	56	106
Junio	95	56	95
Julio	45	41	74
Agosto	23	15	33
Septiembre	12	11	16
Octubre	12	24	21
Noviembre	39	45	46
Diciembre	26	106	74

Fuente: Red Eléctrica de España, S. A.

tema peninsular de 26.387 GWh, en bornes de generador, un 39,8% inferior a la del año 2001.

CARBÓN

La producción eléctrica, en bornes de generador, en centrales de carbón del Sistema Peninsular fue, en 2002, de 79.373 GWh, siendo la participación en la producción total del 34%, peso superior al del año anterior, como consecuencia de la menor producción hidroeléctrica y nuclear.

El consumo de carbón alcanzó 39.915 Kt, superior en un 12,1% al del año anterior, destacando, en toneladas, el descenso del 1,7% en hulla y antracita nacional y el aumento del 28,9% en carbón importado, bajando ligeramente en lignito pardo y aumentando en lignito negro, como se indica en el cuadro 3.2.2.4.

Las existencias de carbón en los parques de las centrales térmicas del Sistema Peninsular, a 31 de diciembre de 2002 (cuadro 3.2.2.6), ascendían a 7.629 Kt, un 4,2% superior a las existencias al 31 de diciembre de 2001.

FUEL-OIL Y GAS NATURAL

En 2002, se generaron 17.872 GWh, en bornes de generador, en centrales de fuel-oil, con aumento del 22,7% y 33.702 GWh en centrales de gas natural, con aumento del 38,3%.

El consumo de productos petrolíferos en generación ascendió, en 2002, a 3813 Kt, un 21,7% superior al de 2001. El de gas natural fue de 50030 millones de termias PCS, un 44,1% superior al valor del año anterior.

OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES

Este apartado ha alcanzado en el año 12.768 GWh brutos, con aumento del 24,7% respecto al del año anterior, destacando la producción eólica, 8.357 GWh, un 26% superior a la del año anterior y debido a la entrada en servicio de nueva potencia.

CUADRO 3.2.2.6

Existencias de carbón en las centrales térmicas peninsulares

	Exist. en miles de toneladas a:		Variación	
	31-12-2001	31-12-2002	Miles de t.	%
Hulla + Antracita nac.	2.469	2.281	-188	-7,6
Hulla importada	2.013	3.000	987	49,0
Lignito pardo	178	143	-36	-20,1
Lignito negro	2.664	2.205	-459	-17,2
TOTAL	7.325	7.629	304	4,2

Fuente: Red Eléctrica de España, S. A.

NUCLEAR

En el Capítulo 4 del presente Informe se efectúa un análisis detallado tanto de la explotación de las centrales nucleares en 2002 como del resto de las actividades relacionadas con la generación eléctrica de origen nuclear.

3.2.3 EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA EXTRAPENINSULAR

El cuadro 3.2.3.1 muestra la potencia instalada en el parque de generación eléctrica extrapeninsular, a 31 de diciembre de 2002.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto del sistema extrapeninsular, en 2002, fue de 12.960 GWh, lo que representa un incremento del 2,8% en relación con 2001.

Los consumos en generación aumentaron un 13,4%, por lo que la producción neta, o energía eléctrica disponible en barras de central, ha sido, en 2002, de 11.968 GWh, un 2% superior al valor del año 2001.

En el cuadro 3.2.3.2 se muestra el balance eléctrico extrapeninsular, por centrales, de los dos últimos años. La demanda se sigue cubriendo, mayoritariamente, por la producción de las centrales que emplean productos petrolíferos. El resto, salvo una muy pequeña aportación hidroeléctrica, se completa con la producción con carbón en la central de Alcudia (Baleares) y unidades que emplean energías renovables.

Los cuadros 3.2.3.3 y 3.2.3.4 muestran el balance eléctrico extrapeninsular según combustibles y el consumo de éstos.

CUADRO 3.2.3.1

Potencia instalada a 31-12-2002. Total extrapeninsular

	Baleares Mw	Canarias Mw	Ceuta y Melilla Mw	Total Mw
Hidráulica	0,0	0,8	0,0	0,8
Térmica	1.484,0	1.691,1	90,0	3.265,1
– Carbón	510,0	0,0	0,0	510,0
– Productos petrolíferos	941,0	1.691	90,0	2.722,1
– RSU	33,0	0,0	0,0	33,0
– Eólica	0,0	121,0	0,0	121,0
TOTAL	1.484,0	1.691,9	90,0	3.265,9

Fuente: DGPEM y Red Eléctrica de España, S. A.

CUADRO 3.2.3.2

Balance eléctrico extrapeninsular según centrales

	2001		2002		2002/01 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	2	0,0	1	0,0	-37,5
Carbón	3.601	28,6	3.576	27,6	-0,7
Fuel oil	8.498	67,4	8.913	68,8	4,9
Eólica	333	2,6	347	2,7	4,1
RSU	171	1,4	124	1,0	-27,7
Producción bruta	12.604	100,0	12.960	100,0	2,8
Consumos en generación	876		993		13,4
Demanda (bc)	11.729		11.968		2,0

Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.3.3

Balance eléctrico extrapeninsular por fuentes de energía

	2001		2002		2002/01 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	2	0,0	1	0,0	-37,5
Carbón	3.501	27,8	3.457	26,7	-1,2
Productos petrolíferos	8.598	68,2	9.032	69,7	5,0
Eólica	333	2,6	347	2,7	4,1
RSU	171	1,4	124	1,0	-27,7
Producción bruta	12.604	100,0	12.960	100,0	2,8

Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.3.4

Consumo de combustibles en generación eléctrica. Total extrapeninsular

	2001	2002	2002/01 %	2001	2002	2002/01 %
	Miles de toneladas			Miles de tep		
Carbón importado	1.239	1.281	3,3	757	782	3,3
Productos petrolíferos	1.954	2.133	9,2	1.897	2.073	9,3
RSU	293	310	5,6	56	59	5,6
Producción bruta				2.654	2.855	7,6

Fuente: DGPEM.

RED DE TRANSPORTE

Las nuevas líneas de transporte de energía eléctrica y subestaciones que entraron en servicio en 2002 se indican en el Capítulo II de este Informe.

En el cuadro 3.2.4.1 se indica la evolución histórica de estas líneas y subestaciones.

3.3 Estructura de tarifas

INCREMENTO MEDIO DE TARIFAS PARA 2002

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 17.2 establece que «anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno mediante Real Decreto procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia».

En el contexto normativo establecido por la Ley, y la normativa de desarrollo de la misma, se ha aprobado para 2003, por Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, aplicable a partir del 1 de enero, un aumento promedio sobre el conjunto de las tarifas de venta de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución un 1,69 por 100 y un 1,95 por 100 respectivamente de media sobre las aprobadas en 2002.

Con ello para el año 2003, teniendo en cuenta el calendario de liberalización del suministro, la subida de tarifas y los diferentes costes, se prevé un incremento de los ingresos medios del sector del 1,65%.

DISTRIBUCIÓN DE LOS INCREMENTOS ENTRE LAS DIFERENTES TARIFAS

- a) El incremento medio de las tarifas para la venta de energía eléctrica se distribuye entre las diferentes tarifas de la forma siguiente:
 - Tarifa doméstica: 1,5%.
 - Resto de tarifas para consumidores: 2%.
 - Tarifas para distribuidores: 2,85% (de acuerdo con la fórmula de cálculo establecida en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.

- b) El incremento medio de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica se distribuye entre las diferentes tarifas de la forma siguiente:
 - Tarifa doméstica: 1,5%.
 - Resto de tarifas para consumidores: 2%.

CUADRO 3.2.4.1
Evolución del sistema de transporte y transformación

	1998	1999	2000	2001	2002*
km de circuito de a 400 kV					
RED ELECTRICA	14.278	14.278	14.658	14.839	15.541
Otras empresas	260	260	260	341	351
Total	14.538	14.538	14.918	15.180	15.892
km de circuito de a 220 kV					
RED ELECTRICA	4.280	4.280	4.280	4.327	4.335
Otras empresas	11.521	11.620	11.723	11.851	11.967
Total	15.801	15.900	16.003	16.178	16.302
Capacidad de transformación 400/AT (MVA)*					
RED ELECTRICA	16.988	17.913	19.613	20.213	22.463
Otras empresas	25.699	26.144	26.149	27.499	31.249
Total	42.687	44.057	45.762	47.712	53.712

* Situación a 31-12-2002 que variará con la adquisición de activos de REE.
Fuente: Red Eléctrica de España, S. A.



Se fijan los precios de las tarifas de acceso reguladas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, diferenciados de acuerdo con el artículo 1, apartado 4 de la Ley 9/2001, de 4 de junio, los precios correspondientes a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por el consumidor cualificado directamente o a través del comercializador con países de la Unión Europea del resto de contratos. Dichas tarifas cubren los costes que en el propio Real Decreto se regulan.

- c) Para los alquileres de equipos se mantienen las tarifas a la vista del informe emitido por la Comisión Nacional de Energía sobre la tarifa eléctrica de 2002. Los derechos de acometida, enganche y verificación, se modifican de acuerdo con la variación media de las tarifas de venta incrementándose en un 1,69%.
- d) Los precios de las tarifas por venta de energía de las instalaciones de producción en régimen especial varían dependiendo del sistema al que se encuentran acogidos, de la forma siguiente:

- Instalaciones acogidas al nuevo régimen establecido en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre:

Las primas y los precios se actualizan, salvo para las instalaciones tipos b.2 , b.6 y d.1, tomando como variación interanual del tipo de interés el -3,27%, resultado de la variación del MIBOR a tres meses de noviembre de 2001 con respecto a octubre de 2002. Como variación interanual del precio del gas se ha tomado la variación anual de los precios medios mensuales de un consumidor tipo de 46,5 millones de kWh/año suministrado por canalización con carácter firme, resultando un valor del -10,60%. La variación del precio medio de venta de la electricidad considerado resulta del 1,65% y de las tarifas de suministro del 1,69%.

Para las instalaciones tipos b.2 y b.6 se revisan sus tarifas y precios para adaptarlos a los objetivos previstos en el Plan de Fomento de Energías Renovables 2000-2010, resultando una variación de precios con relación al año anterior del -1,02% y del 11,10% respectivamente, para cada una de ellas.

Para las instalaciones tipos d.1 se revisan sus primas teniendo en cuenta la situación del sector, resultando una variación con relación al año anterior del 8,65% y en precio final 6,41%.

- Instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre:

Se modifican de acuerdo con la variación media de las tarifas de venta de energía eléctrica, incrementándose en un 1,69%.

- e) Se mantienen los coeficientes para cuantificar las pérdidas de transporte y distribución tanto en su estructura como en sus valores. Se fijan diferenciados por períodos horarios, tensiones y para cada una de las tarifas, acercando sus valores a los coeficientes reales de pérdidas de dichas redes.

EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

a) Evolución en España

La evolución de los precios desde 1984 se detalla en los cuadros 3.3.1 y 3.3.2:

- Evolución de los precios medios aprobados.
- Evolución de los índices de precios medios totales y desagregados por tarifas de alta tensión y baja tensión. (En 1998, se ha descontado el efecto del nuevo impuesto de la electricidad y en 1999 se han incluido las dos bajadas de tarifas).

Los datos de 2003 son los correspondientes a las últimas previsiones realizadas a finales de 2002.

CUADRO 3.3.1

Evolución de los precios

Año	Real Decreto tarifas núm.	Incremento anual	
		RD tarifas (%)	IPC (%)
1984	RD 774/84	8,75	9,0
1985	RD 153/85	6,80	8,2
1986	RD 441/86	7,25	8,3
1987	RD 162/87	4,01	4,6
1988	RD 36/88	5,50	5,8
1989	RD 61/89	4,10	6,9
1990	RD 58/90	5,50	6,5
1991	RD 1678/90	6,80	5,5
1992	RD 1821/91	3,20	5,3
1993	RD 1594/92	2,90	4,9
1994	RD 2320/93	2,06	4,3
1995	RD 2550/94	1,48	4,3
1996	RD 2204/95	0,00	3,2
1997	RD 2657/96	-3,00	2,0
1998	RD 2016/97	-3,63	1,4
1999	RD 2821/98 y RD Ley 6/99	-5,57	2,9
2000	RD 2066/99	-4,85	4,0
2001	RD 3490/00	-2,17	2,7
2002	RD 1463/01	0,41	3,5
2003*	RD 1463/02	1,69	2,0

* IPC previsto.
Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.3.2

Evolución de índices de precios medios

Año	Términos monetarios			Términos reales		
	Baja tensión	Alta tensión	Total	Baja tensión	Alta tensión	Total
1984	100	100	100	100	100	100
1985	104	106	107	96	98	99
1986	108	116	112	92	99	96
1987	110	119	116	90	97	95
1988	116	122	120	89	94	93
1989	121	127	126	87	92	91
1990	126	131	132	85	89	89
1991	134	141	141	86	91	91
1992	137	144	146	84	88	89
1993	142	143	150	83	83	87
1994	146	141	152	82	79	85
1995	151	137	152	81	73	81
1996	149	136	152	77	70	79
1997	146	131	148	74	67	75
1998	134	116	134	67	58	67
1999	128	113	127	62	55	62
2000	124	96	120	58	45	56
2001	120	77	135	55	35	61
2002	121	81	133	53	36	59
2003	123	89	131	53	38	56

En 1998 incluye el efecto del impuesto del carbón.

En 1999 incluye la rebaja adicional aprobada por RD-L 6/99.

Fuente: DGPEM.

b) Comparación con otros países

Para la comparación con otros países, se han utilizado los datos vigentes a 1 de enero de 2002 en los diferentes países de Europa, facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo doméstico e industrial. En 2002 no se ha facilitado por EUROSTAT el precio señal de un gran abonado industrial, como se hacía en años anteriores.

En los cuadros 3.3.3 y 3.3.4 se detallan estos precios, calculados en c€/kWh incluyendo todos los impuestos y tasas.

Como se puede observar:

➤ En consumidores tipo domésticos:

CUADRO 3.3.3

**Precios consumidores tipo industrial a 1-1-2002 con tasas incluido el IVA
(cent Euro/kWh)**

País	la 30 kW 1.000 h	lb 50 kW 1.000 h	lc 100 kW 1.600 h	ld 500 kW 2.500 h	le 500 kW 4.000 h	lf 2,5 MW 4.000 h	lg 4 MW 6.000 h	lh 10 MW 5.000 h	li 10 MW 7.000 h
Bélgica	15,91	15,83	13,69	10,65	9,21	8,47	7,07	6,27	5,45
Alemania	16,45	15,94	13,13	9,99	8,36	7,76	6,53	6,88	6,12
Dinamarca	11,62	11,47	11,37	10,90	10,90	na	na	na	na
Grecia	9,40	9,40	8,60	6,90	6,40	6,40	5,40	5,00	4,40
España	12,03	12,03	8,64	6,95	5,97	5,97	5,69	5,62	5,47
Francia	10,89	10,36	9,60	7,62	6,49	6,49	5,67	na	na
Irlanda	14,59	14,33	12,62	10,68	9,41	8,35	7,29	7,14	6,46
Italia	14,32	13,49	12,32	11,63	11,14	10,49	9,16	8,43	7,94
Luxemburgo	13,80	13,63	10,69	8,84	7,51	4,87	4,25	4,50	4,05
Holanda	na	na	na	na	na	na	na	na	na
Austria	13,82	13,72	12,90	na	na	na	na	na	na
Portugal	13,08	11,65	9,77	8,55	7,78	7,77	5,84	5,31	4,89
Finlandia	7,29	7,39	6,91	6,01	5,42	5,39	4,97	4,11	4,00
Suecia	4,51	4,54	4,24	4,32	3,87	3,54	3,28	3,32	3,18
Reino Unido	10,94	12,30	11,41	8,41	7,52	6,56	6,15	5,96	5,33
Noruega	7,83	7,44	7,92	6,20	5,37	4,65	3,89	3,61	3,51
MEDIA	11,76	11,57	10,25	8,40	7,53	6,67	5,78	5,51	5,07

Datos Eurostat.
Fuente: DGPEM.

Todos los precios en España se encuentran por debajo de la media comunitaria.

➤ En consumidores tipo industrial:

A medida que aumenta el tamaño del consumidor, el precio medio disminuye, pero en mayor medida que la media de la Comunidad para al final reducirse. De tal forma, que el precio del pequeño consumidor está por encima de esta media y el del mediano consumidor ligeramente por debajo.

➤ En los mayores consumidores se encuentra en torno a la media.

OTRAS ACTUACIONES DE INTERÉS DERIVADAS DE LA NORMATIVA DE TARIFAS

En el Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, además se regula lo siguiente:

CUADRO 3.3.4

**Precios consumidores tipo domésticos a 1-1-2002 con tasas incluyendo IVA
(cent Euro/kWh)**

País	Da 3 kW 600 kW	Db 3-4 kW 1,2 MWh	Dc 4-9 kW 3,5 MWh	Dd 6-9 kW 7,5 MWh	De 9 kW 20 MWh
Bélgica	18,77	17,33	13,94	13,43	8,89
Alemania	25,17	20,38	16,70	15,24	8,63
Dinamarca	32,77	26,25	22,02	20,74	19,02
Grecia	7,90	7,40	6,30	7,10	5,40
España	13,40	13,40	10,47	9,61	6,86
Francia	16,34	14,39	11,65	11,83	9,37
Irlanda	18,59	14,65	9,94	9,36	6,32
Italia	9,12	9,47	19,01	18,51	na
Luxemburgo	22,92	17,26	12,91	11,82	8,03
Holanda	18,43	17,44	16,42	15,86	9,75
Austria	16,60	15,41	13,39	13,35	10,61
Portugal	13,29	15,12	12,86	11,43	8,32
Finlandia	16,87	12,04	9,36	7,89	5,82
Suecia	24,82	16,68	11,33	10,51	9,41
Reino Unido	19,38	15,39	10,83	9,83	6,47
Noruega	39,39	23,43	12,95	10,04	8,43
MEDIA	19,61	16,00	13,13	12,28	8,76

Precios vigentes a 1-1-01.
Fuente: Eurostat.

RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

Se fijan los costes reconocidos para la retribución de las actividades reguladas, transporte, distribución y comercialización de las empresas sujetas al sistema de liquidación para el mismo año.

Asimismo incluye la retribución fija a percibir por las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997 con las modificaciones introducidas en el artículo 107 de la Ley 50/1997, de 30 de diciembre, de medidas fiscales administrativas y del orden social, y posteriormente en la Ley 9/2001, de 4 de junio.

Con los criterios citados y teniendo en cuenta que se considera un incremento de demanda para 2003 del 3,40%, los costes a reconocer a las actividades reguladas de las empresas peninsulares sujetas a liquidación, de acuerdo con lo establecido en el artículo 16 apartados 2, 3 y 4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, son los siguientes:

— Costes de transporte:	696.349 miles de euros
— Costes de distribución:	2.755.605 miles de euros
— Costes de comercialización:	261.064 miles de euros
TOTAL:	<u>3.713.018 miles de euros</u>

Para las empresas de los sistemas insulares y extrapeninsulares no acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico para el año 2003, estos costes son los siguientes:

— Costes de transporte:	56.680 miles de euros
— Costes de distribución:	236.927 miles de euros
— Costes de comercialización:	17.691 miles de euros
TOTAL:	<u>311.298 miles de euros</u>

El margen de los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico asciende en el año 2003 a 150.253 miles de euros.

La retribución fija a percibir en concepto de costes de transición a la competencia se cifra en 297.740 miles de euros, deduciendo los excesos de las primas por consumos de carbón autóctono y la cuantía de CTC imputada a la energía importada de años anteriores de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 9/2001.

El déficit de las actividades reguladas hasta el 31 de diciembre de 2002 incluyendo la revisión del sobrecoste de la generación extrapeninsular e insular, se fija para el año 2003 en 233.812 miles de euros.

COSTES PERMANENTES Y DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

Se establecen los porcentajes sobre la facturación que deben ser recaudados en concepto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, distinguiendo en sus cuantías, los correspondientes a tarifas finales de los correspondientes a tarifas de acceso o peajes, con objeto de que se cubran los costes a que atienden los mismos.

INFORMACIÓN A REMITIR AL MINISTERIO

Se mantiene la obligación de aportar determinada información al Ministerio de Economía, con objeto de dar cumplimiento a la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, a la información que requiere la Directiva sobre transparencia de precios aplicables a los consumidores industriales de gas y electricidad, y para poder garantizar la retribución económica según lo establecido en la disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

INSPECCIONES ESPECIALES

Se establecen las inspecciones que deberá efectuar la Comisión Nacional de Energía, tal como establece la Ley, sobre las facturaciones de las empresas eléctricas que permitan la comprobación de datos que requiere el Ministerio de Economía para el eficaz ejercicio de sus funciones así como para el ejercicio de funciones propias de la Comisión.

OTRAS REVISIONES DE TARIFAS Y PRECIOS

A) PRECIOS MÁXIMOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA POR LAS ACTUACIONES DERIVADAS DEL REGLAMENTO DE PUNTOS DE MEDIDA

Se revisan los precios máximos a cobrar por el Operador del Sistema como contraprestación a las actuaciones y verificaciones que debe realizar, en concepto de empresa verificadora, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 2018/1997 y la Orden de 12 de abril de 1999 que lo desarrolla, incrementándose de acuerdo con la variación media de tarifas para la venta de energía eléctrica.

B) COSTE Y VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Se fija en 91,57 euros el coste de la verificación inicial de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, a la que hace referencia el artículo 6 del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, incrementándose sobre el precio establecido en el año 2002, en el 1,69%.

C) ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO MEDIO DE LA GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO

El precio medio de la generación en régimen ordinario considerado en la tarifa para el 2003 es de 0,036059 €/kWh a los efectos del determinar el derecho de cobro del incentivo de consumo del carbón autóctono.

D) APLICACIÓN DEL SISTEMA DE INTERRUMPIBILIDAD

Se añade, mayor flexibilidad en la aplicación de los tipos A y B del sistema del sistema de interrumpibilidad, de tal forma que además de poderse aplicar en su totalidad, a iniciativa de Red Eléctrica de España, S. A., y de acuerdo con las necesidades del sistema, puedan aplicarse en tramos diferenciados por diferentes bajadas de carga.

E) TARIFA HORARIA DE POTENCIA Y TARIFAS ACOGIDAS AL COMPLEMENTO DE INTERRUMPIBILIDAD

Se mantiene congelada la tarifa horaria de potencia y el complemento por interrumpibilidad de consumidores acogidos a las tarifas generales de alta tensión hasta que se eliminen dichas tarifas, conservando la obligación de que los contratos adicionales de los consumidores acogidos al sistema de interrumpibilidad sean igualmente interrumpibles.

Por otra parte continúa eliminada la parte variable del complemento por interrumpibilidad. La obligación de dar los 23 días de punta móvil en la tarifa horaria de potencia se establece como en el año 2002 siendo un máximo en función de las necesidades del sistema, con la posibilidad de que estos días puedan corresponder a cualquier período del año, excepto sábados, domingos y festivos.

F) GARANTÍA DE POTENCIA

Se revisa el precio a pagar en concepto de garantía de potencia para el período tarifario I de los consumidores que adquieren su energía en tarifas de acceso de baja tensión y tres períodos tarifarios, con objeto de equilibrar sus pagos por este concepto con el resto de consumidores de baja tensión.

3.4 Regulación legal del sector

Las principales disposiciones publicadas durante el año 2002, se relacionan a continuación, comentando las principales:

- ORDEN ECO/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico (BOE n.º 89 de 13 de abril de 2002).

La Orden del Ministerio de Economía establece un procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro de energía eléctrica, homogéneo para todas las empresas, que permitirá disponer en todo el territorio nacional del registro de las incidencias que se produzcan en la continuidad de suministro.

Esta norma se dicta en desarrollo del Real Decreto 1955/2001, de transporte distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones, que a su vez es desarrollo reglamentario del artículo 48 de la Ley del Sector Eléctrico en la que se establece que las empresas distribuidoras promoverán la incorporación de tecnologías avanzadas en la medición y control de la calidad de suministro eléctrico que permitan facilitar la información a la Administración General del Estado, convenientemente auditada, necesaria para la determinación objetiva de la calidad de servicio.



El procedimiento que se aprueba obliga a las empresas distribuidoras, con unos criterios y metodología común, a disponer de sistemas que permitan recoger, almacenar y tratar los datos necesarios para evaluar la continuidad del suministro. Será auditado para que tanto los ciudadanos como las Administraciones competentes se aseguren de que funciona adecuadamente.

Este procedimiento tiene como objetivo último poder disponer de los datos de índices de continuidad que permitan a la Administración General del Estado conocer la situación para ir fijando la evolución de los límites de la calidad de suministro con criterios objetivos y comunes en todo el territorio.

Además, a través de este procedimiento se podrá evaluar para cada cliente si se han cumplido sus condiciones de calidad individual establecidas y en caso afirmativo, poder aplicar los preceptivos descuentos en la factura.

No obstante, para salvaguardar al consumidor se prevé también que si el cliente no está de acuerdo con las medidas de calidad efectuadas por este sistema, el cliente pueda instalar equipos adicionales en su instalación para comprobar las mediciones.

Los datos que se recojan a través de este procedimiento permitirán elaborar anualmente información de los valores de los índices de calidad en el ámbito de las distintas zonas del territorio español, información que será publicada por el Ministerio de Economía y además puesta a disposición de las Comunidades Autónomas.

- REAL DECRETO 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica (BOE n.º 115 de 14 de mayo de 2002).

El Real Decreto define la estructura y funcionamiento de todo el sistema de medidas de la red de alta tensión y las relaciones, derechos y obligaciones de los agentes que en la misma actúan o están implicados.

En relación con la normativa anterior, supone un avance significativo respecto de los derechos de los consumidores conectados en alta tensión, en sus relaciones con el resto de agentes del sistema, al dar a todos un tratamiento más equitativo.

Refuerza el sistema de garantías sobre la confidencialidad, seguridad y acceso a la información de medidas de la energía eléctrica, implantando la firma electrónica obligatoria para todos los equipos, asignando claramente las responsabilidades de cada sujeto.

El Reglamento desarrolla un nuevo modelo de comprobación y verificación de los equipos de medida y otros procesos asociados, más riguroso e imparcial que el sistema hasta ahora vigente, garantizando una medida de gran calidad.

El sistema de medida, consta de un sistema informático central propiedad de REE (Concentrador Principal del Operador del Sistema), al que llegan todas las

medidas a través de la red de comunicaciones, procedentes de generadores, distribuidores comercializadores y consumidores cualificados.

Los flujos de energía eléctrica intercambiada entre los mencionados agentes, que son directamente traducibles a flujos monetarios, se medirán con gran precisión en equipos de medida electrónicos, de tecnología avanzada, y mayoritariamente de fabricantes nacionales, casi todos ellos con capacidad de comunicación remota, generalmente mediante la red telefónica.

- ORDEN ECO/1588/2002, de 12 de junio, por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingreso en las liquidaciones de las actividades reguladas (BOE n.º 153 de 27 de junio de 2002).
- REAL DECRETO 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida (BOE n.º 210, de 2 de septiembre de 2002).

El Real Decreto constituye un paso notable para el mercado de producción de energía eléctrica, dentro de la senda de liberalización del sector eléctrico emprendida por el Gobierno en la Ley 54/1997 del sector eléctrico. Con ello en el mercado de producción se multiplicará el número de oferentes que compitan para vender la energía eléctrica que producen.

En el se hace efectiva la posibilidad de que las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energía renovables y a la combinada con producción de calor (régimen especial), vendan su energía en el mercado.

Para ello, se incentiva a estos productores a que presenten ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado de producción, bien directamente o a través de agentes vendedores que faciliten la tramitación de su contratación. Este incentivo consta de una parte fija, común para todas las instalaciones de régimen especial de producción de energía eléctrica, más en el caso de instalaciones de cogeneración que utilizan como combustible gas natural o combustibles líquidos derivados del petróleo, otro incentivo adicional transitorio función del precio mensual del gas natural que compensará a las instalaciones de cogeneración del fuerte incremento de precio de esta materia prima.

También se regula el procedimiento por el que las empresas comercializadoras de energía eléctrica amplían sus posibilidades de contratación, posibilitando por primera vez la compra a estas instalaciones de régimen especial.

Para una mayor optimización y eficiencia económica del sistema eléctrico se ha introducido, para las cogeneraciones de potencia superior a 10 MW, la repercusión a las mismas de una pequeña parte del sobre coste que causan por las desviaciones a corto plazo en su programa de vertido de energía eléctrica a la red de distribución.

Por último se asigna a la producción de energía eléctrica a partir de energía solar térmica una prima de 0,12 €/kWh, lo que permitirá continuar el especial impulso que en España tiene el desarrollo del aprovechamiento de esta clase de energía.

- RESOLUCIÓN de 31 de octubre de 2002, de la Secretaría de Estado de Energía, desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O. 6.1) «Medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia» (BOE n.º 272 de 13 de noviembre de 2002).
- ORDEN ECO/3146/2002, de 25 de noviembre, por la que se establece para el año 2002, la prima de consumo de carbón autóctono (BOE n.º 298 de 13 de diciembre de 2002).
- RESOLUCIÓN de 19 de noviembre de 2002, de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se aprueba el procedimiento de Operación del Sistema (P.O. 10.8) «Códigos Universales para puntos frontera clientes» (BOE n.º 298 de 13 de diciembre de 2002).
- RESOLUCIÓN de 19 de diciembre de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija, para el año 2003, el calendario aplicable al sistema estacional tipo 5 de discriminación horaria en el sistema integrado peninsular y en los sistemas extrapeninsulares de Ceuta, Melilla, archipiélago Balear y archipiélago Canario, de la tarifa eléctrica (BOE n.º 310 de 27 de diciembre de 2002).
- REAL DECRETO 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (BOE n.º 313 de 31 de diciembre de 2002).

La norma recoge los principios siguientes:

- Por una parte, propone el reconocimiento como un coste de los desajustes que se han producido en años anteriores incluida la corrección para los años 2001 y 2002 del sobrecoste de los sistemas extrapeninsulares e insulares, hasta que se dicta la norma, recuperables de forma lineal hasta el año 2010.
- Corregido este efecto de años pasados, la metodología que se plantea permitirá realizar las estimaciones de las variables que intervienen en la formación

de la tarifa de forma objetiva y con una estabilidad que evitará la posible aparición de problemas a futuro.

En líneas generales, la metodología contempla:

- 1.º Una previsión de costes integrantes de la tarifa de acuerdo con criterios objetivos.
Una vez realizado el cálculo de estos costes, se establece un límite de variación de la tarifa: no podrá superar el 1,40%.
- 2.º Una revisión de la previsión de la tarifa de los dos años anteriores.
El efecto en la tarifa media o de referencia de este concepto de «revisión de años anteriores», también se limita en el $\pm 0,60\%$.
- 3.º Se establece una posible excepción a lo anterior.
Si el incremento de tarifas previsto, sin incluir el efecto de la revisión de años anteriores, resultara inferior al 1,40% y el saldo pendiente de CTC a 31 de diciembre de 2010 no es igual a cero aplicando una hipótesis de recuperación lineal, entonces el incremento de la tarifa media puede llegar al 1,40%.
- 4.º Por último la revisión de cada una de las tarifas no podrá ser superior a la variación de la tarifa media o de referencia más un 0,6% y también se prevé en una Disposición Transitoria la posibilidad de aplicar la revisión de acuerdo con la metodología para el año 2003.

- REAL DECRETO 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial (BOE n.º 313 de 31 de diciembre de 2002).

Los más de 21 millones de consumidores domésticos, que a partir de 1 de enero de 2002 pueden comenzar a operar en un mercado, cuyos precios se fijan de forma horaria, exige el establecimiento de unos requisitos de medida que hagan compatible el ejercicio del derecho de elección de suministrador y aplicación de precios horarios, con la necesaria agilidad, eficacia y economía del sistema de medida elegido. El Real Decreto permite por tanto, la utilización de sistemas de medida de tecnologías avanzadas cuando los ahorros por facturación justifican su uso.

La regulación establecida por este Real Decreto, permitirá a los consumidores domésticos, de hasta 15 kW de potencia contratada, elegir el modo de efectuar la medida de la energía eléctrica consumida que le permita un ahorro máximo con una inversión en equipo de medida mínima. Según sean más o menos coincidentes los hábitos de consumo con los del consumidor tipo, cada consumidor podrá optar, al cambiar de suministrador, por mantener su equipo de medida, cuando su estructura de consumo coincida de forma sustancial con la media, o ir a un sistema de medida por periodos o incluso horario, cuando



sus hábitos de consumo difieran lo suficiente del consumidor tipo como para compensarle la inversión en equipos requerida.

Para los consumidores de más de 15 kW, generalmente pequeñas industria y comercio, por tratarse de consumos mayores, las opciones entre las que pueden elegir, son la de medida en 6 periodos o bien medida horaria.

También se regula la medida de los productores en régimen especial conectados a la red en baja tensión, de forma que se adecuan sus equipos de medida al modo de facturación elegido según su legislación específica. Fundamentalmente estos productores de electricidad, son los paneles solares fotovoltaicos.

La norma además regula de forma clara, los requisitos que han de cumplir los nuevos equipos y dispositivos de medida, a lo largo de su vida útil, estableciendo los controles tanto en origen como los errores máximos admisibles en un momento dado. Se establecen los mecanismos de verificación de forma coordinada con los controles relativos a los equipos existentes. No obstante, los controles establecidos tienen un carácter general, que habrá de concretarse en posteriores desarrollos normativos para poder abarcar todos los equipos y dispositivos implicados y todas las diferentes fases de su control.

- REAL DECRETO 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión (BOE n.º 323 de 31 de diciembre de 2002).

El Real Decreto por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, completa la regulación existente relativa al suministro para hacerla extensiva a la totalidad de los consumidores de baja tensión, de tal forma que sea posible de forma efectiva la plena liberalización del suministro el 1 de enero de 2003.

El alcance de la nueva norma se limita a los consumidores que a partir del 1 de enero de 2003 tienen la posibilidad de elegir su suministrador de electricidad, básicamente los consumidores en baja tensión, así como a los distribuidores y comercializadores en la medida en que participan en los procesos necesarios para el suministro de electricidad a dichos consumidores.

El Real Decreto establece criterios específicos que permiten agilizar a estos consumidores en baja tensión la formalización de contratos de tarifas de acceso y de adquisición de energía y los cambios de modalidad de contratación. Un aspecto que recoge es la informatización de los datos que los distribuidores deben mantener de sus clientes, diferenciando entre datos del punto de suministro accesibles a todos los sujetos del sistema y datos restringidos a ciertos agentes.

Además estandariza los procedimientos a seguir en caso de rescisión o finalización de estos contratos y determina los plazos para el paso de tarifa de suministro a tarifa de acceso y los plazos para cambio de comercializador. Estos plazos se diferencian según se requieran o no actuaciones sobre las instalaciones y según el ciclo de lectura y facturación del suministro.

Finalmente determina las condiciones, medios de comunicación, plazos y procedimientos para atender las solicitudes de modificación de forma de contratación recibidas por los distribuidores.

- REAL DECRETO 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003 (BOE n.º 313 de 31 de diciembre de 2002).

En el transcurso de este año 2003 y en desarrollo de la normativa anterior se han dictado las siguientes disposiciones:

- RESOLUCIÓN de 30 de diciembre de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo (BOE n.º 1 de 1 de enero de 2003).
- RESOLUCIÓN de 30 de diciembre de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento transitorio de cálculo para la aplicación de la tarifa de acceso vigente, a partir de los datos de medida suministrados por los equipos existentes para los puntos de medida tipo 4 (BOE n.º 1 de 1 de enero de 2003).
- RESOLUCIÓN de 30 de diciembre de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de estimación de medida aplicable a los cambios de suministrador (BOE n.º 1 de 1 de enero de 2003).
- ORDEN ECO/63/2003, de 9 de enero, de modificación de la Orden de 19 de octubre de 2000, por la que se establecen normas de presentación de información contable para las empresas que realicen actividades eléctricas (BOE n.º 21 de 24 de enero de 2003).
- RESOLUCIÓN de 14 de febrero de 2003, de la Secretaría de Estado de la Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana empresa, por la que se modifica la Regla 23 de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica (BOE n.º 49 de 26 de febrero de 2003).
- RESOLUCIÓN de 25 de febrero de 2003, de la Dirección General de Política Energética y Minas, estableciendo plazos de comunicación al operador del mercado, de la previsión de excedentes de determinadas instalaciones de régimen especial (BOE n.º 62 de 13 de marzo de 2003).

3.5 Evolución del mercado organizado de la electricidad en 2002

El mecanismo fundamental para poder hacer posible la contratación libre de la energía es la creación del mercado mayorista de energía eléctrica cuyos precios se forman a

partir del coste marginal, unido a la libertad de establecimiento de la generación, abandonando el principio de planificación en la generación eléctrica.

El Operador del Sistema es el encargado de la gestión técnica y el Operador del Mercado de la gestión económica.

A partir del 1 de enero de 1998 todos los días se ha celebrado la sesión correspondiente al mercado diario, donde una vez realizadas las ofertas de venta o adquisición de energía y han sido aceptadas por el operador del mercado, se procede a realizar la casación para cada hora, partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda.

El resultado de esta casación determina el precio marginal para cada hora, que es el correspondiente a la oferta de energía eléctrica realizada por la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda.

Una vez realizada la casación, y realizada la solución de restricciones y la asignación de la regulación secundaria da el programa diario viable definitivo.

Además de este mercado diario, donde se realizan la mayoría de transacciones, posteriormente con objeto de atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir, se abren las sesiones del mercado intradiario. El mercado intradiario inició su funcionamiento el día 1 de abril de 1998. Durante los tres primeros meses la contratación se realizó en dos sesiones. En la actualidad ya ha incorporado 6 sesiones.

Los precios medios mensuales ponderados del mercado diario en el 2002 han variado, desde el mayor correspondiente al mes de enero de 2002 (6,494 cEur/kWh), al menor correspondiente al mes de diciembre de 2002 (2,230 cEur/kWh). Para el 35,1% de las sesiones del mercado, la diferencia entre precios máximos y mínimos oscila entre 1 y 2 cEur/kWh. El precio medio del período es de 3,740 cEur/kWh y el precio medio ponderado de 3,889 cEur/kWh.

Sin embargo el precio horario final correspondiente a los consumidores a precio libre (Clientes cualificados, comercializadores y agentes externos) se sitúa en el período entre 4,368 cEur/kWh, precio ponderado y en 4,131 cEur/kWh, precio sin ponderar.

El precio medio ponderado del mercado intradiario ha sido de 3,604 cEur/kWh en este período y el precio medio sin ponderar ha sido de 3,73 cEur/kWh.

El precio medio de venta de energía en el conjunto de los procesos de operación técnica ha sido de 6,575 cEur/kWh frente a 6,583 cEur/kWh del mismo período del año 2001.

En cuanto al precio medio horario final ponderado se ha situado en 4,569 cEur/kWh.

Para el año 2002 la contratación de energía en el mercado diario en el período ha ascendido a 184.602 GWh y 7.178.281 KEur, lo que supone un incremento del 2,30% y 3,39% respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

La contratación de energía en el mercado intradiario en el mismo período ha descendido a 12.649 GWh y 455.816 KEur, lo que supone un descenso del 14,58% y un incremento del 1% respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

La energía utilizada en los procesos de operación técnica del sistema se sitúa para el período enero-diciembre de 2002 en 8.220 GWh y 347.462 KEur., lo que supone un aumento del 15,82% en energía y un aumento del 18,06% en volumen económico, con respecto al mismo período del año anterior.

Para el conjunto del mercado de producción, la contratación de energía ha ascendido a 188.976 GWh y 8.635.020 KEur, lo que ha supuesto un incremento del 3,12% en energía y 22,16% en volumen económico, con respecto al mismo período del año anterior.

Las adquisiciones correspondientes a comercializadores y consumidores cualificados en el mercado diario en diciembre de 2002 representan el 28,26% en energía, sobre el total adquirido en el mercado diario y el 29,22% en volumen económico de la demanda mensual en este mercado.

Las adquisiciones realizadas por los agentes externos en el mercado diario han sido de 360,3 GWh en el mes de diciembre de 2002.

3.6 Evolución económica del sector eléctrico

El Sector Eléctrico español, a pesar de haberse desarrollado en un contexto de menor crecimiento de la demanda de energía eléctrica, de fuerte sequía y de precios elevados de los combustibles, alcanzó en el año 2002 importantes aumentos en su cifra de resultados.

Desde el punto de vista normativo, es importante destacar la publicación de Real Decreto 1432/2002, publicado el 31 de diciembre, establece la metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media y modifica determinados artículos del Real Decreto 2017/1997 que regula el procedimiento de liquidación de los costes de las actividades reguladas. La nueva metodología, aplicable en el período comprendido entre el 1.1.2003 y el 31.12.2010, establece el procedimiento de determinación de la tarifa media, o de referencia, fijando unos límites a sus variaciones. Contempla expresamente, como un coste a considerar en el cálculo de la tarifa media, el coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003. En función de ello, y hasta el año 2010 inclusive, se incorporará, como coste en la tarifa, la anualidad necesaria para recuperar linealmente el valor actual neto del desajuste de ingresos de las actividades reguladas de los ejercicios 2000, 2001 y 2002.

De esta forma, se reconoce a las empresas eléctricas el derecho a recuperar los déficit surgidos en los ejercicios 2000 a 2002 inclusive como consecuencia del la insuficiencia de los ingresos recaudados en dichos ejercicios a través de las tarifas y peajes del sistema para cubrir los costes de las actividades reguladas.

La misma norma fija también el método de recuperación de los sobrecostes de las actividades reguladas en los sistemas extrapeninsulares no recuperados como consecuencia del insuficiente nivel de tarifas.

Estas normas han introducido importantes elementos de seguridad sobre la evolución futura de las tarifas, lo que ha hecho posible que en 2002 se haya manifestado con mayor claridad, el potencial de rentabilidad de las compañías eléctricas españolas, lo que ha tenido un importante efecto en la cotización de estas empresas en los mercados bursátiles.

En los cuadros 3.6.1 a 3.6.4 se presenta la información económica y financiera de las actividades eléctricas desarrolladas en España durante los ejercicios 2001 y 2002 por los

CUADRO 3.6.1

Balance por actividades agregado. Ejercicio 2002

Unidad: millones de euros

Activo	Generación		Trans.-distribución		Comercialización		TOTAL	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1 Accionistas (socios) por desembolsos no exigidos	0	100,0	0	0,0	0	0,0	0	100,0
2 Inmovilizado	22.538	57,3	16.342	41,6	450	1,1	39.330	100,0
2.1 Inmovilizaciones inmateriales	121	33,0	202	54,8	45	12,2	368	100,0
2.2 Inmovilizaciones materiales	21.025	59,3	14.433	40,7	14	0,0	35.472	100,0
2.2.1 Instalaciones técnicas de energía eléctrica	41.806	63,3	24.254	36,7	14	0,0	66.074	100,0
2.2.2 Instalaciones técnicas de energía eléctrica en curso	2.141	77,5	623	22,5	0	0,0	2.764	100,0
2.2.3 Otro inmovilizado material	1.351	67,4	651	32,5	3	0,2	2.005	100,0
2.2.4 Anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso	58	42,8	78	57,2	0	0,0	136	100,0
2.2.5 Amortizaciones de instalaciones técnicas de energía eléctrica	-23.137	68,2	-10.810	31,8	-2	0,0	-33.949	100,0
2.2.6 Otras amortizaciones	-1.066	77,3	-313	22,7	-1	0,1	-1.380	100,0
2.2.7 Provisiones	-128	71,9	-50	28,1	0	0,0	-177	100,0
2.3 Inmovilizaciones financieras	1.391	39,9	1.708	48,9	391	11,2	3.490	100,0
2.4 Acciones propias	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	100,0
3 Gastos a distribuir en varios ejercicios	50	24,1	156	75,4	1	0,5	207	100,0
4 Fondo de Comercio	1.373	83,1	268	16,2	12	0,7	1.653	100,0
5 Activo circulante	2.472	39,9	2.740	44,2	981	15,8	6.193	100,0
5.1 Existencias	740	96,1	28	3,6	3	0,4	770	100,0
5.2 Clientes	1.165	28,0	2.152	51,7	849	20,4	4.166	100,0
5.3 Otro activo circulante	567	45,1	560	44,6	130	10,3	1.257	100,0
TOTAL ACTIVO	26.433	55,8	19.506	41,2	1.445	3,0	47.383	100,0
Pasivo	Generación		Trans.-dist.		Comercialización		TOTAL	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1 Fondos propios	10.817	67,7	5.118	32,0	42	0,3	15.977	100,0
2 Socios Externos	18	87,2	3	12,8	0	0,0	21	100,0
3 Diferencia Negativa de Consolidación	277	77,1	82	22,9	0	0,0	359	100,0
4 Ingresos a distribuir en varios ejercicios	151	8,5	1.621	91,4	1	0,1	1.774	100,0
4.1 Subvenciones de capital	118	9,8	1.087	90,2	0	0,0	1.204	100,0
4.2 Otros	34	5,9	535	93,9	1	0,2	569	100,0
5 Provisiones para riesgos y gastos	1.388	41,4	1.924	57,5	37	1,1	3.349	100,0
6 Acreedores a largo plazo	8.098	53,5	6.483	42,8	558	3,7	15.139	100,0
7 Acreedores a corto plazo	5.684	52,8	4.274	39,7	807	7,5	10.765	100,0
TOTAL PASIVO	26.433	55,8	19.506	41,2	1.445	3,0	47.383	100,0

CUADRO 3.6.2

Balance por actividades agregado. Ejercicio 2001

Unidad: millones de euros

Activo	Generación		Trans.-distribución		Comercialización		TOTAL	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1 Accionistas (socios) por desembolsos no exigidos	0	0,0	0	100,0	0	0,0	0	100,0
2 Inmovilizado	20.147	55,5	15.906	43,8	259	0,7	36.312	100,0
2.1 Inmovilizaciones inmateriales	122	36,6	169	50,8	42	12,5	332	100,0
2.2 Inmovilizaciones materiales	19.257	57,8	14.013	42,1	37	0,1	33.307	100,0
2.2.1 Instalaciones técnicas de energía eléctrica	40.077	62,8	23.718	37,2	42	0,1	63.837	100,0
2.2.2 Instalaciones técnicas de energía eléctrica en curso	1.745	75,2	577	24,8	0	0,0	2.322	100,0
2.2.3 Otro inmovilizado material	1.375	72,0	534	27,9	1	0,0	1.910	100,0
2.2.4 Anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso	56	36,8	96	63,2	0	0,0	151	100,0
2.2.5 Amortizaciones de instalaciones técnicas de energía eléctrica	-22.788	68,3	-10.550	31,6	-6	0,0	-33.345	100,0
2.2.6 Otras amortizaciones	-1.088	77,9	-308	22,1	0	0,0	-1.396	100,0
2.2.7 Provisiones	-120	69,6	-53	30,4	0	0,0	-173	100,0
2.3 Inmovilizaciones financieras	768	28,7	1.725	64,5	181	6,8	2.674	100,0
2.4 Acciones propias	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	100,0
3 Gastos a distribuir en varios ejercicios	80	25,5	233	73,9	2	0,6	315	100,0
4 Fondo de Comercio	1	6,7	8	93,3	0	0,0	9	100,0
5 Activo circulante	3.337	48,5	2.769	40,2	778	11,3	6.884	100,0
5.1 Existencias	883	96,6	30	3,3	1	0,1	914	100,0
5.2 Clientes	1.549	33,8	2.374	51,8	662	14,4	4.585	100,0
5.3 Otro activo circulante	904	65,3	365	26,4	115	8,3	1.384	100,0
TOTAL ACTIVO	23.565	54,1	18.916	43,5	1.039	2,4	43.520	100,0
Pasivo	Generación		Trans.-dist.		Comercialización		TOTAL	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1 Fondos propios	9.847	69,1	4.309	30,2	98	0,7	14.254	100,0
2 Socios Externos	49	53,8	42	46,2	0	0,0	90	100,0
3 Diferencia Negativa de Consolidación	284	74,8	96	25,2	0	0,0	380	100,0
4 Ingresos a distribuir en varios ejercicios	166	10,8	1.363	89,0	2	0,1	1.530	100,0
4.1 Subvenciones de capital	131	13,8	817	86,2	0	0,0	948	100,0
4.2 Otros	35	6,0	546	93,7	2	0,3	583	100,0
5 Provisiones para riesgos y gastos	1.452	40,0	2.151	59,3	23	0,6	3.626	100,0
6 Acreedores a largo plazo	8.003	51,8	7.229	46,8	211	1,4	15.443	100,0
7 Acreedores a corto plazo	3.765	45,9	3.727	45,5	705	8,6	8.197	100,0
TOTAL PASIVO	26.433	55,8	19.506	41,2	1.445	3,0	47.383	100,0

CUADRO 3.6.3

Cuentas de pérdidas y ganancias analítica

Unidad: millones de euros

Conceptos	Generación		Trans-dist.		Comercialización		Total eléctrico					
	2002 (E)	2001	%	2002 (E)	2001	%	2002 (E)	2001	%			
Ventas netas y prestaciones de servicios	448	486	-8	11.865	10.310	15	3.380	2.886	17	15.694	13.682	15
Ventas imputadas entre actividades	8.624	7.418	16	832	799	4	0	0	0	9.456	8.218	15
Otros ingresos relacionados con la explotación	166	129	29	322	257	25	74	32	132	562	418	35
Valor de la producción	9.239	8.033	15	13.019	11.366	15	3.454	2.918	18	25.712	22.317	15
Consumos	-2.936	-2.381	23	-2.532	-2.104	20	-83	-54	53	-5.550	-4.539	22
Compras imputadas entre actividades	-695	-481	45	-6.050	-4.991	21	-2.252	-1.947	16	-8.997	-7.419	21
Gastos externos y de explotación	-842	-738	14	-1.460	-1.436	2	-203	-74	172	-2.505	-2.249	11
Otros gastos imputados entre actividades	0	0	0	0	0	0	-832	-799	4	-832	-799	4
Valor añadido de la empresa	4.765	4.433	8	2.978	2.836	5	85	44	94	7.828	7.312	7
Gastos de personal	-683	-673	2	-770	-777	-1	-63	-48	31	-1.516	-1.498	1
Resultado bruto de explotación	4.083	3.760	9	2.208	2.058	7	21	-5	-550	6.312	5.814	9
Dotaciones amortiz. inmovilizado y prov. t.	-1.360	-1.328	2	-764	-697	10	-25	-13	100	-2.150	-2.038	6
Resultado neto de explotación	2.723	2.432	12	1.443	1.361	6	-4	-17	-76	4.162	3.776	10
Ingresos financieros	83	44	89	52	33	57	1	0	0	135	77	75
Gastos financieros	-513	-471	9	-448	-461	-3	-23	-14	59	-983	-947	4
Resultado de las actividades ordinarias	2.293	2.005	14	1.048	933	12	-26	-31	-16	3.314	2.907	14
Resultados extraordinarios	1.244	94	1.223	275	-28	1.065	-34	-1	2.965	1.485	64	2.203
Resultados antes de impuestos	3.537	2.099	69	1.322	905	46	-60	-32	84	4.799	2.971	62
Impuesto sobre sociedades	-659	-679	-3	-44	-277	-84	24	12	107	-680	-944	-28
Resultado después de impuestos (B° o Pª)	2.877	1.420	103	1.278	628	104	-36	-21	72	4.119	2.027	103

CUADRO 3.6.4

Ratios

Conceptos	Período actual (2002)				Período anterior (2001)			
	Gener.	Trans.-distr.	Comer.	Total elec.	Gener.	Trans.-distr.	Comer.	Total elec.
Resultado neto de explotación (EBIT) después de impuestos/ventas (%)	20,3	7,9	-0,1	18,1	20,8	8,5	-0,4	19,0
Ventas / activos netos (veces)	0,34	0,65	2,34	0,33	0,34	0,59	2,78	0,31
Rentabilidad del activo neto (R.O.A.) (%)	7,0	5,1	-0,2	6,0	7,0	5,0	-1,1	5,9
Rentab.sobre fondos propios (ROE: Rtado después imp./f.propios) (%)	21,2	13,4	-90,2	18,1	13,7	10,8	-21,0	12,5
Porcentaje de amortización: Amort. acum. / Inmov. mat. bruto (%)	55,3	44,6	14,6	51,4	56,9	44,5	14,6	52,2
Antigüedad instalaciones (años): Amort. acum./ Dot. anual amortización	17,8	14,6	0,1	16,4	18,0	15,6		17,1
Endeudamiento (%): Acreedores / Acreedores + Fondos Propios	55,0	61,2	97,0	58,8	53,2	65,4	90,2	59,3
Vida restante deuda (años): Deuda/ Cash flow operativo (EBITDA)	3,4	4,9	64,3	4,1	3,1	5,3	0,4	4,1
Gastos financieros / Cifra de negocios (%)	5,6	3,5	0,7	6,3	6,0	4,2	0,5	6,8
B° neto + Imp. sociedades + Gtos financieros / Gtos financieros (veces)	7,9	4,0	-1,6	5,9	5,5	3,0	-1,3	4,1

siguientes grupos de empresas: Grupo ENDESA, Grupo IBERDROLA, Grupo UNIÓN FENOSA, Grupo HIDROCANTÁBRICO, VIESGO – Grupo ENEL.

3.6.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El Resultado antes de impuestos de las actividades eléctricas de los grupos señalados en el año 2002 ascendió a 4.799 Mill. de euros, cifra que es un 61,5% superior a la del año anterior. No obstante, más de la tercera parte de este importe procede de resultados extraordinarios originados en gran parte por la contabilización en este ejercicio de déficits de tarifas correspondientes a ejercicios anteriores.

El Resultado neto de las Actividades Ordinarias de año 2002, que ascendió a 3.314 Mill. de € tuvo un crecimiento del 14%. Este Resultado ha sido debido fundamentalmente a la evolución del Resultado en Explotación que ascendió a 4.162 Mill. de € y tuvo un crecimiento del 10,2%. De este importe, el 65% ha sido obtenido en la actividad de Generación, y el 35% en Transporte-Distribución, mientras que la actividad de Comercialización ha obtenido 4 Mill. de € de pérdidas.

El aumento habido en las actividades de Generación y Transporte-Distribución ha sido debido fundamentalmente, al aumento del 2,3% de la demanda de energía y a los mayores precios registrados en el mercado mayorista de generación, lo que ha compensado el incremento de coste de combustible derivado de la menor hidráulidad.

A este incremento también ha contribuido la nueva normativa contenida en el Real Decreto 1432/2002, a que antes se ha hecho referencia, ya que la cuenta de Resultados del ejercicio 2002, recoge el reconocimiento de los derechos de cobro por valor de 1.150 Mill. de € en concepto de déficit de las tarifas del año 2002, cuyo cobro se realizará de forma lineal en el período 2003-2010. El importe de los déficit reconocidos correspondientes a 200 y 2001, se ha registrado como ingresos extraordinarios.

En relación con los costes de explotación, señalar que el crecimiento en el año 2002 ha sido de 1771 Mill. de €, de los cuales 555 Mill. de € corresponden al mayor coste de combustible y 830 Mill. de € al mayor coste de las compras a terceros., lo que ha supuesto globalmente un incremento del 22,3% respecto al año anterior. El aumento de las compras de energía al Régimen Especial en el año 2002 ha sido de un 11,5% en términos de energía y de un 20,3% en términos monetarios.

3.6.2 ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

Durante el año 2002 la actividad de generación ha aumentado su cifra de negocios, 1.169 Mill. de €, en un 14,8% en relación con 2001.

Este aumento es debido a:

- El incremento del 1,4% de la generación de energía de las unidades de producción adscritas al régimen ordinario.

- El aumento del 18,4% del precio de la energía en el mercado mayorista como consecuencia del encarecimiento de los combustibles fósiles y de la menor producción hidráulica.
- El volumen de CTC imputados a esta actividad y a la insuficiencia de los ingresos del Sistema para hacer frente a los costes regulados reconocidos en tarifas.

El desajuste se produce al no poder trasladar a los consumidores los aumentos del precio de generación o en la energía de régimen especial por encima de los costes reconocidos en tarifas. Los ingresos por venta de energía del año 2002, recogen un importe de 1.150 millones de euros por los desajustes de ingresos de las actividades reguladas del año 2002. De acuerdo con la nueva normativa, el derecho de cobro correspondiente a los déficit de años anteriores se registra en una cuenta del Activo del Balance, mientras que el déficit de los sobrecostes extrapeninsulares correspondientes a los años 2000 y 2001, se repercuten en la cuenta de Resultados de 2002 como resultados extraordinarios.

3.6.3 ACTIVIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Durante 2002 y a principios de 2003, algunas empresas integradas en UNESA han negociado la transferencia de la propiedad de sus activos materiales adscritos al negocio de transporte.

La actividad de Distribución engloba dos actividades diferenciadas:

- La propia actividad de Distribución, cuya cifra de ventas recoge la retribución de la propia actividad, como consecuencia de la prestación del servicio de transporte y distribución de electricidad. En el año 2002, esta retribución ha registrado un incremento del 2,8% con respecto a 2001.
- La actividad de ventas de electricidad a tarifa, cuya cifra de negocio en el ejercicio 2002 se incrementó en un 15,1% respecto a la del ejercicio anterior. A este respecto, hay que tener en cuenta que como consecuencia del sistema de liquidaciones de la CNE de los costes relativos a las compras de energía realizadas por la actividad, tanto en el mercado mayorista como a las instalaciones en régimen especial, las variaciones producidas en el precio de estos suministros no afectan al resultado de explotación de esta actividad. El precio medio de la energía adquirida por los distribuidores en el mercado de producción ha pasado de 4,096 cEur/kWh en 2001 a 4,825 cEur/kWh en el año 2002.

Las compras de energía de la actividad de Transporte y Distribución han aumentado en 1.487 millones de euros con respecto al ejercicio 2001, lo que representa un incremento del 21,0%. Las compras de energía a terceros engloban las adquisiciones de energía a instalaciones acogidas al Régimen Especial, así como las realizadas bajo el con-

trato con EDF y las compras realizadas a Agentes Externos. En este periodo, la demanda fue cubierta en un 81,3% por la generación de las empresas de régimen ordinario, en un 16,2% por la energía adquirida al Régimen Especial y en un 2,5% por el saldo importador de los intercambios internacionales.

El resultado neto de explotación de la actividad en el ejercicio 2002 (EBIT: Beneficio antes de intereses e impuestos) ha arrojado un aumento del 6,0% con respecto al año anterior.

3.6.4 ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

Las ventas de energía a clientes cualificados junto con los suministros de energía al exterior efectuados en virtud de contratos internacionales han alcanzado una cifra estimada de 3.380 millones de euros, por lo que la cifra de negocio de la actividad de Comercialización registra un incremento del 17,1% con respecto a la del año anterior, equivalente a 494 millones de euros.

Las compras de energía al mercado han aumentado un 16,7%, alcanzando un importe total de 2.335 millones de euros. Mientras que el coste medio del kWh adquirido en ese mercado ha sido de 4,829 cEur/kWh.

El Resultado Neto de explotación de esta actividad ha aumentado en 13 millones de euros con respecto al ejercicio de 2001. Pese a este aumento, la actividad de comercialización arroja aún saldo negativo por importe de 4 millones de euros, a consecuencia de que los costes gestionables de la actividad se han incrementado en 143 millones de euros con respecto al año anterior, motivados por el mayor volumen que dicha actividad está adquiriendo a medida que el mercado liberalizado alcanza mayor grado de madurez y tamaño.

3.6.5 RESULTADO DEL EJERCICIO

El Resultado financiero de la actividad eléctrica nacional ha visto reducido su saldo negativo en 22 millones de euros, un 2,5% respecto al obtenido el año anterior. Como consecuencia de esta mejora del margen financiero y de los resultados de explotación mencionados en apartados anteriores, el Resultado Ordinario del negocio eléctrico nacional en 2002 ha reflejado un aumento de 408 millones de euros, situándose en 3.314 millones de euros, lo que supone un aumento del 14,0% con respecto al año 2001.

En el año 2002, las operaciones que, de acuerdo con su naturaleza contable se han registrado como Resultados Extraordinarios del ejercicio, han tenido una especial entidad. Entre estas operaciones cabe destacar la dotación de provisiones para la cobertura de posibles pérdidas, el reconocimiento como ingreso de las cantidades correspondientes a los ejercicios 2000 y 2001 destinadas a la cobertura del déficit del sistema y de los sobrecostes extrapeninsulares y los beneficios derivados de operaciones de ena-

jenación de inmovilizado. El resultado extraordinarios neto del negocio eléctrico nacional para el año 2002 ha registrado un saldo positivo de 1.485 millones de euros, frente al saldo de 64 millones de euros correspondientes al ejercicio 2001.

El tipo medio efectivo del impuesto de sociedades reflejado en los estados financieros al cierre del año 2002 ha sido del 14,2%, más de diecisiete puntos por debajo del reconocido en la cuenta de resultados correspondiente al ejercicio 2001, que se situaba en el 31,8%. Esta importante reducción se debe al efecto impositivo resultante de aplicar la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios del impuesto, a las rentas acogidas al régimen de diferimiento por reinversión pendientes de integrar en la base del impuesto, así como al efecto del cambio de sociedades a las que se le aplica la deducibilidad fiscal de los expedientes de regulación de empleo.

El beneficio neto después de impuestos del negocio eléctrico nacional para el año 2002, se ha situado en 4.119 millones de euros, lo que significa un aumento, con respecto al año anterior, de 2.092 millones de euros, un incremento del resultado neto del 103,2%.

3.6.6 ENDEUDAMIENTO

La deuda financiera de las actividades eléctricas desarrolladas en España ascendía a 31 de diciembre de 2002 a un importe de 20.639 millones de euros, lo que representa un aumento de 1.200 millones de euros, un 6,2%, con respecto a los 19.439 millones de euros del ejercicio 2001.

Este incremento de la deuda financiera imputada a las actividades eléctricas es consecuencia del proceso inversor en curso. Durante el ejercicio 2002, se han invertido 2.432 millones de euros (excluidos trabajos para el inmovilizado) en nueva capacidad de generación y en la ampliación y mejora de la red de distribución. A esta inversión material hay que añadir 3.032 millones de euros en inversiones en otros activos (inmateriales, financieros y fondo de maniobra).

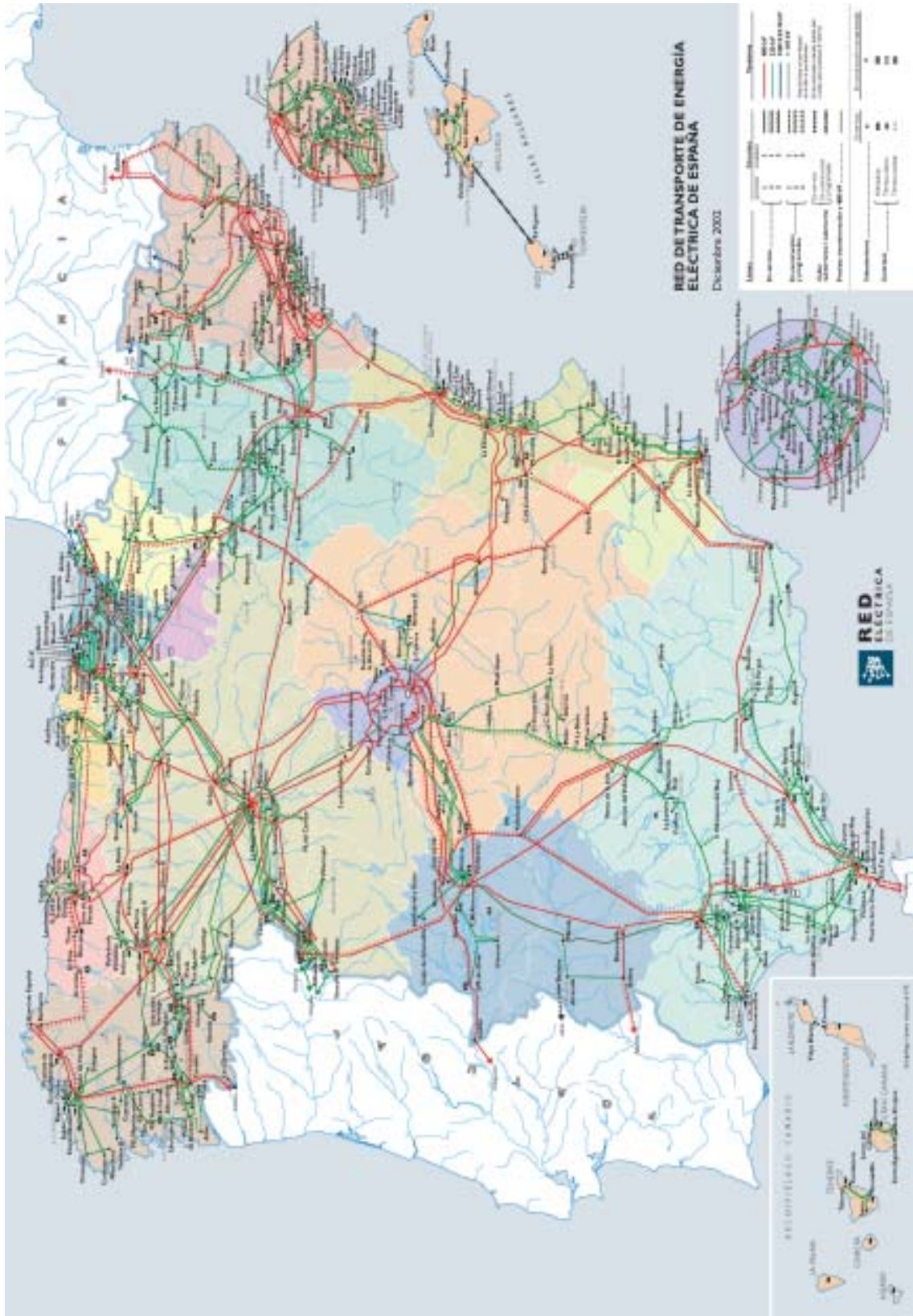
La diferencia entre el gasto de inversión y el aumento de deuda se ha financiado con los flujos de efectivo generados por las operaciones y con parte de los fondos obtenidos en operaciones de desinversión en activos no estratégicos. Las empresas eléctricas han obtenido alrededor de 5.600 millones en estas operaciones, siendo las más significativas la venta de activos eléctricos a Enel por parte de Endesa y las ventas de las redes de alta tensión a Red Eléctrica de España, S. A.

En cuanto a la composición de esta deuda por tipos de instrumentos, destaca el aumento de la presencia de préstamos y créditos especialmente a tipo fijo, con relación a la estructura de la composición de esta deuda en 2001, para disminuir el coste de la financiación aprovechando el actual escenario de tipos de interés situados en torno a mínimos históricos. En cuanto a la composición por divisas, se ha consolidado la situación de casi absoluto predominio de la deuda denominada en euros. El 75% de la deuda son préstamos y créditos, el 13% obligaciones y bonos y el 11,4% pagarés.

La deuda financiera total de los grupos eléctricos, es decir, la que incluye la financiación de las actividades de diversificación, internacional y estructura, ascendía a 31 de diciembre de 2002 a 42.975 millones de euros, cifra similar a los 43.272 de euros del cierre del ejercicio 2001. El proceso inversor en las actividades eléctricas nacionales, las operaciones de saneamiento y financiación de algunos negocios no eléctricos y el efecto de la depreciación de las monedas de algunos países en los que se desarrollan actividades eléctricas han determinado que la enajenación de activos efectuada haya tenido una escasa incidencia sobre el importe global de la deuda financiera.

La tasa de coste de la deuda financiera imputada a las actividades eléctricas en el ejercicio 2002 ha sido de un 4,11%, inferior en 87 puntos básicos a la tasa del 4,98% registrada durante el ejercicio 2001, como consecuencia del descenso de los tipos de interés y del aumento de 50 millones de euros en las diferencias positivas de cambio imputadas a resultados.

No obstante, la situación macroeconómica ha tenido también efectos nocivos sobre el coste de financiación de las empresas. Las pesimistas perspectivas de la economía mundial han repercutido muy negativamente sobre las primas de riesgo exigidas a las inversiones de las empresas y sobre los niveles de endeudamiento considerados razonables por las agencias de calificación crediticia. La consecuencia de todo ello ha sido una generalizada revisión a la baja de los niveles de «rating» concedidos a las empresas y, por lo tanto, unos mayores costes de financiación.



4.1 Generación eléctrica de origen nuclear

En España hay 9 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en 7 emplazamientos, con una potencia instalada de 7.875,8 MWe, lo que representa el 13% de la potencia total nacional de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2002 ha sido de 63.016 GWh, lo que ha supuesto una contribución del 25,6% al total de la producción nacional, con una reducción del 1,1% con respecto a la producción del año anterior.

CUADRO 4.1

Potencia eléctrica y producción de origen nuclear 2001

Central	Tipo	Año entrada en servicio (1.ª conexión)	Potencia instalada (MWe)	Producción bruta (GWh)
José Cabrera	PWR	1968	160,00	1.009
Garoña	BWR	1971	466,00	3.998
Almaraz I	PWR	1981	973,50	7.734
Ascó I	PWR	1983	982,61	8.795
Almaraz II	PWR	1983	1.028,00	8.449
Cofrentes	BWR	1984	1.027,21	8.189
Ascó II	PWR	1985	1.085,33	8.134
Vandellós II	PWR	1987	1.087,14	8.352
Trillo	PWR	1988	1.066,00	8.356
TOTAL			7.875,80	63.016

PWR = reactor de agua a presión.

BWR = reactor de agua en ebullición.

Fuente: Ministerio de Economía. DGPEM.

El Factor de carga (relación entre la energía eléctrica producida en un período de tiempo y la que se hubiera podido producir en ese mismo período funcionando a la potencia nominal) del parque nuclear español durante 2002 ha sido del 92,0%, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 94,8%.

Con fecha 14 de octubre de 2002 se dictó la Orden Ministerial mediante la que se renovó la autorización de explotación de la central nuclear José Cabrera hasta el 30 de abril de 2006, fecha del cese de su explotación.

4.2 Primera parte del ciclo del combustible nuclear

La producción de la Planta Quercus de concentrados de uranio de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., situada en Saelices el Chico (Salamanca), ha sido de 44 t de U_3O_8 , cantidad resultante de labores de producción residual, ya que a finales de 2000 se dieron por finalizadas las actividades productivas de la mina situada en el mismo emplazamiento que la Planta Quercus, como consecuencia del agotamiento de los recursos mineros económicamente explotables. A finales de 2002 se dio por finalizada la labor de producción residual de la Planta, con lo que cesó definitivamente su producción.

En la fábrica de elementos combustibles que dicha empresa posee en Juzbado (Salamanca), se produjeron 788 elementos combustibles conteniendo 240 toneladas de uranio. De ellos, 379 destinados a reactores de agua a presión (PWR), 307 a reactores de agua en ebullición (BWR) y 102 a reactores de agua ligera a presión de diseño ruso (VVER). Más de la mitad de la producción de elementos combustibles ha sido destinada a la exportación a países como Alemania, Suecia, Bélgica y Finlandia, habiéndose importado durante el año 44 elementos combustibles con destino a la central nuclear de Trillo.

En cuanto a las centrales nucleares españolas, ENUSA Industrias Avanzadas, S.A. ha gestionado y suministrado un total de 136 toneladas de uranio de distintos grados de enriquecimiento, lo que equivale a 1.571 toneladas de concentrado de uranio U_3O_8 , 1.325 toneladas de U en servicios de conversión y 799.000 UTS (Unidades Técnicas de Separación) en servicios de enriquecimiento. Las centrales a las que ha suministrado este año el combustible han sido: José Cabrera, Santa María de Garoña, Almaraz II, Ascó I y II y Trillo.

ENUSA Industrias Avanzadas, S. A., tiene una participación del 10% en el capital de la empresa COMINAK, sociedad productora de concentrados de uranio en la República de Níger, de la que adquiere el 10% de su producción. Asimismo, tiene una participación del 11,11% en el capital de EURODIF, sociedad francesa de accionariado europeo que proporciona servicios de enriquecimiento de uranio.

4.3 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear

Todas las actividades desarrolladas durante 2002, en relación con la gestión de residuos radiactivos y el desmantelamiento de instalaciones nucleares y radiactivas, han estado enmarcadas en el 5.º Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), aprobado por el Gobierno, a propuesta del Ministerio de Economía, en julio de 1999. En dicho Plan se recogen las estrategias, actuaciones necesarias y soluciones técnicas a desarrollar, durante el período de vigencia del mismo, incluyendo un estudio económico-financiero del coste de dichas actuaciones.

Por lo que se refiere a los residuos radiactivos de baja y media actividad, la instalación de almacenamiento de dichos residuos de El Cabril (Córdoba), de la Empresa

Nacional de Residuos Radiactivos, S. A. (ENRESA), tiene en vigor la autorización de explotación, concedida en octubre de 2001, hasta que se complete el volumen de almacenamiento en las celdas existentes. Durante 2002 se han recepcionado un total de 229 expediciones, siendo el número total de bultos y unidades de contención recibidos de 7.690, que se han almacenado en las plataformas en 308 contenedores. A 31 de diciembre de 2002 la ocupación de estas plataformas era del 45%, estando previsto que se sature la capacidad de la instalación hacia el año 2016. Por otra parte, han continuado los trabajos que se vienen desarrollando desde 1994, conjuntamente entre ENRESA y las centrales nucleares, con vistas a la reducción del volumen de sus residuos de baja y media actividad resultantes de la operación. Desde el comienzo de estos trabajos, el volumen anual de producción de estos residuos se ha reducido a una tercera parte.

Respecto a la gestión final del combustible gastado y residuos de alta actividad, han continuado las actividades llevadas a cabo por ENRESA, reorientadas a la investigación en las tecnologías relacionadas con el almacén geológico profundo (AGP) y con la separación y transmutación, mediante el empleo de recursos proporcionados a los nuevos planteamientos estratégicos, que pasan por posponer cualquier decisión hasta el año 2010.

En cuanto al Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos, su incremento durante el año 2002 fue de 27,14 M€, alcanzando el Fondo la cifra de 1.734,47 M€. ENRESA gestionó la Cartera de Inversiones Financieras Transitorias, con base a criterios de seguridad, rentabilidad y liquidez, según lo establecido en el RD 404/1996, alcanzándose durante dicho año un rendimiento acumulado de la cartera de inversiones financieras transitorias del 5,34%.

4.4 Evolución del equipamiento energético y desarrollo de infraestructuras

PARQUE NUCLEAR

La potencia nominal del parque nuclear español se ha incrementado durante 2002 en 60,12 MWe, como consecuencia del aumento de potencia térmica en la central de Cofrentes.

Por lo que se refiere a las centrales nucleares definitivamente paralizadas por la Ley 40/1994, de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional, a lo largo de 2002 se ha continuado con el proceso de desinversión de equipos y componentes, proceso que ha concluido en el caso de la central nuclear de Valdecaballeros y que se encuentra en su última fase en la central nuclear de Lemóniz. A 31 de diciembre de 2002 el importe pendiente de compensación al «Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear» se elevaba a 2.327 M€, de los que 1.212 M€ correspondían a C.N. Lemóniz, 1.079 M€ a C.N. Valdecaballeros y 35 M€ a C.N. Trillo II.

SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En mayo de 2002, tras obtener las autorizaciones oportunas, se puso en marcha el almacén temporal individualizado para el combustible gastado de la central nuclear de Trillo, que alberga este combustible en contenedores metálicos de doble propósito: para el almacenamiento y transporte. El almacén se construyó debido a la saturación de la capacidad de almacenamiento de combustible gastado de la piscina de esta central, por las características de la misma. En 2002 se dispusieron en el almacén dos contenedores con combustible gastado.

Los contenedores metálicos que se utilizan en el almacén, se fabrican en la factoría de Equipos Nucleares, S. A. (ENSA), en Maliaño (Cantabria). En 2002 se ha entregado uno de ellos y al final de año otros cinco se encontraban en diversas fases de fabricación y pruebas, estando prevista la entrega de cuatro contenedores a lo largo de 2003. Cada uno de los contenedores es capaz de admitir 21 elementos combustibles de los utilizados en la central de Trillo.

DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES

A 31 de diciembre de 2002, el proyecto de desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I, autorizado a principios de 1998, estaba ejecutado al 98%. La finalización de las actividades autorizadas está prevista para mediados de 2003. Entonces se alcanzará el llamado nivel 2 y comenzará el período de espera cuya duración se estima en 30 años. Las labores autorizadas, hasta alcanzar este nivel, han sido el desmantelamiento y demolición de los edificios y estructuras de la central, excepto el cajón del reactor, que quedará aislado con todas las penetraciones y canales de acceso taponados, manteniéndose sólo las funciones de vigilancia de las condiciones ambientales y radiológicas de su atmósfera interna. Una vez alcanzado este nivel 2, quedará disponible para otros usos aproximadamente el 80% del emplazamiento de la central. Transcurrido el período de espera, está previsto comenzar la segunda etapa, en la que se desmantelará el cajón, así como el propio reactor. Finalizada ésta, se alcanzará el llamado nivel 3 y quedará liberado totalmente el emplazamiento, permitiendo su utilización sin limitaciones.

Durante 2002 los trabajos más importantes realizados han consistido en el desmantelamiento de partes activas, desclasificación de materiales, descontaminación de paramentos, desclasificación de zonas activas, demolición de edificios convencionales, montaje de la nueva protección del edificio del reactor y construcción de infraestructuras para la fase de latencia.

En 2002 finalizaron las labores de desmantelamiento del reactor experimental ARGOS, de la Universidad Politécnica de Cataluña en Barcelona, que fueron autorizadas en 1998. Este reactor estuvo operativo entre 1963 y 1977, habiendo sido retirado su combustible en 1992.

En mayo de 2002 se autorizó el desmantelamiento del reactor experimental ARBI de la Fundación Labein en Bilbao, reactor que estuvo operativo de 1962 a 1974 y cuyo combustible se retiró en 1992.

Por lo que se refiere a la Fábrica de uranio de Andujar (Jaén) y a la antigua instalación minera de uranio de La Haba (Badajoz), una vez concluido su desmantelamiento y la restauración de sus emplazamientos, han continuado las tareas de vigilancia de los mismos, de acuerdo con las condiciones establecidas en las autorizaciones correspondientes.

En relación con el desmantelamiento de la Planta Elefante de fabricación de concentrados de uranio, situada en el mismo emplazamiento que la Planta Quercus, en Saellices el Chico (Salamanca), que se autorizó en enero de 2001, el desmantelamiento de la Planta propiamente dicha se realizó en el primer semestre de ese año. Durante 2002 se realizaron trabajos de acondicionamiento de las eras, extendido de los minerales agotados y construcción de capas de cubierta.

4.5 Normativa nacional y de la UE aprobada en el año y en negociación

NORMATIVA NACIONAL EN ELABORACIÓN

- Se ha elaborado un proyecto de Real Decreto, que se tiene previsto tramitar durante el primer semestre de 2003, en relación con la puesta en práctica en nuestro país del Protocolo Adicional al Acuerdo de Salvaguardias que España ratificó en diciembre de 1999 como Estado miembro no poseedor de armas nucleares de EURATOM, en el que se establecen los compromisos adicionales que España asume en relación con la aplicación en nuestro país del Tratado de No Proliferación de Armas Nucleares. La entrada en vigor de este Protocolo Adicional tendrá lugar cuando todos los Estados miembros de la UE no poseedores de armas nucleares hayan promulgado los instrumentos jurídicos necesarios para la aplicación en el correspondiente ámbito nacional de los compromisos adquiridos por los Estados, lo que se espera que tenga lugar para finales de 2003.
- Se ha elaborado una «Orden Ministerial sobre gestión de materiales residuales sólidos con contenido radiactivo generados en las instalaciones radiactivas de 2.^a y 3.^a categoría en las que se manipulen o almacenen isótopos radiactivos no encapsulados», en virtud de la competencia otorgada al Ministerio de Economía por el artículo 2.9 de la Ley 25/1964, sobre Energía Nuclear, de acuerdo con la redacción dada al mismo por la Disposición adicional cuarta de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear, como se establece en el mencionado artículo. La tramitación de esta Orden Ministerial se encuentra en sus últimas fase de elaboración, por lo que se espera que pueda publicarse próximamente.

NORMATIVA COMUNITARIA APROBADA

- Por Decisión del Consejo de 3 de junio de 2002 se aprobó el 6.º Programa Marco de actividades de investigación y formación en materia nuclear (2002-2006), de EURATOM, que comprende actividades comunitarias de investigación, desarrollo tecnológico, cooperación internacional, difusión y explotación, así como de formación en los siguientes campos, con las asignaciones que se indican:

CUADRO 4.2

	Millones de euros	
1. Campos temáticos prioritarios de investigación		890
1.1 Fusión termonuclear controlada	750	
1.2 Gestión de residuos radiactivos	90	
1.3 Protección contra las radiaciones	50	
2. Otras actividades en el ámbito de la tecnología y la seguridad nucleares		50
3. Actividades nucleares del Centro Común de Investigación (CCI)		290
TOTAL		1.230

Posteriormente, mediante Decisión del Consejo de 30 de septiembre de 2002, fue aprobado el Programa Específico de Euratom, de investigación y formación sobre energía nuclear, en el que se establecen, dentro del Programa Marco, los objetivos y las prioridades científicas y tecnológicas, así como los medios para la ejecución del programa. Entre estos últimos, cabe señalar la implantación como nuevos instrumentos en los ámbitos de gestión de residuos radiactivos y de protección contra las radiaciones, así como en otras actividades en el ámbito de la tecnología y la seguridad nucleares las «redes de excelencia» y los «proyectos integrados».

- Aunque sin carácter normativo, cabe señalar que el 7 de mayo de 2002, el Consejo de Ministros de la UE aprobó una Resolución sobre la creación en los Estados miembros de sistemas nacionales de vigilancia y control de la presencia de materiales radiactivos en el reciclaje de los materiales metálicos. Esta Resolución es una propuesta presentada e impulsada por la Presidencia española que tuvo lugar durante el primer semestre de 2002, con el objetivo de extender al ámbito comunitario la vigilancia y el control, que actualmente ya se lleva a cabo en España, en relación con la posible presencia de materiales radiactivos en las chatarras que muchas plantas industriales utilizan como materia prima en su proceso productivo.

NORMATIVA COMUNITARIA EN ELABORACIÓN

- Por lo que se refiere a la puesta en práctica en el ámbito comunitario del Protocolo Adicional al Acuerdo de Salvaguardias, al que anteriormente se ha hecho referencia, dentro de la normativa comunitaria en materia de control de seguridad de los materiales nucleares, con fecha 22 de marzo de 2002, la Comisión presentó una propuesta de revisión del actual Reglamento 3227/76, sobre el control de seguridad de EURATOM, que, entre otras cosas, da soporte jurídico a las responsabilidades que la propia Comisión ha adquirido por la firma del Protocolo Adicional.

Entre los objetivos de esta propuesta están: actualizar la normativa en vigor desde hace 25 años a la nueva situación presente, caracterizada, además de por la próxima entrada en vigor de los Protocolos Adicionales, por la utilización de combustibles MOX, la existencia de almacenamientos de residuos a largo plazo, el desmantelamiento de instalaciones nucleares, la aplicación de las nuevas tecnologías de la información y de la comunicación, y afrontar el reto de la próxima ampliación.

Esta propuesta de Reglamento está siendo debatida en el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo y su tramitación deberá concluirse antes de la entrada en vigor del Protocolo Adicional.

- Por otra parte, se encuentra en fase de elaboración una Directiva sobre fuentes radiactivas selladas de alta actividad, mediante la que se pretende completar la actual Directiva 96/29 EURATOM, por la que se establecen normas básicas relativas a la protección sanitaria de la población y de los trabajadores contra las radiaciones ionizantes, con el fin de aumentar el control sobre las fuentes radiactivas que supongan un mayor peligro y de establecer la responsabilidad de los poseedores de estas fuentes. Se espera que la versión final de esta Directiva quede aprobada dentro del primer semestre de 2003.
- Por último, a finales de 2002 la Comisión acordó iniciar la tramitación de sendas Directivas sobre las obligaciones y principios básicos sobre seguridad nuclear, en un caso, y sobre la gestión del combustible irradiado y los residuos radiactivos, en el otro. A finales de 2002 se remitieron las propuestas al Comité Económico y Social y se espera que a lo largo de 2003 éstas sean debatidas en el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo.

4.6 Actividad de organismos internacionales

La actividad nuclear en el ámbito internacional se centra, básicamente, en tres organizaciones internacionales:

- Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE);
- Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE), y
- Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA-Naciones Unidas).

Las actuaciones relacionadas con dichas organizaciones se han canalizado principalmente a través de la participación en los grupos de trabajo y comités que se indican a continuación, junto a las principales decisiones o actividades desarrolladas por los mismos durante 2002.

COMUNIDAD EUROPEA DE ENERGÍA ATÓMICA (EURATOM-UE)

- **Comité Consultivo de la Agencia de Aprovisionamiento de EURATOM.**

En principio y de acuerdo con el Tratado EURATOM, el objeto de esta Agencia es garantizar el suministro de combustible nuclear a los Estados miembros. Teniendo en cuenta la evolución de las condiciones de mercado, caracterizado por un exceso de la oferta, la liberalización de los mercados energéticos y la próxima ampliación de la UE, en febrero de 2002 este Comité Consultivo adoptó un documento sobre el papel a desarrollar en el futuro por esta Agencia y, en concreto, la adaptación de sus actividades a la nueva situación. Asimismo, este Comité, además de aprobar el Informe anual de 2001 y el Presupuesto de 2003, ha analizado la situación de las relaciones entre la UE y Rusia en materia de comercio de materiales y servicios nucleares.
- **Comité Consultivo del Programa Marco de I+D Comunitario sobre Fisión Nuclear.**

Celebró tres reuniones en 2002: dos en relación al 5.º PM (1998-2002) y una en relación con el 6.º PM (2002-2006) y, entre otros temas, en él se hizo un seguimiento del estado de ejecución del 5.º PM y de los proyectos seleccionados dentro de éste, iniciándose el examen del contenido del próximo 6.º PM, mediante el establecimiento de cuatro grupos de trabajo dedicados a: gestión de residuos, protección radiológica, seguridad en las instalaciones existentes y conceptos innovadores. Una vez aprobado el 6.º PM se examinó el Programa de Trabajo para 2003 propuesto por la Comisión.
- **Grupo de Expertos de los Programas Nucleares de PHARE y TACIS**

En el pasado, la Comisión realizaba una gestión integrada de los programas PHARE y TACIS de energía nuclear. A partir de 2001, estos programas siguieron caminos distintos, ya que TACIS sigue manteniendo su estructura tradicional de asistencia técnica gestionada desde la Dirección General de Relaciones Exteriores (RELEX), mientras que PHARE se orienta hacia la ampliación de la UE y se gestiona por la Dirección General de Ampliación (ENLARG).

Dentro del programa TACIS, como hecho más significativo en 2002 cabe señalar que la Comisión ha aprobado una importante contribución al Fondo del Partenariado Medio Ambiental de la Dimensión Nórdica que administra el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo, la cual se hará efectiva a lo largo de los próximos años.

- Comité Consultivo de la Directiva 92/3/EURATOM, relativa a la vigilancia y control de los traslados de residuos radiactivos entre Estados miembros o procedentes o con destino al exterior de la Comunidad.

Se encuentra en fase de estudio la revisión de la Directiva, basada en las conclusiones del Grupo de trabajo de la iniciativa comunitaria conocida como «SLIM», que estuvo operativo a lo largo de 2001. Esta iniciativa tiene por objeto hacer la normativa europea más simple y cercana al usuario. A tal efecto, en 2002 se ha celebrado una reunión de este Comité Consultivo.

AGENCIA DE ENERGÍA NUCLEAR (NEA-OCDE)

- Comité de Dirección.

Además de aprobar el Programa de trabajo y el Presupuesto de la NEA para 2003, entre otras cuestiones, este Comité debatió sobre las propuestas del Comité de Gestión de Residuos Radiactivos para la seguridad de los repositorios geológicos, los avances en el Programa de Cooperación sobre proyectos de desmantelamiento, la revisión de la Convención sobre responsabilidad civil por daños nucleares, los criterios de seguridad aplicables a la preparación y respuesta a emergencias radiactivas y nucleares, y el establecimiento de varios programas de investigación conjuntos en el área de seguridad nuclear. Los debates políticos de las dos reuniones del Comité de Dirección versaron, respectivamente, sobre la gestión de los residuos radiactivos y sobre el establecimiento de estándares de seguridad nuclear para las centrales nucleares en un contexto internacional.

Cabe señalar que a lo largo de 2003 se ha producido la incorporación de la República Eslovaca a la Agencia como su miembro número 36.

- Comité de Estudios Técnicos y Económicos para el Desarrollo de la Energía Nuclear y del Ciclo de Combustible.

Entre otras cuestiones, se hizo un seguimiento de la evolución de los trabajos dentro de la iniciativa Generación IV en la que participa la NEA, que tiene como objetivo el desarrollo y demostración de nuevos sistemas nucleares de generación que puedan ofrecer ventajas en las áreas de economía, seguridad y fiabilidad, y desarrollo sostenible, y que puedan ser comercializados a partir del año 2030, y se presentó una iniciativa francesa para la construcción de un reactor en el que se puedan llevar a cabo estudios sobre combustible y materiales irradiados (Reactor Jules-Horowitz). Asimismo, se analizó el Programa de Trabajo 2003-2004 para los distintos comités de la NEA.

- Comité de Derecho Nuclear.

Celebró su reunión anual en noviembre de 2002 y entre los temas tratados se incluyó la política a adoptar respecto de los Observadores de Estados no



Miembros que, en general, se considero adecuada, ya que el examen de sus legislaciones nacionales puede ayudarles a que éstas se armonicen con los criterios generales seguidos por los Estados miembros.

Asimismo, se trataron temas como la revisión de las recomendaciones relativas a la aplicación del Convenio de Bruselas y la exhortación de que sean aplicadas por todas las Partes Contratantes; la cuestión de la aplicación a Hong Kong de Convenio de París; conflictos posibles entre el Convenio de Montreal sobre el transporte aéreo y el Convenio de París; y el posible impacto que pudiera tener la propuesta de Directiva de la UE sobre responsabilidad medioambiental.

También volvió a tratarse la cuestión de la cobertura de los actos de terrorismo, pero, una vez más, no se consiguió una postura unánime, acordándose que el Secretariado elaboraría un documento sobre la cuestión.

- Grupo de Expertos de las partes contratantes de los Convenios de París y Bruselas sobre responsabilidad civil de daños nucleares.

En su reunión de febrero, finalizó la revisión de los Convenios de París y de Bruselas con la elaboración final de sendos Protocolos, con lo que, a falta de la consiguiente actualización de la Exposición de Motivos, todo esta preparado para su sometimiento al Consejo de la OCDE para su firma. No obstante, la adopción de estas revisiones se está retrasando debido a que la UE todavía no ha puesto en práctica la solución acordada para que sea válida para sus Estados miembros Partes en los Convenios la aceptación de la cláusula de jurisdicción incluida en los mismos.

ORGANISMO INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA ATÓMICA (OIEA-NACIONES UNIDAS)

- Conferencia General.

En la Conferencia General anual de este Organismo, que tuvo lugar del 16 al 20 de septiembre, se hizo un análisis actualizado de las medidas para fortalecer la cooperación internacional en materia de seguridad nuclear, radiológica, del transporte y de los desechos, el fortalecimiento de las actividades de cooperación técnica del Organismo, el fortalecimiento de la eficacia y el aumento de la eficiencia del sistema de salvaguardias y la aplicación del modelo de Protocolo Adicional, y los avances en relación con las medidas de protección contra el terrorismo nuclear. También se aprobaron, entre otros, el Programa y el Presupuesto ordinario del Organismo para 2003, con una previsión de gastos de 248,8 M\$, el Informe anual correspondiente al año 2001 y las contribuciones voluntarias al Fondo de Cooperación Técnica para el año 2003, para las que se estableció una cifra objetivo de 74,75 M\$.

➤ Junta de Gobernadores.

Esta institución se reúne cinco veces al año y tiene la función, entre otras, de examinar y hacer recomendaciones a la Conferencia General en relación con las cuentas, programas y presupuesto del Organismo. En la actualidad, España es miembro de la Junta de Gobernadores, puesto para el que fue nombrado en septiembre de 2000, por un período de tres años. Entre las cuestiones más relevantes tratadas en 2002 están: la protección contra el terrorismo nuclear, la aplicación de las salvaguardias en 2001, el estado de la concertación de Acuerdos de Salvaguardias y Protocolos Adicionales, el examen de la seguridad nuclear correspondiente a 2001, y las actividades de cooperación técnica del OIEA.

➤ Grupo de Trabajo sobre la revisión de la Convención para la Protección Física de los Materiales Nucleares.

La revisión de esta Convención ya venía siendo objeto de análisis antes de que tuvieran lugar los atentados terroristas en EEUU. No obstante, estos acontecimientos han incrementado notablemente la sensibilidad de la comunidad internacional en relación con los temas relativos a la protección física de los materiales nucleares, dando un impulso adicional a dicha revisión.

Ya en mayo de 2001 un Grupo de expertos reunido para tratar esta cuestión había llegado a la conclusión de que existía una necesidad clara de fortalecer el régimen de protección física, para lo que recomendó un conjunto de medidas, entre las que cabe señalar la aprobación por la Junta de Gobernadores de unos «Principios básicos de la seguridad física», la aprobación por la Conferencia General de una resolución que incluyera, específicamente, los «Objetivos y principios fundamentales de la protección física», la mejora en este aspecto de los programas del OIEA y la revisión de la Convención de Protección Física de los Materiales Nucleares (CPFMN).

Esta revisión de la CPFMN contempla, entre otros aspectos, la extensión del alcance de la misma al uso, almacenamiento y transporte nacionales, la protección física del material nuclear y de las instalaciones nucleares contra el sabotaje, la importancia de la responsabilidad nacional de la protección física, y los objetivos y principios fundamentales de la protección física.

Al objeto de elaborar un borrador de enmienda de dicha Convención, el Director General del OIEA convocó a un Grupo de expertos jurídicos y técnicos, que celebró su primera reunión en noviembre de 2001. A finales de 2002, se puede decir que este Grupo de expertos estaba próximo a cumplir este objetivo.

GRUPO DE SUMINISTRADORES NUCLEARES (GSN)

Durante 2002 cabe destacar la celebración excepcional de dos Plenarios de este Grupo: el Plenario ordinario celebrado en Praga del 13 al 17 de mayo, en el que se abordó, por una parte, la necesidad de revisar las Guías del GSN, con objeto de con-

tribuir a prevenir el terrorismo nuclear y, por otra, el reforzamiento de las relaciones con países no miembros del GSN que han desarrollado programas nucleares y son potenciales suministradores nucleares, con objeto de fortalecer el régimen global de no proliferación y mejorar la aplicación de los controles de exportación.

Asimismo, tuvo lugar un Plenario extraordinario, celebrado en Viena el 13 de diciembre, del que cabe destacar la aprobación de la revisión de las Guías de la parte 1 y 2 del GSN, relativas a transferencias nucleares y a las transferencias de equipos y materiales de doble uso del ámbito nuclear y tecnología relacionada, respectivamente, con objeto de adaptar las condiciones establecidas en el comercio internacional a la amenaza del terrorismo.

FONDOS GESTIONADOS POR EL BERD

España viene participando en los siguientes foros que se encargan de supervisar la gestión de los fondos establecidos en el seno del Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD).

- Asamblea de contribuyentes al Fondo del nuevo confinamiento de seguridad de Chernóbil (CSF).

Durante 2002 prosiguieron los trabajos relativos a la estabilización, construcción de un nuevo confinamiento seguro y desmantelamiento del confinamiento actual de la unidad accidentada de la central nuclear de Chernóbil. En el segundo semestre del año se dio un fuerte impulso político al proyecto, con el fin de resolver diversos problemas que estaban dando lugar a retrasos en el desarrollo del proyecto, con un impacto económico considerable, tales como; la coordinación entre las diferentes instituciones reguladoras ucranianas con competencias, la aplicación de impuestos a las actividades del fondo, problemas de tránsito en la frontera entre Bielorrusia y Ucrania. Aunque no todos estos problemas se han podido resolver, la situación actual apunta a que en el primer semestre de 2003 buena parte de los mismos quedará resuelta. La fecha prevista para la terminación del proyecto es diciembre de 2007, si bien, a la vista de las dificultades y retrasos que se están produciendo, podría haber un importante desplazamiento en la fecha de terminación.

España contribuyó a la primera fase de este proyecto con 3 M\$ y en 2002 ha realizado una nueva aportación de 2 M€ para la segunda fase del proyecto. En 2001, la UE aprobó una contribución a este Fondo de 100 M€ para el período 2001-2004.

- Fondos internacionales de apoyo a la clausura de:
 - Central nuclear de Ignalina (Lituania) (primera unidad).
 - Central nuclear de Kozloduy (Bulgaria) (cuatro primeras unidades).
 - Central nuclear de Bohunice (Eslovaquia) (dos primeras unidades).

En el marco de las negociaciones de adhesión a la UE, estos países aceptaron el desmantelamiento de estas unidades cuyos reactores no se consideran con un nivel de seguridad aceptable con relación a las centrales nucleares de la Europa occidental.

El coste estimado de la fase preparatoria del desmantelamiento de esas unidades (ingeniería, consultoría y servicios) es de 200, 200 y 150 M€, respectivamente. La duración de la ejecución de esta fase es de unos 10 años. Las contribuciones previstas por la Comisión para apoyo a Lituania, Bulgaria y Eslovaquia son 165, 200 y 150 M€, respectivamente, que se harán de forma escalonada con cargo al Programa PHARE.

En 2002 España ha realizado una contribución a cada uno de estos fondos de 1,5 M€, pasando a ser miembro de pleno derecho de las tres asambleas de contribuyentes. Cabe destacar que las empresas de ingeniería española han mostrado un elevado interés en los proyectos asociados a los fondos y, de hecho, ya han licitado en varios de los proyectos que han salido a expresión de interés a lo largo de 2002, siendo previsible que continúe esta tónica en 2003.

5.1 Situación actual

5.1.1 PANORÁMICA GENERAL DEL SECTOR

Globalmente la producción en toneladas de hulla más antracita en 2002, disminuyó un 7% con respecto a 2001. Este hecho se debe a las reducciones estructurales de capacidad efectuadas por la industria. En lignitos negros la producción aumentó el 2,4% y la de lignito pardo un 0,1% en relación a la de 2001 (cuadro 5.1.1).

5.1.2 DEMANDA INTERIOR

La demanda de carbón durante 2002 ha tenido la distribución que proporciona el cuadro 5.1.2. La peor hidraulicidad del año ha hecho aumentar el consumo de carbón

CUADRO 5.1.1

Balance de carbón

	2001	2002	2002/01 %	2001	2002	2002/01 %
	Miles de toneladas			Miles de tec ¹		
+ Producción	22.685	22.035	-2,9	11.233	10.978	-2,3
Hulla y antracita	10.491	9.752	-7,0	7.562	6.993	-7,5
Lignito negro	3.475	3.557	2,4	1.536	1.511	-1,6
Lignito pardo	8.718	8.726	0,1	2.135	2.473	15,8
+ Variación de stocks ²	844	89		715	-118	
Hulla y antracita	963	-405		778	-332	
Lignito negro	-173	483		-76	211	
Lignito pardo	53	12		13	3	
+ Importación	19.060	24.635	29,3	16.556	21.099	27,4
Hulla coquizable	3.365	3.775	12,2	3.351	3.663	9,3
Hulla no coquizable	15.551	20.735	33,3	13.061	17.311	32,5
Coque	144	125	-13,0	144	125	-13,2
- Exportación	601	684	13,8	606	691	13,9
Coque	601	684	13,8	606	691	13,9
= Consumo interior bruto	41.987	46.075	9,7	27.897	31.269	12,1

¹ Toneladas equivalentes de carbón.

² Existencias iniciales – Existencias finales.

Fuente: DGPEM (Dirección General de Política Energética y Minas).

CUADRO 5.1.2

Sectorización del consumo de carbón

	2001	2002	2002/01 %	2001	2002	2002/01 %
	Miles de toneladas ¹			Miles de tec		
1. Generación eléctrica	36.889	41.180	11,6	23.054	26.533	15,1
1.1 Compañías eléctricas	36.791	41.080	11,7	22.971	26.447	15,1
Hulla y antracita	11.082	10.889	-1,7	7.983	7.929	-0,7
Lignito negro	3.325	4.267	28,3	1.470	1.862	26,7
Lignito pardo	8.771	8.738	-0,4	2.148	2.206	2,7
Carbón importado	13.612	17.186	26,2	11.370	14.450	27,1
1.2 Autoprodutores	98	100	3,0	83	86	3,4
2. Transf. en coquerías	3.794	3.593	-5,3	3.773	3.638	-3,6
3. Fábricas de cemento	299	245	-18,1	262	215	-18,1
4. Resto de industria	791	853	7,8	682	743	9,0
5. Usos domésticos	162	117	-27,5	93	78	-16,0
6. Cons. propios y pérdidas	52	87	66,0	33	62	86,3
TOTAL	41.987	46.075	9,7	27.897	31.269	12,1

Fuente: DGPEM.

para generación, además del crecimiento de la demanda eléctrica. En generación eléctrica bajó el consumo en toneladas de hulla y antracita un 1,7% y el de lignito negro aumentó un 28,3%. Bajó el consumo de lignito pardo un 0,4% y el de carbón importado aumentó un 26,2%. Se produjo una variación al alza de la cantidad de los almacenamientos iniciales en las centrales de lignito negro debida a regularización de los mismos.

En otros sectores, destaca el descenso del consumo del 5,3% en toneladas en siderurgia, el descenso del 18,1% en cementeras y del 7,8% en otras industrias. Continúa el descenso en usos domésticos.

5.1.3 CARACTERÍSTICAS DE LA OFERTA Y DEL PROCESO PRODUCTIVO

5.1.3.1 VALORACIÓN ESTIMADA DE LA PRODUCCIÓN E INGRESO POR VENTAS DE CARBÓN

A partir de enero de 1998 se liberaliza totalmente el mercado de carbón contratando individualmente cada empresa minera con cada empresa eléctrica.

Se presentan diferentes tipos de contratos. Cada central fija las características técnicas de calidad del carbón que compra aplicando límites de tolerancia y penalizaciones

individualizadas. Pueden apreciarse diferencias de precio, para una misma central, en función del contratante. También se aplican criterios de revisión de precios diferentes según las distintas compañías eléctricas. En definitiva, por primera vez, aparece una amplia liberalización en el mercado carbonero español.

El precio en factura medio del carbón nacional CECA que percibe ayudas en 1997 fue de 6.980,78 pta/t, para un PCS medio de 4.740 Kcal/kg, lo que equivale a 1,4727 pta/termia. Descontado el 10% de prima incluida en el precio el valor de la termia sería de 1,3388 pesetas. El precio medio de 1998 para un carbón de PCS medio de 4.646 Kcal/kg. fue de 5.979,73 pta/t o de 1,2871 pta/termia de PCS. Puede apreciarse que el efecto de la negociación ha sido una reducción media del precio del carbón de prácticamente un 3%. En 1999 el precio medio del carbón de 4.611 kcal/kg de PCS fue de 5.615,94 pta/t o de 1,2257 pta/termia. La reducción media de los ingresos por termia vendida fue de 4,77%. Esta reducción se debió a la caída de los precios del carbón en el mercado internacional, que se aplicó a los precios españoles.

En el año 2000 el precio medio de venta fue de 5.914,86 pta/t para un carbón con PCS medio de 4.601 kcal/kg, que equivale a 1,2856 pta/termia. El precio se incrementó un 4,88% reflejando la mejoría del precio en el mercado internacional. En el año 2001 el precio medio de venta fue de 6.240 pta/tonelada para un carbón de 4.550 kcal/kg de PCS medio, o en termias se pagaron a 1,3714 pta/termia de PCS. Por tanto en el año 2001 los precios se incrementaron un 6,67% sobre los del año 2000. El precio medio del año 2002 fue de 36,2747 euros por tonelada (6.035,60 pta/t) para un carbón con P.C.S. medio de 4.478 kcal/kg. Expresado en pesetas por termia dicho precio fue de 1,3478 pta/termia, es decir un 1,72% inferior al precio del año 2001. Esta disminución refleja la variación del precio en el mercado internacional.

Por tanto el valor de la producción de carbón CECA es de 494,16 millones de euros. Hay que agregar otros 177,9 millones de euros, valor de venta de los lignitos pardos. Por lo tanto el valor de la producción entregada al sector eléctrico fue de 672 millones de euros.

El ingreso por entregas de carbón a centrales eléctricas para las empresas mineras se obtiene sumando al valor de la producción, los 321,6 millones de euros de ayudas al funcionamiento para empresas privadas y los 100,4 millones de euros para empresas públicas. Es necesario estimar en otros 54 millones de euros los ingresos por ventas de granos de carbón a las calefacciones y otros usos domésticos. El sector, concretamente HUNOSA, percibirá además desde SEPI otros 196 millones de euros destinados a cubrir pérdidas de explotación de la empresa.

5.1.3.2 EMPLEO EN EL SECTOR

La plantilla propia estimada en el subsector de carbones CECA a final del año 2002 era de 12.798 trabajadores, frente a los 14.159 del año 2001, lo que origina una disminución de empleo del 9,61%. Teniendo en cuenta el empleo en los lignitos pardos, la

CUADRO 5.1.3

Mano de obra empleada en minería

	2001	2002	2002/01
Hulla	9.620	8.671	-9,9
Antracita	3.551	3.248	-8,5
Lignito negro	988	879	-11,0
Total carbón CECA	14.159	12.798	-6,6
Lignito pardo	845	767	-9,2
TOTAL	15.004	13.565	-9,6

Fuente: DGPEM.

mano de obra total empleada en el año 2002 ha sido de 13.565 trabajadores frente a 15.004 en el año 2001, lo que supone una disminución del 9,59%. Esta aceleración en las disminuciones de plantillas se debe a la introducción de la medida de reducción de la edad de prejubilación, que se sitúa en 52 años equivalentes, desde 1998.

5.1.4 COMERCIO EXTERIOR

En el sector de la minería del carbón el saldo comercial, en el año es netamente importador, puesto que prácticamente no existe exportación de carbón español (cuadro 5.1.1). La utilización fundamental del carbón importado tiene lugar en centrales térmicas, industria siderúrgica, industria del cemento e industrias varias, que precisan generar vapor de agua para sus procesos de fabricación.

En unidades físicas la importación de hulla más antracita, se incrementó en un 29,3% respecto al año 2001. En unidades monetarias la importación se incrementó un 18,93% en relación al mismo período. Los precios unitarios del carbón térmico disminuyeron desde un promedio de 42,94 euros/t a 36,72 euros/t.

El incremento de importaciones respecto al año 2001 se debe a la disminución de producción nacional de carbón y necesidad de cubrir el incremento de la demanda para generación de electricidad.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2002, excluidos los procedentes de la Unión Europea que son más caros, fue en situación CIF puerto español de 36,72 euros/t, para un carbón con PCS medio de 6.119 Kcal/Kg (equivalente a 1,0015 pta/termia frente a 1,1467 pta/termia de 2001). El precio medio estimado de hulla coquizable en el mismo período, CIF puerto español en el mismo año, fue de 63,58 euros/t frente a 60,46 euro/t del año 2001.

El coste del carbón importado en el año 2002 puede estimarse en 1.000.436.492 euros o su equivalente de 166.440 millones de pesetas frente a 135.101 millones de pesetas del año 2001.

5.2 Estructura del sector

En el año 2002 no han tenido lugar reducciones de capacidad financiadas con ayudas públicas.

Se ha dado un proceso de fusión que ha reducido el número de empresas que extraen carbón a 45. Mediante esa fusión UMINSA ha sobrepasado los dos millones de toneladas de capacidad de producción anual con una plantilla de 1.118 trabajadores.

Actualmente existen 45 empresas que extraen carbón CECA y dos que extraen lignito pardo. Entre ellas 12 empresas tienen menos de 25 trabajadores, 11 empresas tienen entre 25 y 50 empleados, 6 tienen entre 50 y 100, 11 empresas tienen entre 100 y 500 y 5 empresas tienen más de 500 trabajadores.

Desde el punto de vista de producción 12 empresas, con menos de 25 Kt de capacidad producen el 1,15% de la producción total (156 kt). 6 empresas con capacidades entre 25 y 50 kt producen el 1,27% de la producción total (172 kt). 12 empresas con capacidades entre 50 y 100 kt producen el 6,74% de la producción (916 kt). 8 empresas con capacidades entre 100 y 500 kt anuales producen el 9,34% de la producción (1.270 kt) y 7 empresas con capacidad superior a 500 kt anuales producen el 81,50% de la producción (11.077 kt).

Desde 1996 no hubo disponibilidades presupuestarias para otorgar ayudas a la inversión, que por otra parte no están contempladas en la Decisión 3632/93/CECA. Por tanto las estimaciones de inversión realizadas, que se deducen de las auditorias presentadas por las empresas, no están tan contrastadas como en años anteriores. Pudiera estimarse la totalidad invertida en proyectos de extracción de carbón en 84 millones de euros.

5.3 La política carbonera en 2002

El 23 de junio del 2002 caducó el Tratado CECA. La normativa comunitaria que regulaba el otorgamiento de ayudas hasta esa fecha era la Decisión 3632/93/CECA. Desde esa fecha las ayudas de estado al sector carbón se hubiesen integrado en la normativa general de ayudas del Tratado CE. La Comisión entendiendo la especificidad del sector propuso al Consejo un Reglamento especial. Se publica el Reglamento (CE) 1407/2002 del Consejo de 23 de junio de 2002 sobre las ayudas estatales a la industria del carbón.

En esa disposición se definen tres tipos de ayudas: ayudas para cubrir la diferencia entre costes e ingresos de empresas que cerrarán lo más tardar en 2007 (ayudas a la reducción de actividad, art. 4 del Reglamento), ayudas o bien para cubrir diferencias entre costes e ingresos en empresas que mantendrán una producción mínima que garan-

tice el acceso a las reservas de carbón o bien ayudas a la inversión para empresas que nunca percibieron ayudas para cubrir la diferencia entre costes e ingresos, puesto que ambas ayudas son incompatibles entre sí (ayudas para garantizar el acceso a reservas de carbón, art. 5 del Reglamento), y por último ayudas para financiar costes excepcionales de cierres de unidades de producción (art. 7 del Reglamento).

Las ayudas se otorgan a empresas pero se aplican a cada unidad de producción. La unidad de producción está definida para minería subterránea prácticamente como unidad que consta de un pozo de acceso y uno de ventilación.

La disposición prevé una cláusula transitoria por la que se puede aplicar prácticamente la normativa CECA, debido a razones presupuestarias de los Estados miembros, hasta diciembre del 2002.

El Reglamento se desarrolla mediante la Decisión de la Comisión de 17 de octubre por la que se establece un marco común para la comunicación de la información necesaria para la aplicación del Reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. En esta disposición se definen los costes de las unidades de producción y se detalla la información que requiere la Comisión para estudiar las ayudas.

Por último la UE ha publicado un Reglamento del Consejo, el Reglamento (CE) n.º 405/2003 relativo al control comunitario de las importaciones de hulla originaria en Terceros países. Mediante esta disposición se comunicará a la Comisión el carbón térmico y siderúrgico importados y sus precios y características al objeto de que ese organismo fije los precios internacionales sobre los que se basarán las ayudas.

Las disposiciones normativas nacionales que regularon la actividad de la minería del Carbón en el año 2002 fueron las siguientes:

Disposiciones básicas que existen desde 1998 y que rigen hasta la caducidad del tratado CECA

- Real Decreto 2020/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece un régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras.
- Real Decreto 1561/1998, de 17 de julio, por el que se modifica el Real Decreto 2020/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece un régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras.

Disposiciones de desarrollo

Regulación de ayudas a la producción:

- Resolución del 11 de abril de 2002, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que

se conceden las ayudas al funcionamiento y a la reducción de actividad de las empresas mineras del carbón para 2002 y se da publicidad al Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de marzo de 2002.

- Resolución de 16 de octubre de 2002, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón autóctono en centrales térmicas superiores a las cuantías necesarias para cubrir setecientas veinte horas de funcionamiento para el año 2002.
- Orden ECO/2777/2002, de 17 de octubre de 2002 por la que modifica la Orden de 19 de octubre de 1998, por la que se regulan las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras y por la que se convocan las ayudas para la anualidad de 2002 y las ayudas pendientes del segundo semestre de 2001.

Regulación existente en vigor para las cargas excepcionales de reestructuración:

- Orden de 18 de febrero de 1998 sobre ayudas destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de modernización, reestructuración y racionalización de la actividad de las empresas mineras de carbón.

Disposición que regula la reactivación económica de las comarcas mineras:

- Orden de 17 de diciembre de 2001 por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras.

En este conjunto de disposiciones ha permitido la gestión de las ayudas otorgadas a las empresas mineras de carbón, conjunto de ayudas aprobadas por la Comisión de la UE en virtud de la decisión 3632/93/CECA de 28 de diciembre y del Reglamento (CE) 1407/2002, de 23 de julio del 2002, en vigor la primera hasta el 23 de julio de 2002 y desde ese día el citado Reglamento. Esta gestión ha sido ejecutada por Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.

Complementariamente a la actividad minera se ejecutaron por el Instituto actividades de desarrollo económico de las comarcas mineras. Entre 1998 y el año 2001 se han firmado con la Comunidades Autónomas convenios para la ejecución de 499 proyectos de infraestructura con un coste de 1.377 millones de euros, de los que el 75% se destinan a comunicaciones y el resto se distribuye en proyectos de creación de suelo industrial, urbanismo, mejora de medio ambiente y creación de centros de formación. En el año 2002 estos Convenios se han complementado con otras 171 actuaciones presupuestadas en 339,15 millones de euros, con unos objetivos similares a los del pasado cuatrienio. Entre 1998 y 2001 se han otorgado ayudas a 348 proyectos empresariales, que se esperan generen 5.880 empleos nuevos, con una inversión de 1.099 millones de

euros y que percibieron ayudas por valor de 177 millones de euros. En el año 2002 se otorgaron ayudas a 262 proyectos empresariales, que con una inversión de 861,5 millones de euros y unas ayudas de 137 millones de euros se prevé que generen 3.754 empleos alternativos a los de la minería del carbón.

La ejecución de las medidas instrumentadas para la minería del carbón se resume en los datos siguientes:

- Ayudas al funcionamiento y a la reducción de actividad: 45 empresas beneficiarias, con 422,02 millones de euros o su equivalencia de 70.218 millones de pesetas.
- Ayudas a costes sociales de reestructuración: Se han pagado 158,89 millones de euros o su equivalente de 26.437 millones de pesetas a trabajadores prejubilados y vales de carbón.
- Ayudas para la financiación de costes técnicos de reducción de capacidad: en el año 2002 no se han efectuado reducciones de capacidad financiadas con ayudas públicas.
- Se han otorgado 3,94 millones de euros o 655 millones de pesetas para ayudas a costes de transportes de carbón desde cuencas mineras a centrales alejadas de su zona de influencia.
- Se han otorgado 3,21 millones de euros o su equivalente de 534 millones de pesetas para financiar almacenamientos de carbón superiores a 720 horas de funcionamiento en centrales térmicas alimentadas con carbón autóctono.

Las ayudas al funcionamiento y reducción de actividad presupuestadas desde PGE para el año 2003 totalizan 417,78 millones de euros, el 4% menos que las correspondientes al año 2002. Además se han presupuestado 187,712 millones de euros para costes sociales de reestructuración. La consignación para financiar costes de reducción de capacidad es de 46,815 millones de euros. A su vez se prevén otros 3,12 millones de euros para ayudas al transporte de carbón entre cuencas y 10,02 millones de euros para financiar almacenamientos superiores a 720 horas de funcionamiento en centrales térmicas.

Se presupuestan 96 millones de euros para financiar en el año 2003 el desarrollo alternativo de las Comarcas mineras del carbón y otros 437 millones de euros para financiar infraestructuras.

Aunque la Seguridad Minera no es exclusiva del carbón es necesario resaltar que las actuaciones en esta materia se han regulado mediante la Orden ECO/1985/2002 de 30 de julio, por la que se regula la concesión de subvenciones derivadas del Plan de Seguridad Minera y se efectúa la convocatoria para el ejercicio 2002.

Actuaciones varias

La Dirección General de Política Energética y Minas ha firmado los convenios relativos a minería del carbón que se detallan a continuación:

a) *Con la Universidad Politécnica de Madrid*

- Campaña de formación para la utilización de equipos autorrescatadores de protección respiratoria para minería subterránea. Formación básica para los trabajadores. Valor 342 mil euros.
- Estudio de caracterización de las rocas de los hastiales frente al riesgo de explosión por impacto y fricción de metales. Valor 150 mil euros.
- Estudio para establecer el patrón de calibración de los procedimientos de ensayos no destructivos de cables de acero en minería. Valor 146 mil euros.
- Aplicación de métodos cuantitativos de Evaluación de Riesgos en Minería Subterránea. Valor 132 mil euros.

Se firmaron otros once convenios relativos a Seguridad Minera en general que no se relacionan.

b) *Con el Instituto Nacional de la Silicosis*

Se han firmado dos convenios relativos a Seguridad Minera con este Instituto por valor total de 185 mil euros.

6.1 Demanda

Las ventas de gas natural en 2002, excluyendo consumos propios y pérdidas, fueron 240.398 GWh, con incremento del 14,2% respecto al año 2001 (cuadro 6.1). El sector de gas natural continúa su proceso expansivo en el mercado energético nacional, aumentando continuamente su participación en el balance de energía primaria, 14,6% en el año 2002.

El gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural ha alcanzado 537 GWh, con aumento del 24,8% en 2002. Incluyendo este tipo de gas, la demanda total de gas se ha distribuido en un 18% en el mercado doméstico-comercial y un 55,5% en el mercado industrial para usos térmicos, es decir, excluyendo el consumo como materia prima y el gas empleado en la parte eléctrica de la cogeneración.

La demanda de gas natural para generación eléctrica en 2002 se estima en 58.175 GWh, un 24,2% del total, de los que el 55,1% es el consumo atribuido a generación eléctrica en la cogeneración (gráfico 6.1) y el resto corresponde al consumo en centrales convencionales. En este año, el mercado de centrales térmicas ha crecido sustancialmente, pero aún supone el 10,8% de las ventas totales de gas.

Durante el año 2002 han entrado de forma sucesiva en funcionamiento varios grupos de generación de ciclo combinado de gas: en marzo de 2002, San Roque (Cádiz) del Grupo Gas Natural, primera instalación de ciclos combinados que entra en funcionamiento en España; en el mes de abril, también en San Roque, de Endesa; en junio, Sant Adrià de Besós (Barcelona) del Grupo Gas Natural y en octubre, Castejón (Navarra).

CUADRO 6.1

Demanda de gas (GWh)¹

	2001	2002	Estructura %	%2002/01
Doméstico-comercial	39.265	43.250	18,0	10,1
– Gas natural	38.835	42.713	17,7	10,0
– Gas manufacturado ²	430	537	0,2	24,8
Industrial	125.249	133.758	55,5	6,8
Materia prima amoniaco	6.088	5.752	2,4	-5,5
Cogeneración ³	27.702	32.049	13,3	15,7
Generación eléctrica convencional	12.663	26.126	10,8	106,3
Total gas natural	210.536	240.398	99,8	14,2
Total gas natural y manufacturado	210.966	240.934	100,0	14,2
Demanda de GLP (butano y propano)⁴	2.709	2.723		0,5

¹ No incluye consumos propios ni pérdidas.

² Gas procedente de fuentes distintas del gas natural.

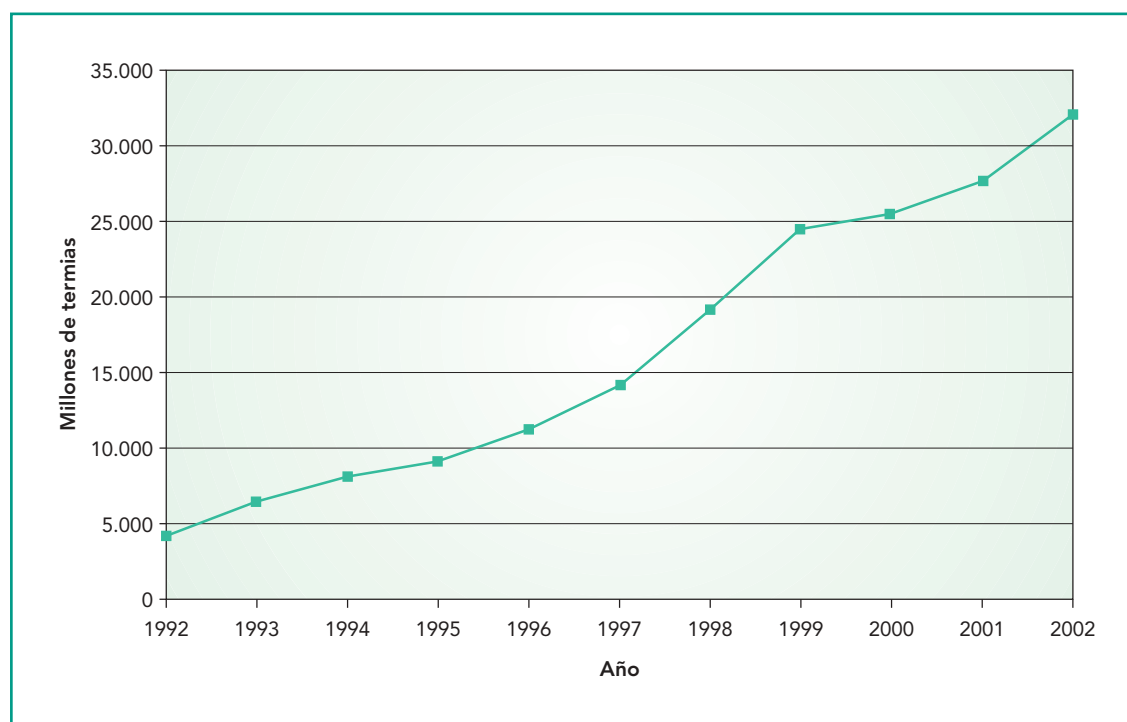
³ Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

⁴ Miles de toneladas.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 6.1

Estimación del gas natural empleado en generación eléctrica por cogeneración (excluyendo el empleado en la parte térmica)



De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en la modificación introducida en el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, durante el año 2002, tienen la consideración de cualificados aquellos consumidores cuyo consumo anual fuese superior 1.000.000 Nm³.

El mayor número de consumidores cualificados junto con el resto de las medidas adoptadas por el Gobierno han supuesto una evolución creciente del mercado liberalizado en los últimos años. Durante el año 2002, más de la mitad del suministro (54,8%) ha sido realizado dentro del mercado liberalizado por las empresas comercializadoras, frente al 9% del año 2000 y al 38% del año 2001.

A partir del día 1 de enero del año 2003, todos los consumidores tienen la consideración de consumidores cualificados por lo que esta tendencia creciente de las ventas en el mercado liberalizado continuará durante el próximo año, aunque es de esperar que con una menor tasa de crecimiento.

En lo que respecta al número de consumidores durante el año 2002 se han captado 329.449 nuevos clientes, lo que supone un descenso respecto al año 2001 en el que se captaron 402.950. El número total de consumidores de gas natural en el año 2002 alcanzó los 4.935.784, de los cuales 4.840.403 son clientes domésticos, 89.866 comerciales y 5.515 industriales. Estas cifras suponen un total de un 7,1% de incremento total en el número de consumidores de gas natural.

6.2 Oferta

La producción nacional de gas natural se mantiene al mismo nivel que en el año 2001, situándose en 5.831 GWh, lo que supone una contribución del 2,3% al total de las aportaciones en el año 2002. El 97,7% restante proviene de importaciones de gas natural, tanto en forma de gas natural licuado (GNL), como de gas natural a través de los gasoductos de conexión internacional.

Las importaciones durante el año 2002 ascendieron a 244.686 GWh, lo cual supone un incremento del 20% respecto al año anterior. En lo que respecta al origen de las importaciones el mayor suministrador sigue siendo Argelia, con un 58,5%, seguido de Noruega (13,2%) y Nigeria (9,3%). Los países del Golfo han supuesto alrededor del 10,9% de las importaciones.

En lo que respecta al tipo de suministro, el 58,7% de las importaciones se han realizado en forma de GNL por medio de barcos metaneros descargados en las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación y el resto a través de los gasoductos del Magreb-Europa y la interconexión con Francia (Gasoducto Larrau-Villar de Arnedo).

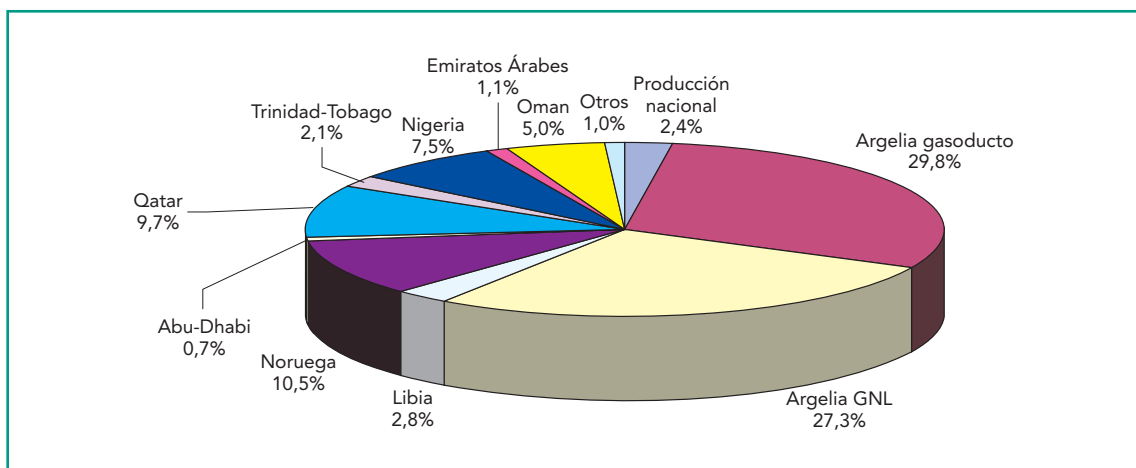
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS

El año 2002 se caracteriza en este apartado por una menor actividad de campo (sondeos y campañas sísmicas) respecto al año anterior, aunque se ha mantenido el nivel global de actividad de las compañías del sector, centrada fundamentalmente en trabajos preparatorios de nuevos proyectos de investigación y exploración.

Por lo que se refiere al otorgamiento de nuevos permisos de investigación, por Reales Decretos 1461/2001 y 1462/2001, de 21 de diciembre, publicados con fechas 18 de

GRÁFICO 6.2

Procedencia de los aprovisionamientos de gas natural 2002



enero y 23 de enero de 2002, se otorgaron a la compañía Repsol Investigaciones Petrolíferas, Sociedad Anónima los permisos de investigación de hidrocarburos denominados «Calypso Este» y «Calypso Oeste», situados en el océano Atlántico frente a las costas de Cádiz y los permisos de investigación denominados «Canarias-1 a Canarias-9» frente a las costas del archipiélago canario, respectivamente.

Por Real Decreto 204/2002, de 15 de febrero, publicado con fecha 2 de marzo de 2002, se otorgaron a la compañía BG International Limited los permisos de investigación de hidrocarburos «Águila» y otros, situados en el mar Mediterráneo frente a las costas de Tarragona y Castellón.

Asimismo, se inició la tramitación de nuevas solicitudes de permisos de investigación siendo publicadas en el BOE, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 de la Ley 34/98 de 7 de octubre del Sector de hidrocarburos, las siguientes: el 24 de septiembre de 2002, el permiso «Circe», frente a las costas de Cádiz y Huelva; el 22 de noviembre de 2002, los permisos «Ballena-1» a «Ballena-5», frente a las costas de Asturias; y el 5 de diciembre de 2002, los permisos «Marismas Marino Norte» y «Marismas Marino Sur», frente a las costas de Huelva.

La actividad exploratoria «off-shore» ha consistido en la realización de una campaña sísmica marina 3D de 2.489 km en el mar Mediterráneo, y una campaña de reconocimiento de suelos marinos en el golfo de Cádiz. En tierra se ha llevado a cabo una campaña sísmica 2D de 21 km en Andalucía. Durante el año 2002 no se ha realizado ningún sondeo ni en tierra ni en mar.

En términos económicos, en este ámbito de la exploración y la investigación, las inversiones anuales realizadas durante el ejercicio 2002 han sido del orden de 11.373.069 euros.

En el año 2002 se produjeron 545.503.697 Nm³ que equivalen a 466,7 tep. La producción se ha mantenido relativamente constante a lo largo del año salvo los meses de junio y julio en los que ha sido inferior a los demás. El nivel de producción es semejante al del año 2001, que experimentó un aumento superior al 300% respecto al del 2000. Al igual que el año pasado, la producción principal se debe al yacimiento Poseidón en el golfo de Cádiz, gracias al cual se obtuvo el aumento citado. Otros yacimientos en activo son Marismas, El Ruedo y Las Barreras, en Andalucía.

En cuanto a las reservas, se estiman en 21 millones de Tm para el crudo y los condensados, y 2675 millones de metros cúbicos para el gas natural.

La producción nacional de petróleo se indica en el capítulo 7 de este Informe.

6.3 Precios

GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO ENVASADO

El precio máximo de venta del GLP envasado se encuentra regulado en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo de 2002 (BOE de 26 de marzo), por la que se proce-

dió a actualizar en un 12,9% los costes de comercialización manteniéndose invariable el procedimiento de cálculo establecido en la Orden Ministerial de 6 de octubre de 2000. Los costes de comercialización recogen los gastos necesarios para la distribución del producto hasta el consumidor final, incluyendo el reparto domiciliario.

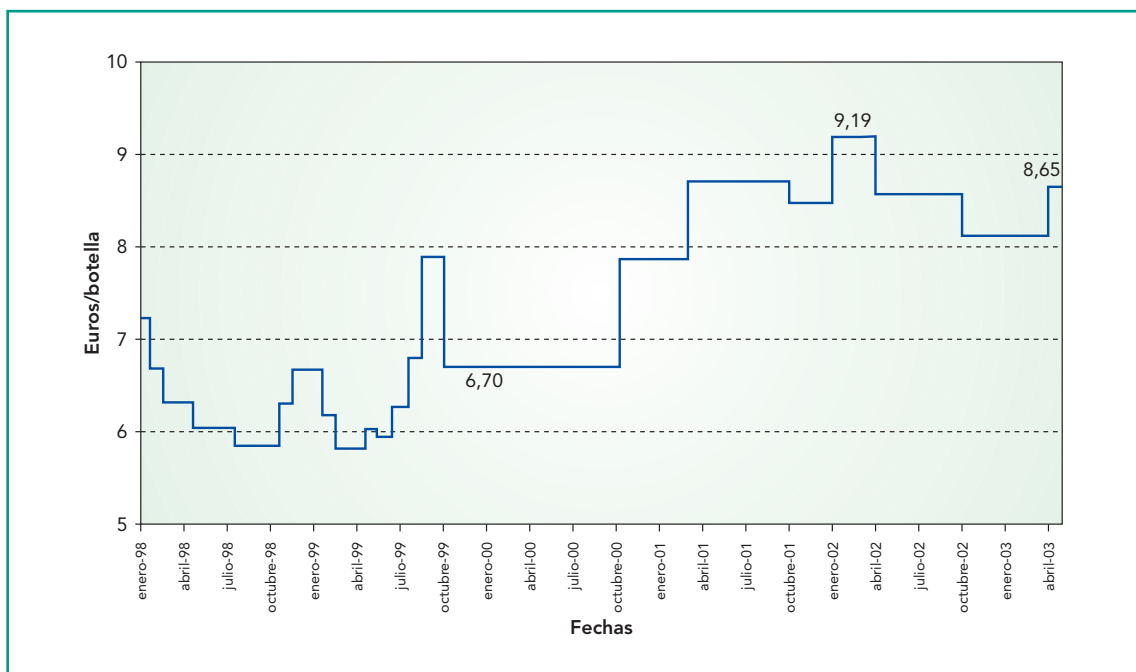
El procedimiento de cálculo del precio máximo de venta se basa en la estimación del coste de la materia prima a partir de la media de la cotización internacional de la mezcla propano/butano más flete durante los doce meses anteriores al mes de aplicación. A dicho valor medio se le adiciona el coste de comercialización para obtener el precio máximo de venta por kg antes de impuestos. El precio calculado tiene una vigencia de seis meses, con revisiones en los meses de octubre y abril.

El 1 de enero de 2002 se incrementó el IVA soportado por el GLP envasado del 7% al 16%, lo que supuso que el precio máximo de venta al público (impuestos incluidos) de la botella de 12,5 kg pasara de 8,47 € a 9,19 €. El IVA se había rebajado hasta el 7% (también se había eliminado el impuesto especial de este producto) mediante el Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprobaron medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos.

Durante el año 2002 se aplicaron las revisiones correspondientes de acuerdo con la Orden en vigor en las fechas de 1 de abril y 1 de octubre respectivamente. La revisión de abril coincidió con la publicación de la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo (BOE de 26 de marzo) donde se procedió bajar el precio de la botella un 6,75%, de 9,19 a

GRÁFICO 6.3

Precio máximo de venta en España de la botella de butano de 12,5 kg



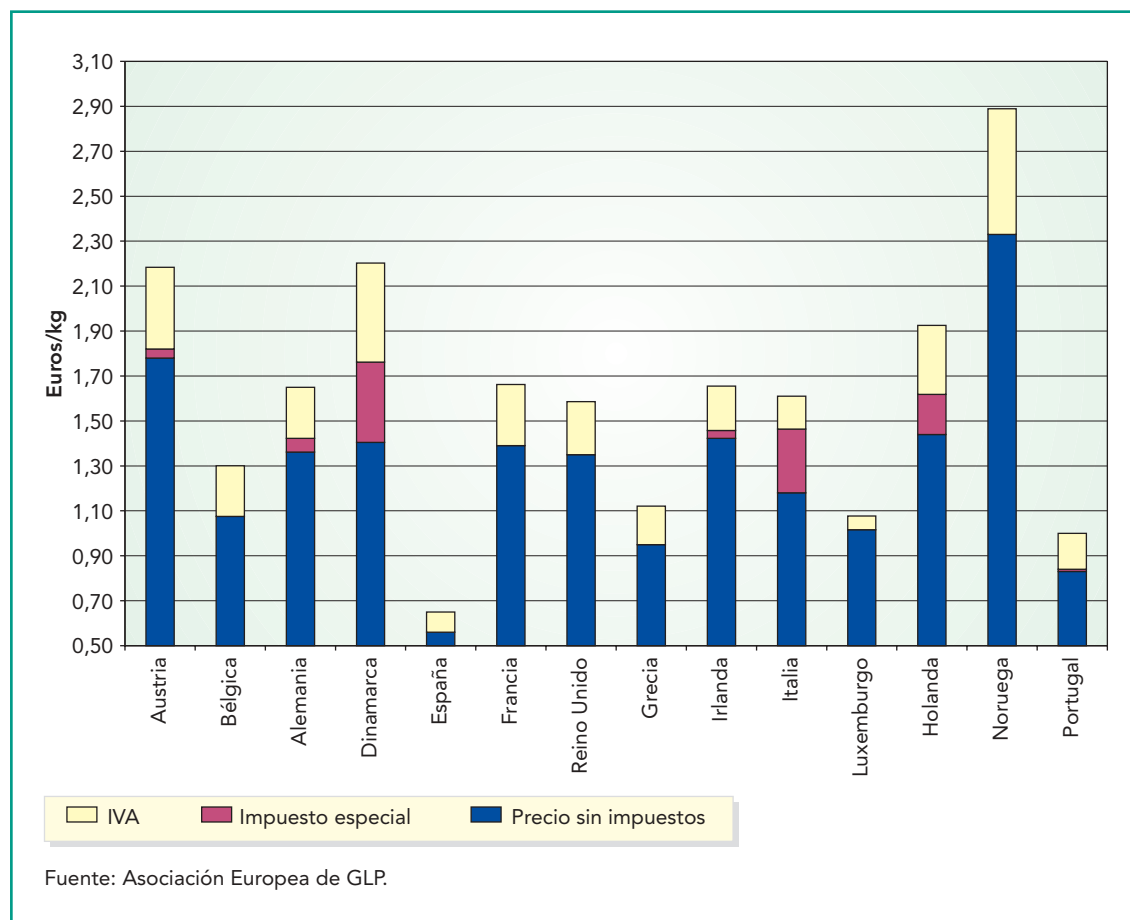
8,57 €, como consecuencia del descenso de un 22% en el coste de la materia prima. Posteriormente, mediante la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 26 de septiembre (BOE de 28 de septiembre) se volvió a revisar a la baja el precio de la botella un 5,3% que pasó a costar 8,12 € a partir del 1 de octubre, nuevamente el motivo fue la bajada del 11% en el precio de la materia prima como consecuencia de la disminución de las cotizaciones internacionales del producto y del flete.

Por último, el 29 de marzo de 2003, se publicó la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 21 de marzo por la que se incrementó en un 6,5% el precio de la botella, que a partir del 1 de abril pasó a costar 8,65 €, otra vez, el motivo fue un aumento del 15% en el coste de la materia prima debido al alza de las cotizaciones internacionales.

A fecha de 1 de enero de 2003, el precio español (impuestos incluidos) de era de 0,6496 €/kg, el más bajo de toda la Unión Europea, Portugal con 0,99 €/kg es el país que más aproxima su precio al español seguido de Luxemburgo con 1,077 €/kg. Con respecto al resto de los países la diferencia es mucho mayor, por ejemplo, el precio

GRÁFICO 6.4

Precio del GLP envasado el 1-1-2003 (euros/kg)



medio de venta en Francia era de 1,6624 €/kg, un 156% superior al precio español, el de Italia es un 104% superior y el de Alemania un 145% más alto.

GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO CANALIZADO Y PARA EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GLP POR CANALIZACIÓN

Los GLP por canalización a usuarios finales y a granel para empresas distribuidoras de GLP por canalización continuaron rigiéndose por la OM de 16 de julio de 1998 donde se establece un sistema de revisión mensual de acuerdo con las cotizaciones internacionales y flete del mes anterior. Esta misma Orden liberalizó los suministros de GLP a granel para usuarios finales y el envasado en recipientes con capacidad inferior a 8 kg.

En relación con las otras dos modalidades de suministro: GLP canalizado a usuarios finales y GLP a granel para empresas distribuidoras por canalización, durante el año 2002 se ha mantenido el sistema de revisión mensual, con variaciones sucesivas a lo largo del año de acuerdo con los movimientos producidos en las cotizaciones internacionales del producto y la evolución del cambio \$/€. La alta volatilidad del mercado internacional de este producto, cuya cotización durante los meses de invierno llega a duplicar el valor de los meses de verano, produce unas oscilaciones muy fuertes en el precio máximo final.

En el caso del GLP por canalización para usuarios finales, el año comenzó en el mes de enero con un valor del término variable (antes de impuestos) de 0,5509 €/kg, terminando con un precio máximo en diciembre de 0,6192 €/kg. El precio medio del año 2002 fue de 0,5577 €/kg solamente un 0,54% superior al valor medio del año 2001 (0,547 €/kg), sin embargo las oscilaciones fueron muy fuertes, mientras que julio de 2002 con 0,5275 €/kg fue el mes con el precio máximo autorizado más bajo en el mes de marzo de 2003 se alcanzó un valor de 0,6736 €/kg (28% de oscilación).

GAS NATURAL

La Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, establece los principios de precios máximos y únicos en todo el territorio para el gas natural, gases manufacturados y gases licuados del petróleo por canalización.

El 7 de septiembre de 2001 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural. Dicho Real Decreto cumplía el mandato contenido en el artículo 8 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios. Dicho artículo establecía la necesidad de un sistema económico integrado del sector del gas natural que debía incluir un modelo para el cálculo de las tarifas y para el cálculo de los peajes asociados al acceso de terceros a las instalaciones, un sistema para determinar la retribución de las inversiones y por últi-

mo, un procedimiento de reparto de los ingresos totales entre los diferentes agentes que actúan en el sistema gasista.

El Real Decreto 949/2001 busca alcanzar un triple objetivo: Garantizar un desarrollo adecuado de las infraestructuras gasistas mediante un sistema de retribuciones que proporcione una remuneración adecuada a las inversiones realizadas, diseñar un sistema de tarifas basado en costes reales de forma que se impute a cada consumidor los costes en que incurra y por último, regular un sistema de acceso de terceros a la red cuya aplicación sea objetiva, transparente y no discriminatoria. Se regulan en él todos los principios básicos relativos al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, incluyendo las instalaciones incluidas en este régimen, los sujetos con derecho de acceso, el procedimiento para solicitarlo, (simplificando el procedimiento anterior), las causas posibles de denegación del acceso y los derechos y obligaciones tanto de los que acceden como de los titulares de las instalaciones.

Este Real Decreto fue desarrollado por las órdenes ministeriales publicadas el 18 de febrero de 2002: ECO/302/2002, ECO/303/2002 y ECO/301/2002 que regulan las tarifas de gas, los peajes de acceso de terceros a las instalaciones, y la retribución de las actividades reguladas del sistema gasista. Posteriormente se publicó la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre (BOE de 1 de noviembre), por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas y se establece un procedimiento de remisión de información por parte de las empresas gasistas.

TARIFAS DE GAS NATURAL

Reguladas por la Orden ECO/302/2002 de 15 de febrero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores. Esta Orden representa un cambio sustancial tanto en la filosofía que ampara el sistema como en la propia estructura tarifaria. Desaparece en primer lugar la diferencia por usos industriales y doméstico-comerciales aplicada hasta la fecha y se substituye por una única estructura basada en tres escalones de presión de suministro: Grupo 3.º: para suministros a presiones menores o iguales a 4 bares, Grupo 2.º para los suministros a presión mayor que 4 y menor o igual a 60 bares y Grupo 1.º para los suministros a presiones superiores a 60 bares. Dentro de cada grupo existen distintas tarifas en función del volumen de gas consumido (6 tarifas distintas en el Grupo 3.º, 4 en el Grupo 2.º y tres en el Grupo 1.º).

Desaparece el anterior sistema basado en el coste de las energías alternativas (aplicado a las tarifas industriales) que pasa a ser substituido por un sistema basado en costes reales de acuerdo con la retribución de las diferentes compañías que actúan en el mercado regulado. Se extiende a todas las tarifas el sistema de revisiones trimestrales del Coste Unitario de la Materia Prima (Cmp) que anteriormente se aplicaba exclusivamente a las tarifas del mercado doméstico-comercial, eliminándose por lo tanto la revi-

sión mensual de las tarifas industriales. La fórmula del Cmp, función de una cesta de crudo y productos, se calcula cada tres meses, revisándose las tarifas en el caso de que la variación supere el 2% y esta modificación de la Cmp se traslada linealmente a los términos energía de cada uno de los escalones de las tarifas. Por lo tanto, se substituye el anterior procedimiento de revisión basado en la traslación de la variación porcentual del precio medio de referencia a los términos fijo y variable de las tarifas. Por último, se substituye la Termia por el kWh como unidad de medida.

El 31 de diciembre de 2002 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. En su Capítulo VII se regula el procedimiento de facturación y pago del suministro a tarifas y en el VIII la suspensión de suministro tanto a consumidores cualificados como a los del mercado regulado.

El 17 de enero de 2003 se publicó la Orden del Ministerio de Economía ECO/31/2003 que actualizó el sistema de tarifas de la Orden ECO/302/2002. Las nuevas tarifas se materializaron mediante la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 17 de enero (BOE de 20 de enero) que significaron una reducción media del 1,25% en relación con las tarifas que estaban en vigor desde el 15 de octubre de 2002.

RETRIBUCIONES DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SISTEMA GASISTA

El sistema de retribuciones, cuyos principios se establecieron en el Real Decreto 949/2001 fue desarrollado por la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, (BOE de 18 de febrero).

Se establece una remuneración individualizada para cada una de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento, retribuyendo en concepto de amortización, gastos operativos y costes financieros. El coste financiero se calcula de acuerdo a la media de las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial del 1,5%, la amortización se determina mediante la aplicación de una vida media estándar para cada tipo de instalación y por último, los costes de explotación se calculan a partir de unas tablas de valores estándar unitarios.

El valor de la inversión, en el caso de instalaciones autorizadas de forma directa, se calcula a partir de unas tablas estándar de valores unitarios que se actualizan anualmente en función de la evolución de la semisuma del IPC y el IPRI minorados mediante un coeficiente de eficiencia que nunca puede superar 0,85. En el caso de instalaciones autorizadas por el procedimiento de concurrencia, el valor de la inversión se calculará de acuerdo con las condiciones de adjudicación del concurso.

Para gasoductos, elementos de regulación y medida e instalaciones de almacenamiento, las cantidades calculadas por el procedimiento anterior son agrupadas por compañías y publicadas en la propia Orden. En el caso de instalaciones de regasificación la

cifra de retribución se descompone en una cantidad fija y una retribución variable en función de las termias descargadas. La retribución correspondiente a cada año se calcula mediante la suma de las remuneraciones correspondientes a las nuevas instalaciones puestas en servicio más la retribución del año anterior actualizada en función de la evolución de la semisuma del Índice de Precios al Consumo y el Índice de Precios Industriales, multiplicado por un coeficiente de eficiencia menor o igual a 0,85.

En relación a la actividad de distribución la retribución se realiza por compañía distribuidora, descomponiéndose en dos conceptos: La retribución a la actividad de distribución propiamente dicha y la retribución a la actividad de venta a tarifa. El primer concepto se calcula de acuerdo con las inversiones realizadas y el segundo mediante la aplicación de una fórmula, función de las termias transportadas y los clientes conseguidos.

La Orden incluía una retribución fija al transporte, almacenamiento y regasificación para todas las compañías de 431 Millones de euros y 945 Millones en concepto de retribución a la actividad de distribución. El 17 de enero de 2003 se publicó la Orden del Ministerio de Economía ECO/30/2003, por la que se actualizó en un 11% las retribuciones a los transportistas publicadas en la Orden ECO/301/2002 y en un 8,5% la retribución de la actividad de distribución. Esta actualización se produjo, tanto por la incorporación de instalaciones nuevas como por la revisión del IPC e IPI, empleándose como factor de eficiencia 0,85.

PEAJES DE GAS NATURAL

El 18 de febrero de 2002 se publicó la Orden ECO/303/2002, de 15 de febrero, (BOE de 18 de febrero) por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas desarrollando el Real Decreto 949/2001. Dicha Orden incluye importantes modificaciones respecto a la que estaba en vigor.

Como peajes diferenciados se incluye:

- Peaje de regasificación que incluye el almacenamiento operativo recogido en el Real Decreto 949/2001 y como novedad comprende también la carga de sistemas de GNL.
- Peaje de Transporte y Distribución, que como novedad es ahora independiente de la distancia recorrida por el gas y que incluye cinco días de almacenamiento operativo. Se descompone en un término fijo mensual de reserva de capacidad en función del caudal diario contratado y un término de conducción función de los kWh de gas vehiculizado que se divide en tres tramos idénticos a los correspondientes a las tarifas.
- Peaje de almacenamiento subterráneo, que incluye un término fijo y un término variable.
- Peaje de almacenamiento de GNL.

La Orden incluye las cuotas de la Comisión Nacional de la Energía a recaudar en los peajes y la del Gestor Técnico del Sistema a pagar por las empresas distribuidoras y transportistas.

Al igual que las tarifas los peajes se expresan en euros/kWh.

Posteriormente el 17 de enero de 2003, se publicó la Orden ECO/32/2003 de 16 de enero por la que se actualizaron los peajes, que manteniendo la misma estructura de la Orden anterior supuso una reducción media del 1,68%.

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DEL GAS NATURAL

Desde la aprobación de la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, desaparece la diferencia entre tarifas industriales y domésticas y se substituye por una clasificación en función de la presión de suministro y volumen de consumo, aunque se puede asimilar el consumo doméstico-comercial con los suministros del Grupo 3 (presión de suministro inferior o igual a 4 bares).

Durante el año 2002, el precio en España del gas natural experimentó dos revisiones al alza al incrementarse el Coste Unitario de la Materia Prima como consecuencia del ascenso de las cotizaciones del crudo y productos derivados que tuvo lugar a lo largo de todo el año. La primera revisión entró en vigor el 16 de julio con un incremento medio que osciló entre 1,46% para un consumidor doméstico de 3.000 kWh/año (tarifa 3.1) y el 4,95% para el consumidor de 50 Millones kWh/año (tarifa 2.4). El 15 de octubre se procedió a una nueva revisión del Coste Unitario de la Materia Prima, con unos incrementos del precio medio de un 2,15% para el consumidor de 3.000 kWh/año y 7,08% para el usuario industrial de 50 Millones kWh/año.

La aplicación de la Orden ECO 31/2003, de 16 de enero, se plasmó en la Resolución de 17 de enero de 2003, que estableció una disminución del 1,25% en las tarifas en vigor a partir del 21 de enero. Por último, en la revisión correspondiente al mes de abril de 2003 (de aplicación a partir del 15 de abril) se volvieron a disminuir las tarifas, en un rango entre el 0,58% en el caso del consumidor de 3.000 kWh/año y el 1,81% para el consumidor industrial de 50 Millones de kWh/año de consumo.

En el cuadro 6.2 se comparan los precios medios practicados en diferentes países europeos para diferentes consumidores en enero de 2003 (Datos tomados de la publicación World Gas Intelligence y expresados en céntimos de euro/kWh).

La situación de los precios españoles es bastante favorable sobre todo en el caso de los consumidores de pequeño volumen. El Reino Unido mantiene la posición de precios más bajos en todas las categorías, sin embargo, España es el segundo más barato para consumos de 100.000 m³/año y en el caso de consumos de 1 y 10 Millones de m³/año, España es el tercer país más barato, detrás del Reino Unido y Bélgica. Para grandes consumidores, España está en la cuarta posición, detrás de Reino Unido, Bélgica y Holanda, muy cerca de este último.

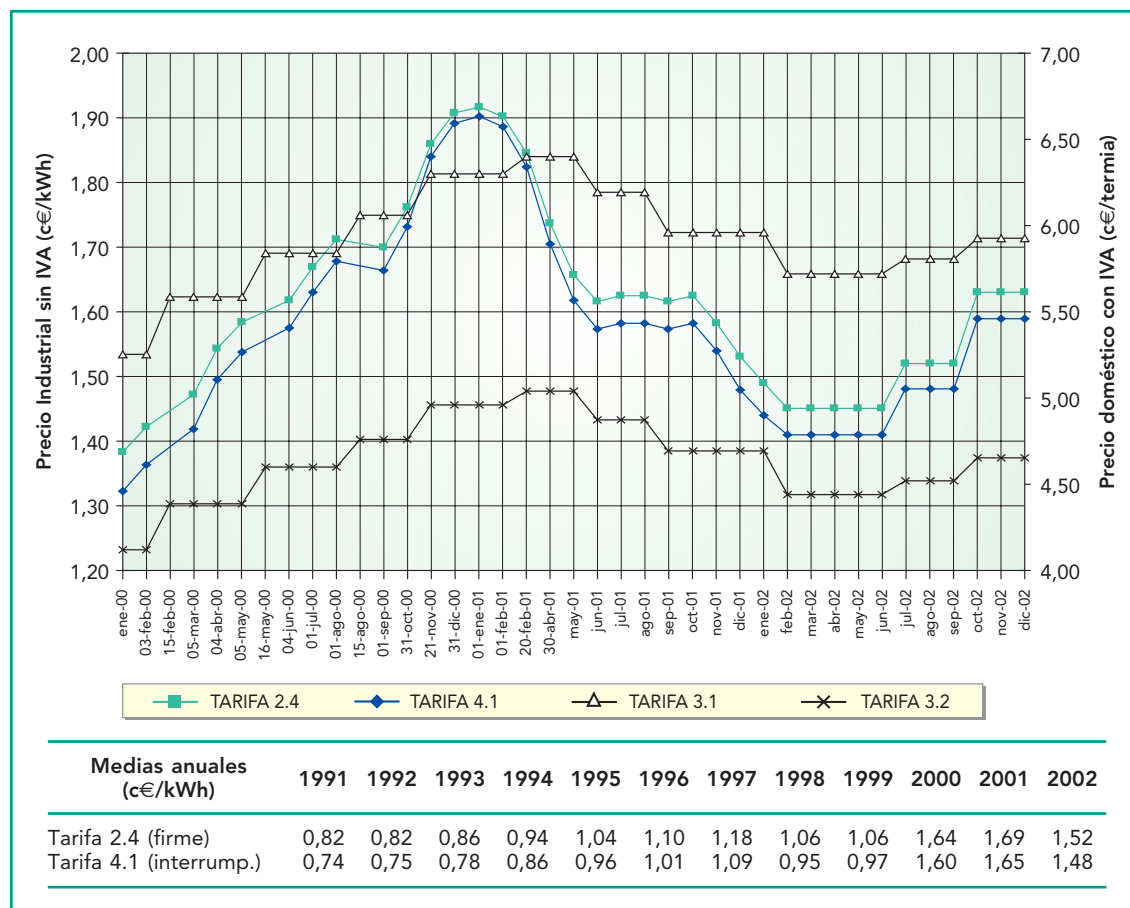
CUADRO 6.2

**Precios practicados en los países europeos
(cent/kWh)**

	Consumo anual de gas natural			
	100.000 m ³	1 millón m ³	10 millones m ³	50 millones m ³
Bélgica	2,29	1,65	1,56	1,48
Francia	2,45	2,03	1,69	1,64
Alemania	2,82	2,83	2,34	1,86
Italia	3,12	2,13	1,88	1,78
Holanda	3,29	2,05	1,75	1,60
España	1,87	1,72	1,62	1,56
Reino Unido	1,80	1,60	1,32	1,19

GRÁFICO 6.5

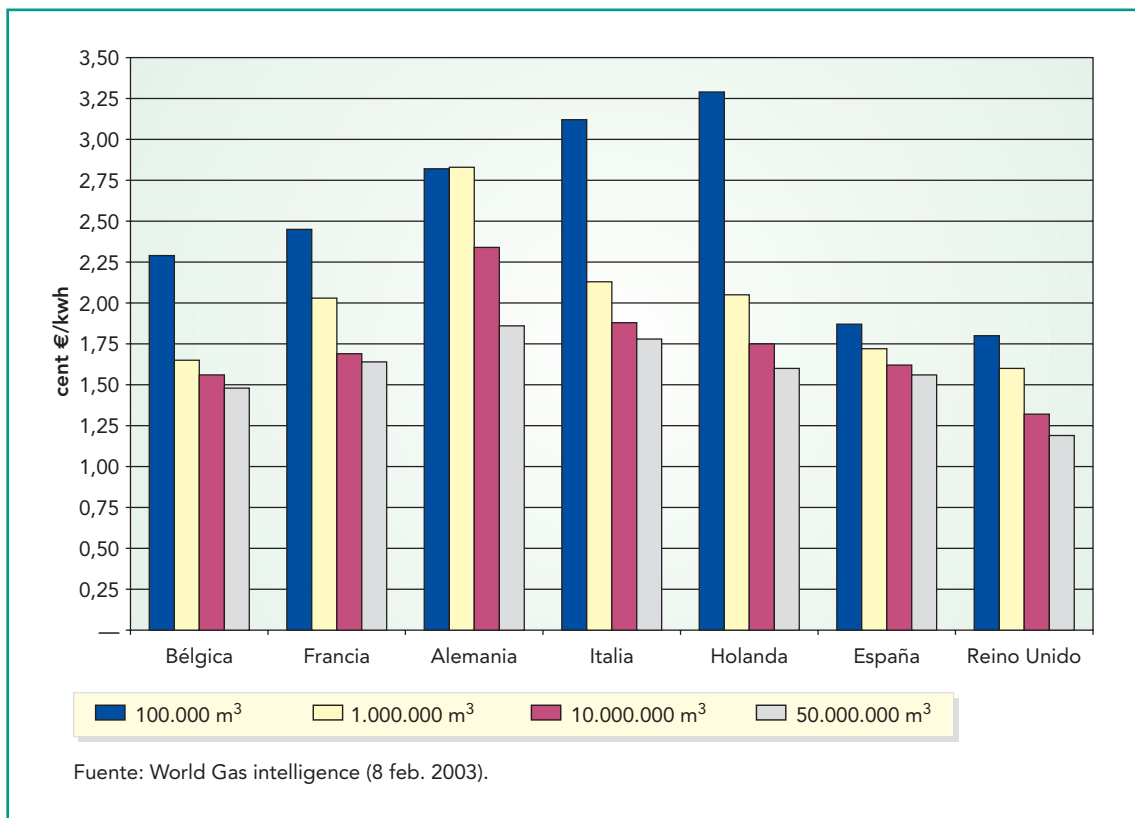
Tarifas y precios máximos del gas natural



Nota: Tarifa 2.4 (firme): Consumidor de 50 MkWh/año y 175.000 kWh/día de caudal, a presión entre 4 y 60 bares. Tarifa 4.1 (interrumpible): Suministros a presión entre 4 y 60 bares. Tarifa 3.1: Consumidor de 3.000 kWh/año. Tarifa 3.2: Consumidor de 12.000 kWh/año.

GRÁFICO 6.6

Precio medio de venta de gas natural para usos industriales. Enero 2003



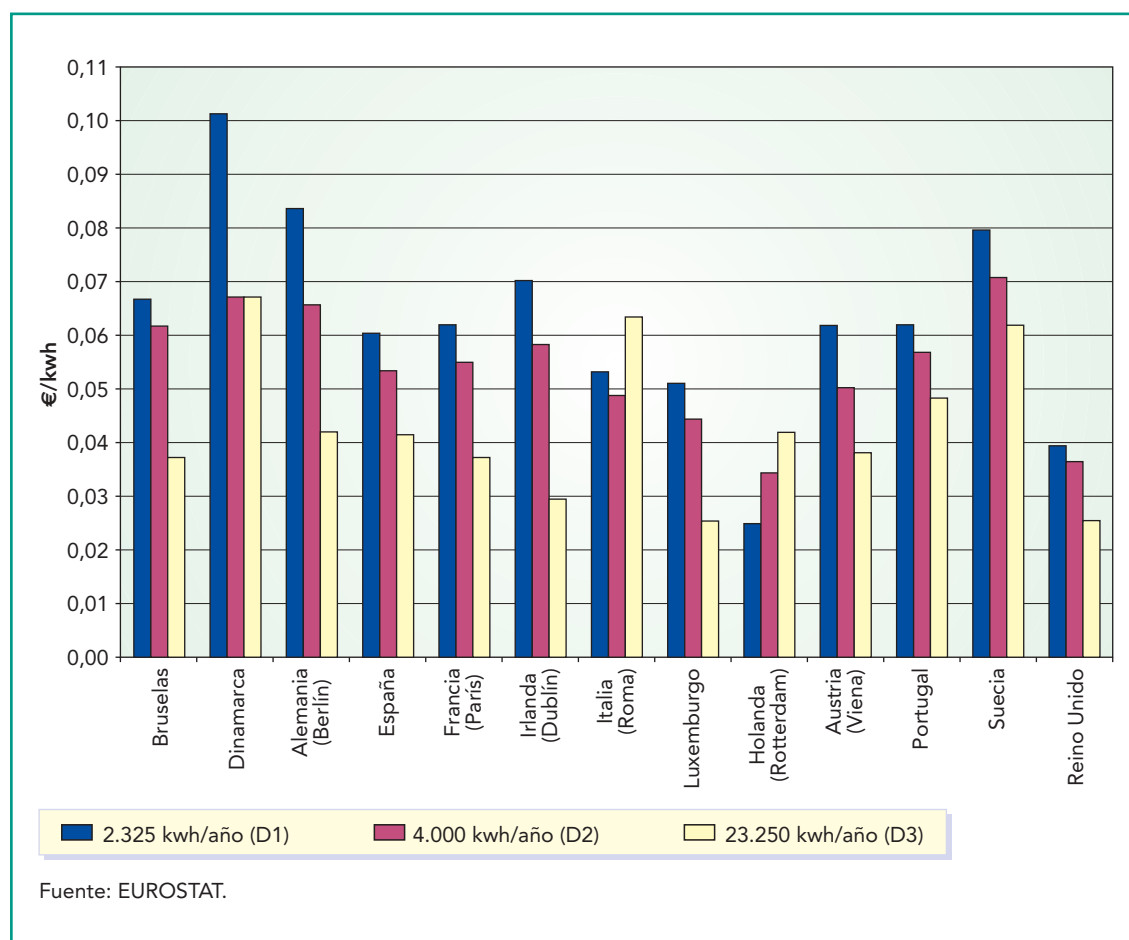
6.4 Normativa

En el sector de gas natural, durante el año 2002, se han publicado (además de las Ordenes Ministeriales y Disposiciones Generales sobre «peajes», «tarifas y precios», y «retribución de actividades», que se explican en el apartado correspondiente a PRECIOS) las siguientes Disposiciones y Normas, ligadas a las actividades de gas natural:

- *Planificación de los sectores de electricidad y gas, desarrollo de las redes de transporte 2002-2011.* El 13 de septiembre de 2002, el Consejo de Ministros aprobó este Documento, que especifica los proyectos de infraestructuras de transporte a desarrollar en ese horizonte y en base a lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de Octubre del Sector de Hidrocarburos. Este aspecto se trata en detalle en el Capítulo II de este informe.
- *Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.*

GRÁFICO 6.7

Precio medio de venta del gas natural para usos domésticos. 1-7-2002



La citada disposición, junto con el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, completa el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas con el sector del gas natural, establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

El Real Decreto aprobado aborda la regulación de diferentes aspectos, entre los que cabe destacar los siguientes:

- Regulación de las actividades que pueden ejercer los diferentes sujetos que actúan en el sector del gas natural (transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores) estableciendo para cada uno de ellos, los requisitos que deben cumplir para poder ejercer la actividad, así como los derechos y obligaciones de los mismos.

- Regulación de aspectos relacionado con el suministro, tanto las relaciones entre los consumidores con las empresas suministradoras (actuaciones necesarias para un nuevo suministro, contratos, causas de suspensión del suministro, calidad de servicio...) como aquellos aspectos necesarios para efectuar el cambio de suministrador.

En este sentido, hay que recordar, que de acuerdo con lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, a partir del día 1 de enero de 2003, todos los consumidores, tienen la condición de cualificados, lo que significa que tienen derecho a elegir suministrador.

Esto supone que a partir de la citada fecha, casi cinco millones de consumidores, tendrán derecho a cambiar de empresa suministradora, lo que implicará un incremento muy importante, de las modificaciones de contratos y relaciones entre los diferentes sujetos.

De cara al funcionamiento de un mercado totalmente liberalizado, era necesario establecer un procedimiento que permita al usuario el cambio de empresa suministradora de gas, mediante un procedimiento que sea ágil, sencillo, y que garantice la adecuada protección del consumidor, siendo esto un elemento clave para el desarrollo de un mercado competitivo, que redunde en beneficio de los usuarios, al obtener un mejor servicio y un mejor precio del producto.

El Real Decreto establece un procedimiento, que se basa en la existencia de una base de datos, permanentemente actualizada, que tendrán las empresas distribuidoras con los datos relativos a todos los puntos de consumo conectados a sus redes, con un número de identificación del consumidor conocido sólo por el mismo. De dicha base de datos, existirá una parte de la información sólo accesible por el consumidor.

Asimismo, existirá un sistema de intercambio de información al que tendrán acceso los transportistas, distribuidores y comercializadores, que permitirá, junto con la solicitud de cambio del consumidor, validar las solicitudes de cambio de empresa suministradora, lo que supondrá acortar los tiempos necesarios para la realización del cambio de suministro.

En relación con los procedimientos de autorización de instalaciones, en un sector en fuerte proceso inversor, se trata de conjugar la seguridad jurídica con la necesaria agilidad de los procedimientos administrativos, planteando procedimientos que eviten la duplicación de actuaciones.

Finalmente, el Real Decreto regula los procedimientos de inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Transportistas de Gas y en el Registro de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de combustibles gaseosos por canalización.

Por último, el Real Decreto incluye una serie de disposiciones adicionales que modifican algunos artículos del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema económico integrado del sector del gas natural. Estas modificaciones, encaminadas a facilitar la competencia en el sector, pretenden dar una mayor claridad en la contratación de capacidad, aportando flexibilidad al sistema, al evitar la infrutilización de la capacidad disponible por contratos existentes.

7.1 Demanda

El consumo de productos petrolíferos, excluyendo el de la navegación de altura, consumos propios de refinerías y pérdidas, alcanzó 62 millones de toneladas en 2002, con un aumento del 1% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.1.

Esta tasa es inferior a la de 2001 y supone una desaceleración respecto a los años anteriores. Ha crecido la demanda en el transporte, aunque a menor tasa que en años anteriores, mientras el consumo en usos finales de la industria ha crecido menos que en años anteriores tanto en combustibles como en algunos productos petroquímicos, de acuerdo al bajo crecimiento de la actividad de ciertos subsectores industriales. En el sector residencial y terciario la demanda bajó, con gran influencia de causas climáticas y por la continua sustitución por gas natural.

Por productos, continúa destacando el crecimiento de la demanda de gasóleo auto, aunque a menor tasa que la del año anterior, derivado de la actividad del transporte

CUADRO 7.1

Consumo de productos petrolíferos¹
(Unidad: miles de toneladas)

	2001	2002	%2002/01
GLP	2.365	2.385	0,9
Gasolinas	8.490	8.217	-3,2
- Sin plomo	6.235	6.539	4,9
- Resto	2.255	1.678	-25,6
Querosenos	4.445	4.188	-5,8
Gas-oil	26.939	27.781	3,1
- Gasóleo A + B	22.858	24.062	5,3
- Gasóleo C	4.081	3.719	-8,9
Fuel oil	6.801	7.509	10,4
Naftas	4.347	4.278	-1,6
Coque de petróleo	4.263	3.793	-11,0
Otros productos	3.736	3.855	3,2
TOTAL	61.387	62.006	1,0

¹ No incluye bunkers, consumos propios de refinerías y pérdidas.
Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

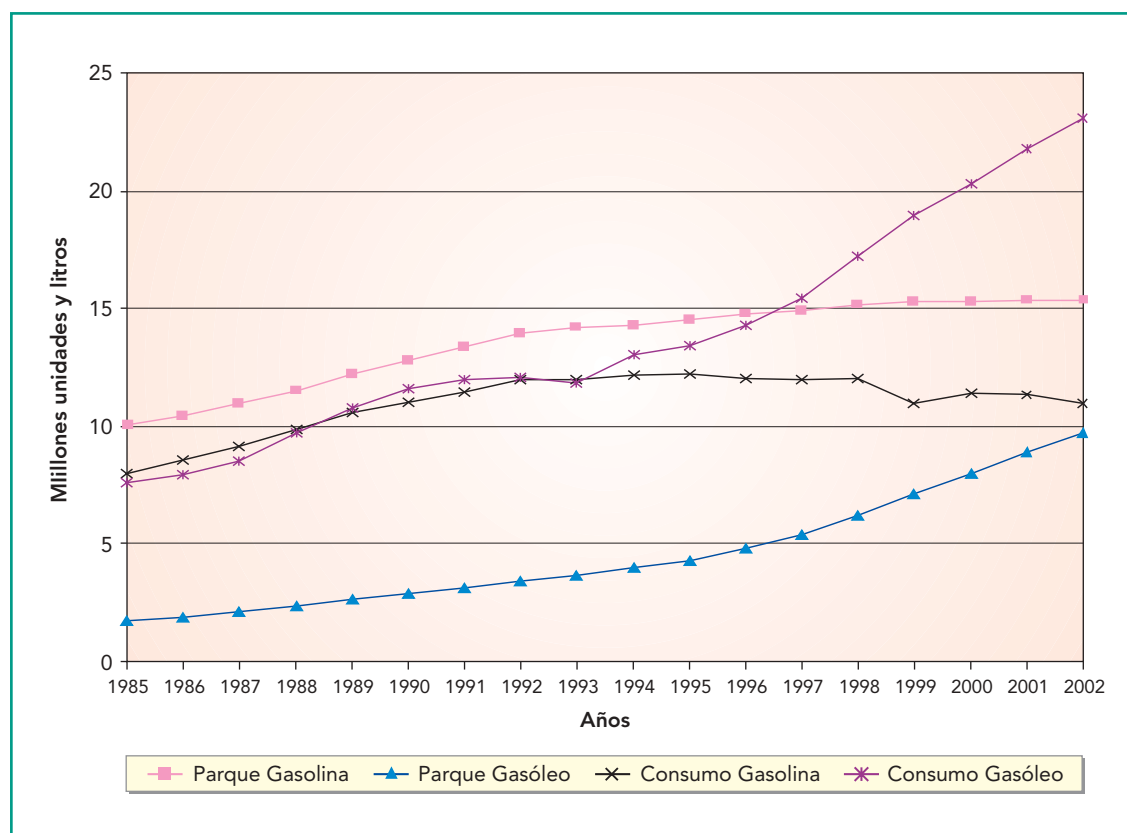
de mercancías y del crecimiento del parque de turismos diesel. En querosenos se ha producido un fuerte descenso del consumo, debido a la menor actividad turística en el año.

En gasolinas, la demanda ha continuado bajando, debido a la dieselización citada de las nuevas matriculaciones, por lo que la demanda anual bajó finalmente un 3,2%. Los datos disponibles sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2002, siguió la tendencia creciente de los últimos años, aunque el parque de automóviles de gasolina tuvo un ligero descenso tras el pequeño aumento del año anterior. Continúa el importante aumento, 9,5% en los de gasóleo, provocando el efecto indicado de la dieselización del parque de turismos.

En el gráfico 7.1 se representa la evolución de los parques de automóviles de gasolina y gasóleo en España desde 1985 y los consumos de estos combustibles. Se observa la regularidad del crecimiento de estas magnitudes hasta 1992, el estancamiento en gasolina a partir de ese año y el fuerte aumento del consumo de gasóleo auto a partir de 1993, como consecuencia de la evolución económica y del sesgo del parque citado y cuya aceleración en los últimos años puede observarse en dicho gráfico.

GRÁFICO 7.1

Parque y consumo de combustibles



En cuanto a los sectores energéticos transformadores, aumentó de forma importante la demanda de fuelóleos para generación eléctrica en la península, aunque sigue teniendo un peso bajo en la estructura de generación, debido a la peor hidraulicidad del año, mientras se mantuvo el crecimiento de la demanda en los sistemas insulares.

El consumo total estimado de fuelóleos, excluyendo bunkers y consumos propios de refinerías, según se indica en el cuadro 7.1, alcanzó 7,5 millones de toneladas, con un aumento del 10,4%, debido a su uso en generación eléctrica y también en usos finales. Baja el consumo de coque de petróleo, un 11%, en usos finales y también en generación eléctrica. El consumo de nafta para materia prima ha bajado un 1,6%.

7.2 Oferta

COMERCIO EXTERIOR

Durante el año 2002 las refinerías españolas importaron 56,4 millones de Tm de petróleo crudo lo que supone una disminución del 0,6 % respecto a las importaciones del año anterior.

Por áreas geográficas el origen de las importaciones de crudo del año 2002 es el siguiente: África 18.636 Tm (33 %) con Nigeria y Libia como principales suministradores, Oriente Medio 13.523 Tm (24 %) siendo Arabia Saudita, Irak e Irán los principales suministradores, América 12.886 Tm (22,8 %) siendo Méjico y Venezuela los principales suministradores y Europa 11.404 (20,2 %), siendo Rusia el principal suministrador. Destaca la disminución de importaciones de Oriente Medio y África y el aumento de América y Europa.

PRODUCCIÓN INTERIOR DE CRUDO

En el año 2002 la producción interior de crudo fue de 316.330,6 Tm (ó 2.390.181 barriles), algo inferior a las de 2001 y superior a la de los años anteriores. Los campos productores son, como en años anteriores, Lora, Casablanca, Rodaballo, Chipirón y Boquerón, situados el primero en Burgos y los otros tres en el mar Mediterráneo frente a las costas de la provincia de Tarragona.

La actividad de exploración de hidrocarburos en España se ha incluido en el capítulo 6 de este Informe.

OFERTA DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS POR EL SECTOR DE REFINO

El cuadro 7.3 recoge los principales productos obtenidos por las refinerías españolas en los dos últimos años. La actividad de las refinerías ha bajado ligeramente en cuan-

CUADRO 7.2

Procedencia del crudo importado en España

	2001		2002		2002/01 % variac.
	kt	%	kt	%	
Oriente Medio	14.248	25,09	13.523	23,96	-5,1
Arabia Saudí	6.291		6.750		7,3
Irán	4.098		3.272		-20,2
Irak	2.568		2.352		-8,4
Otros	1.291		1.149		
América	10.465	18,43	12.886	22,83	23,1
México	7.735		7.786		0,7
Venezuela	2.608		4.455		70,8
Otros	122		645		
África	23.636	41,62	18.636	33,01	-21,2
Argelia	1.571		1.058		-32,7
Libia	7.205		6.469		-10,2
Nigeria	8.678		5.278		-39,2
Otros	6.182		5.831		-5,7
Europa	8.443	14,87	11.404	20,20	35,1
Reino Unido	1.829		1.052		-42,5
Rusia	5.253		7.943		51,2
Otros	998		2.197		120,1
Otros	363		212		
TOTAL	56.792	100,0	56.449	100,0	-0,6

to a destilación de crudo, un 0,6% menos, con aumento de las producciones de GLP, gasóleos A y B y fuelóleos, mientras descienden significativamente las de gasolinas, naftas, querosenos, gasóleo C, asfaltos y coque.

7.3 Precios de productos petrolíferos

La evolución en 2001 de los precios internacionales de crudo y productos petrolíferos ya se ha indicado en el Capítulo I de este Informe.

En relación con los precios de venta al público en España (gráficos 7.2 a 7.6), el pre-

CUADRO 7.3

Producción de las refinerías españolas

Kt	2001	2002	% 2002/01
Crudos destilados	56.412	56.543	0,2
GLP	1.564	1.566	0,1
Gasolinas	9.543	9.040	-5,3
Naftas	3.099	3.017	-2,6
Querosenos	4.227	4.135	-2,2
Gasóleos A y B	17.179	17.700	3,0
Gasóleo C	2.633	2.439	-7,4
Fuel-oil BIA	2.244	2.552	13,7
Fuel-oil 1	2.892	3.031	4,8
Fuel-oil 2	4.242	4.856	14,5
Aceites base	340	472	38,8
Asfaltos	2.500	2.427	-2,9
Coque de petróleo	1045	978	-6,4

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 7.2

Precios venta al público en la UE. Enero 2000 a diciembre 2002. Gasolina sin plomo (I.O. 95)

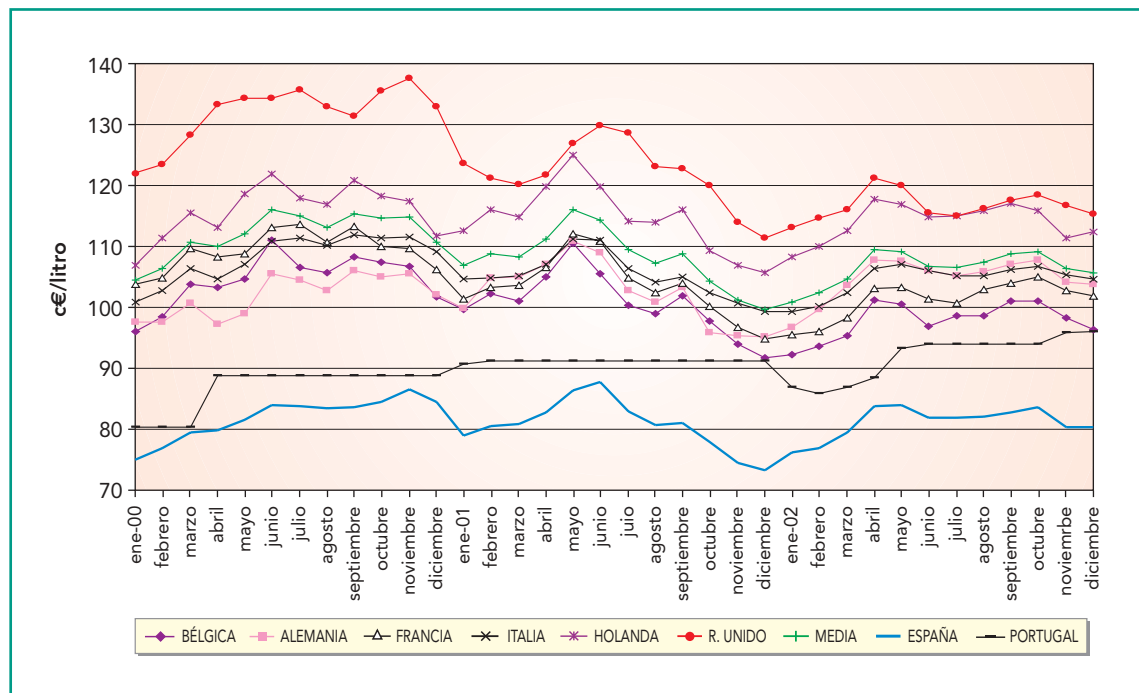
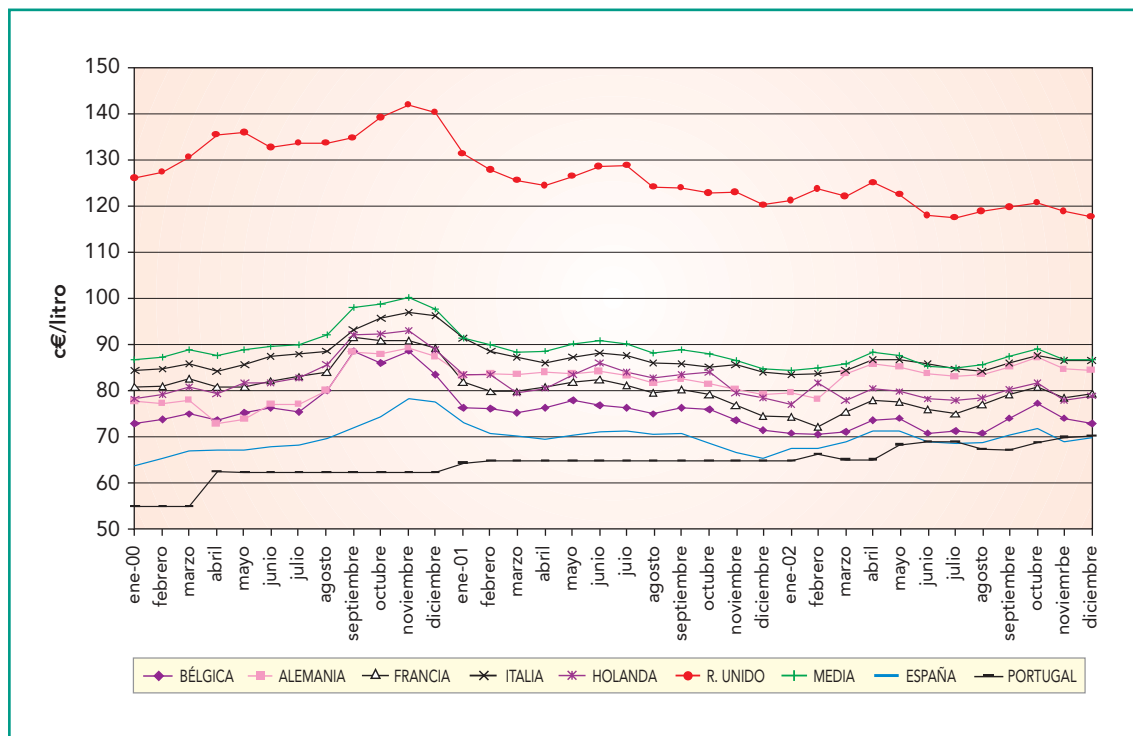


GRÁFICO 7.3

Precios venta al público en la UE. Enero 2000 a diciembre 2002. Gasóleo automoción



El precio medio de la gasolina sin plomo aumentó 0,5 céntimos de euro por litro en 2002 (0,6%) pasando de 80,6 cts/litro en 2001 a 81,1 en 2002. El precio medio de la gasolina súper ascendió 0,7 cts/litro (0,8%), pasando de 86,3 cts/litro en 2001 a 87,1 en 2002. En cambio, el precio medio del gasóleo auto en estaciones de servicio bajó 0,4 cts/litro (-0,6%) pasando de 69,9 cts/litro en 2001 a 69,5 en 2002.

En cuanto a evolución de precios de venta en la UE, se puede apreciar en los gráficos que en las gasolinas, junto a Portugal, Grecia y Luxemburgo, tenemos el precio de venta más bajo.

En la evolución del precio del gasóleo de automoción se puede apreciar que, al igual que en las gasolinas, tenemos los precios más bajos de la UE, junto con Portugal, Grecia y Luxemburgo. El gasóleo de calefacción muestra una evolución sustancialmente paralela a la media de la UE.

Si bien los gráficos muestran un comportamiento bastante estable, con ligera tendencia al alza, para gasolinas y gasóleos, los fuelóleos experimentan una fuerte subida en el año.

Debe recordarse que la directiva europea 1999/32/CE (traspuesta en España por el RD 287/2001), obliga a utilizar a partir de enero de 2003 fuelóleo con un contenido de azufre inferior o igual al 1%.

GRÁFICO 7.4

Precios venta al público en la UE. Enero 2000 a diciembre 2002. Gasóleo calefacción

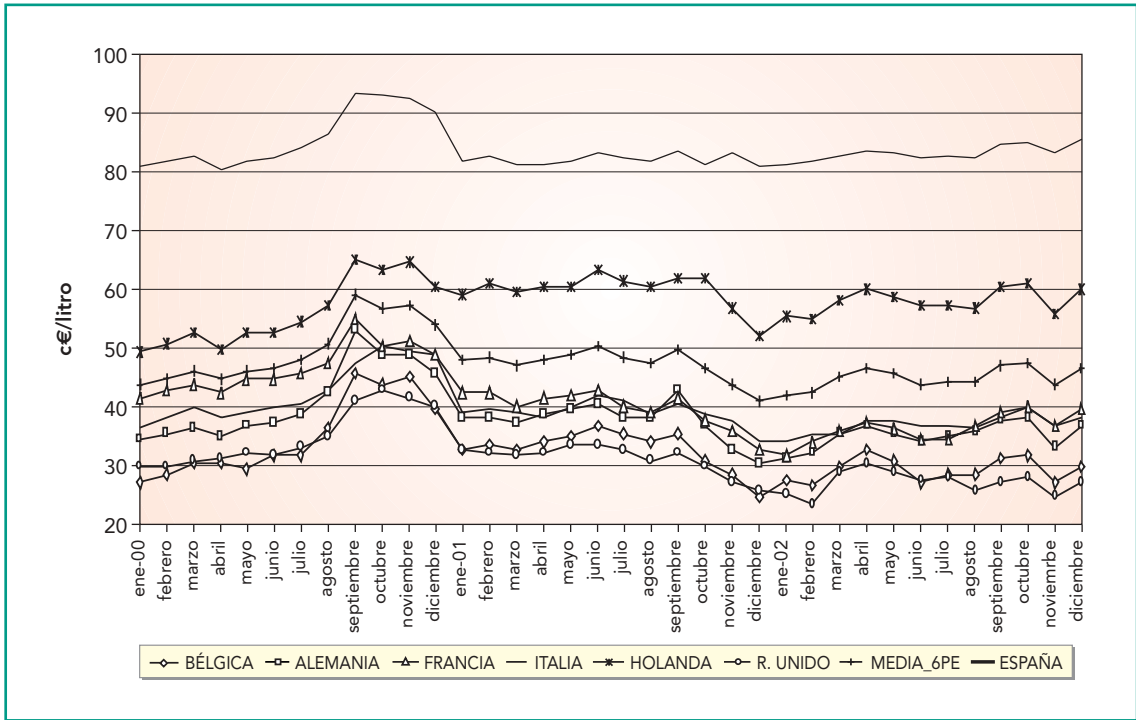


GRÁFICO 7.5

Precios con impuestos en la UE. Enero 2000 a diciembre 2002. Fuelóleo B.I.A.

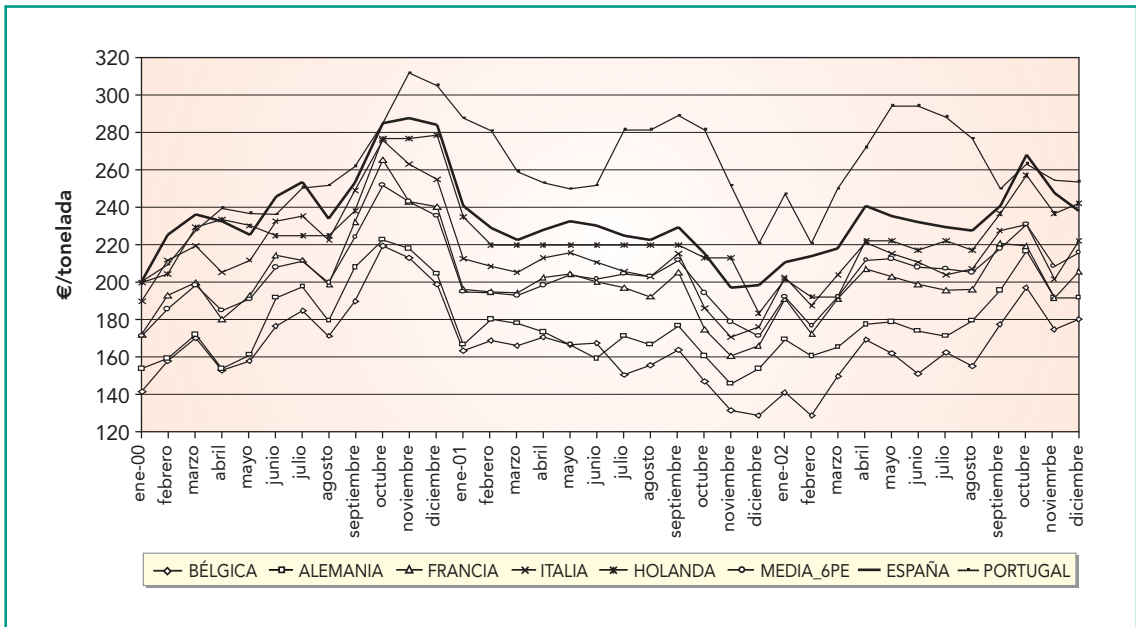
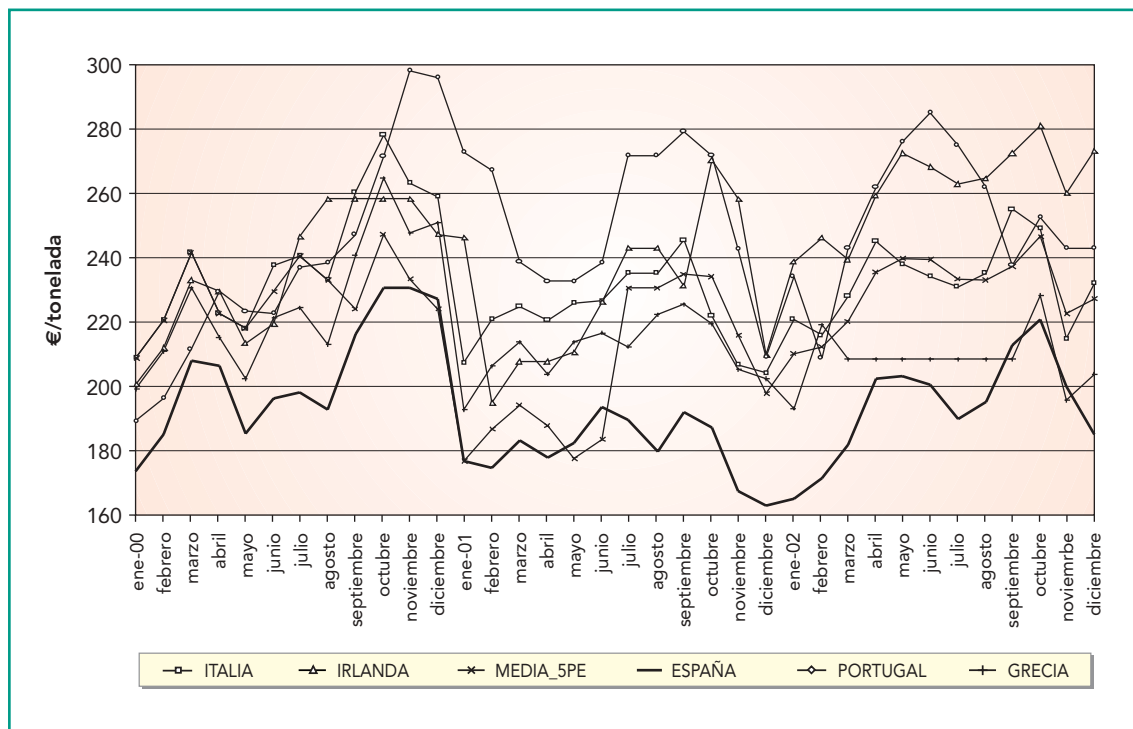


GRÁFICO 7.6

Precios con impuestos en la UE. Enero 2000 a diciembre 2002.
Fuelóleo n.º 2



7.4 Regulación legal del sector

Se recogen también en este apartado las disposiciones de carácter medioambiental con incidencia en el sector del petróleo, aun cuando en el Informe existe un Capítulo específico.

■ Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación

Esta Ley supone la incorporación al ordenamiento interno español de la Directiva 96/61/CE del Consejo, de 24 de septiembre de 1996, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación, conocida también con el nombre de IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control), y tiene por objeto evitar, o al menos reducir, la contaminación de la atmósfera, el agua y el suelo a través de una serie de actuaciones realizadas por la industria, en base a la utilización de las mejores técnicas disponibles (BAT), sin olvidar que en el concepto de «mejor técnica disponible» se incluye una opti-

mización del coste-beneficio y otros aspectos tales como empleo de técnicas que produzcan pocos residuos, uso de sustancias menos peligrosas, desarrollo de técnicas de reciclado, etc. Entre las actividades industriales incluidas en el ámbito de aplicación de la misma se destaca dentro del apartado de Instalaciones de combustión, las Refinerías de petróleo.

■ **Orden PRE/1724/2002, de 5 de julio, por la que se aprueban los trazadores y marcadores que deben incorporarse a determinados hidrocarburos para la aplicación de los tipos reducidos establecidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales**

La Directiva 95/60/CE del Consejo, de 27 de noviembre de 1995, relativa al marcado fiscal del gasóleo y del queroseno, ha previsto un sistema común de marcado fiscal del gasóleo y el queroseno cuya puesta en práctica quedó diferida al momento en que se aprobase el producto concreto en que habría de consistir el llamado «euromarcador».

Este producto ha sido fijado por la Decisión 2001/574/CE de la Comisión, de 13 de julio de 2001, por la que se establece un marcador fiscal común para los gasóleos y el queroseno, modificada a su vez por la Decisión 2002/269/CE de la Comisión, de 8 de abril de 2002, y ha resultado ser el mismo producto que nuestra normativa vigente (Orden de 15 de octubre de 1993, por la que se aprueban los trazadores y marcadores que deben incorporarse a determinados hidrocarburos para la aplicación de los tipos reducidos establecidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales) establece como marcador del gasóleo, si bien en una proporción inferior la fijada en la referida Decisión.

En consecuencia, la presente disposición responde a un doble objetivo: Por una parte, se aprueba un marcador para el queroseno y demás aceites medios a los que se aplica un tipo reducido y, por otro lado, se modifica la proporción en la que el vigente marcador se incorpora al gasóleo, de acuerdo con lo establecido en Decisión 2001/574/CE de la Comisión, de 13 de julio 2001.

■ **Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social**

Se añade un nuevo artículo 50 bis en la Ley 38/1992, de Impuestos Especiales, por el que se crea un tipo impositivo especial para biocarburantes, que consiste en un tipo especial de cero euros por 1.000 litros hasta el 31 de diciembre de 2012.

Por otra parte, se modifica el artículo 7 del Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización y reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos, que se refiere a la obligación de colo-

car carteles informativos en las estaciones de servicio, pudiendo alternativamente cumplir dicha obligación mediante la adhesión de los titulares de estaciones de servicio al sistema de información de precios de carburantes previsto en el artículo 5 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de modo que los usuarios accedan, en todo caso, a la información sobre ubicación de sus instalaciones, tipo, precio y marca de los combustibles ofrecidos, a través de la telefonía móvil o de cualquier otro medio telemático.

OTRAS DISPOSICIONES

■ Directiva 2003/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 3 de marzo de 2003, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo

El Real Decreto 1728/1999, de 12 de noviembre, por el que se fijan nuevas especificaciones de los gasóleos de automoción y de las gasolinas, transpuso la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, fijando unos contenidos máximos de benceno y azufre en las gasolinas y de azufre en el gasóleo de automoción, a los niveles:

Benceno (%)	Año 2000	Año 2005
Gasolinas	1,0	1,0
(hasta entonces el contenido máximo autorizado era del 5,0%).		
Azufre (ppm)	Año 2000	Año 2005
Gasolinas	150	50
Gasóleos de automoción	350	50

Las principales modificaciones introducidas en la Directiva 2003/17/CE son las siguientes:

- A más tardar el 1 de enero de 2009 solamente se podrá comercializar gasolina sin plomo y gasóleo con un contenido de azufre máximo de 10 ppm.
- A más tardar el 1 de enero de 2005 deberán estar disponible estos carburantes ultralimpios para su comercialización, atendiendo a una distribución geográfica adecuada.
- A más tardar el 1 de enero de 2008, el contenido máximo admisible de azufre en gasóleos destinados a utilizarse en máquinas móviles no viarias y tractores agrícolas y forestales será de 1.000 ppm.
- A más tardar el 31 de diciembre de 2005 la Comisión Europea revisará las especificaciones vigentes en la Directiva 98/70/CE aplicables a estos combustibles de automoción, con la excepción del contenido en azufre que queda fijado en la propia modificación, en los términos anteriormente indicados.

■ **Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 1999/32/CE en lo relativo al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo**

El Real Decreto 287/2001, de 16 de marzo, por el que se reduce el contenido de azufre de determinados combustibles líquidos, transpuso la Directiva 1999/32/CE del Consejo, de 26 de abril, suponiendo, principalmente, una mayor reducción del contenido de azufre de los fuelóleos, fijando asimismo el contenido de azufre de los gasóleos destinados a usos marinos y a calefacción.

Los primeros no se podrán utilizar con un contenido en azufre superior al 1% en masa, a partir del 1 de enero de 2003.

Los segundos no se podrán utilizar:

- a) Si su contenido en azufre supera el 0,2% en masa, en la actualidad.
- b) Si su contenido en azufre supera el 0,1% en masa, a partir del 1 de enero de 2008.

Las principales modificaciones propuestas de la Directiva 1999/32/CE son las siguientes:

- Fijar un máximo del 1,5% de azufre para los combustibles marítimos de todos los buques de navegación marítima en el Mar del Norte, Canal de la Mancha y Mar Báltico, como dispone el Anexo VI de MARPOL, con el fin de reducir los efectos de las emisiones de los buques en la acidificación del norte de Europa y en la calidad del aire.
- Fijar un máximo del 1,5% de azufre para los combustibles marítimos utilizados por buques de pasajeros en servicios regulares efectuados desde o hacia un puerto comunitario, con el fin de mejorar la calidad del aire cerca de los puertos y costas, y crear una demanda suficiente para garantizar un suministro de combustible bajo en azufre en toda la UE.
- Modificar las disposiciones vigentes para los gasóleos de uso marítimo de los buques de navegación por mar o vía navegable con el fin de mejorar a nivel local la calidad del aire en puertos y vías navegables.

Estas modificaciones en el ámbito de los combustibles de uso marítimo constituyen la parte fundamental de la propuesta. Se proponen también otros dos elementos:

- Las modificaciones correspondientes en las disposiciones en materia de fuelóleo pesado utilizado en vías navegables, derivadas de la Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones procedentes de grandes instalaciones de combustión.
- La creación de un Comité de Reglamentación que adopte futuras modificaciones técnicas que no necesiten un procedimiento político de codecisión.

La propuesta de Directiva se encuentra actualmente en estudio en la Comisión de Medio Ambiente del Parlamento Europeo.

NORMATIVA SOBRE PRECIOS

No ha habido cambios importantes en la normativa en vigor que es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Publicada en el BOE del 8 de octubre, y con entrada en vigor el día siguiente al de su publicación, prevé en su artículo 38 que «Los precios de los productos derivados del petróleo serán libres». Así pues desde dicha fecha las gasolinas que anteriormente estaban sometidas a precio máximo pasaron a estar totalmente libres.

El 24 de junio de 2000 se publicó el Real Decreto-Ley 6/2000, que establece en su artículo 5.º la obligación de informar a la Dirección General de Política Energética y Minas de los precios practicados en las estaciones de servicio, tanto por parte de los operadores como por parte de titulares de estaciones de servicio independientes.

Esta obligación fue posteriormente desarrollada por la Orden Ministerial del Ministerio de Economía de 3 de agosto de 2000 donde se estableció el sistema de envío de los datos. En la actualidad los precios se muestran al público en una página web (<http://www.mineco.es/carburantes>) y a través de teléfono móvil.

El 17 de marzo de 2001, el Ministerio de la Presidencia dictó el Real Decreto 248/2001 en desarrollo del artículo 7 del Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que aprueban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos. Este Real Decreto 248/2001 tiene por objeto regular el cumplimiento de la obligación de los concesionarios de autopistas de peaje de competencia estatal y de los titulares de estaciones de servicio sitas en carreteras estatales, de colocar carteles informativos sobre tipos, precios y marcas de carburantes ofrecidos en estaciones de servicio, así como la distancia a las más próximas.

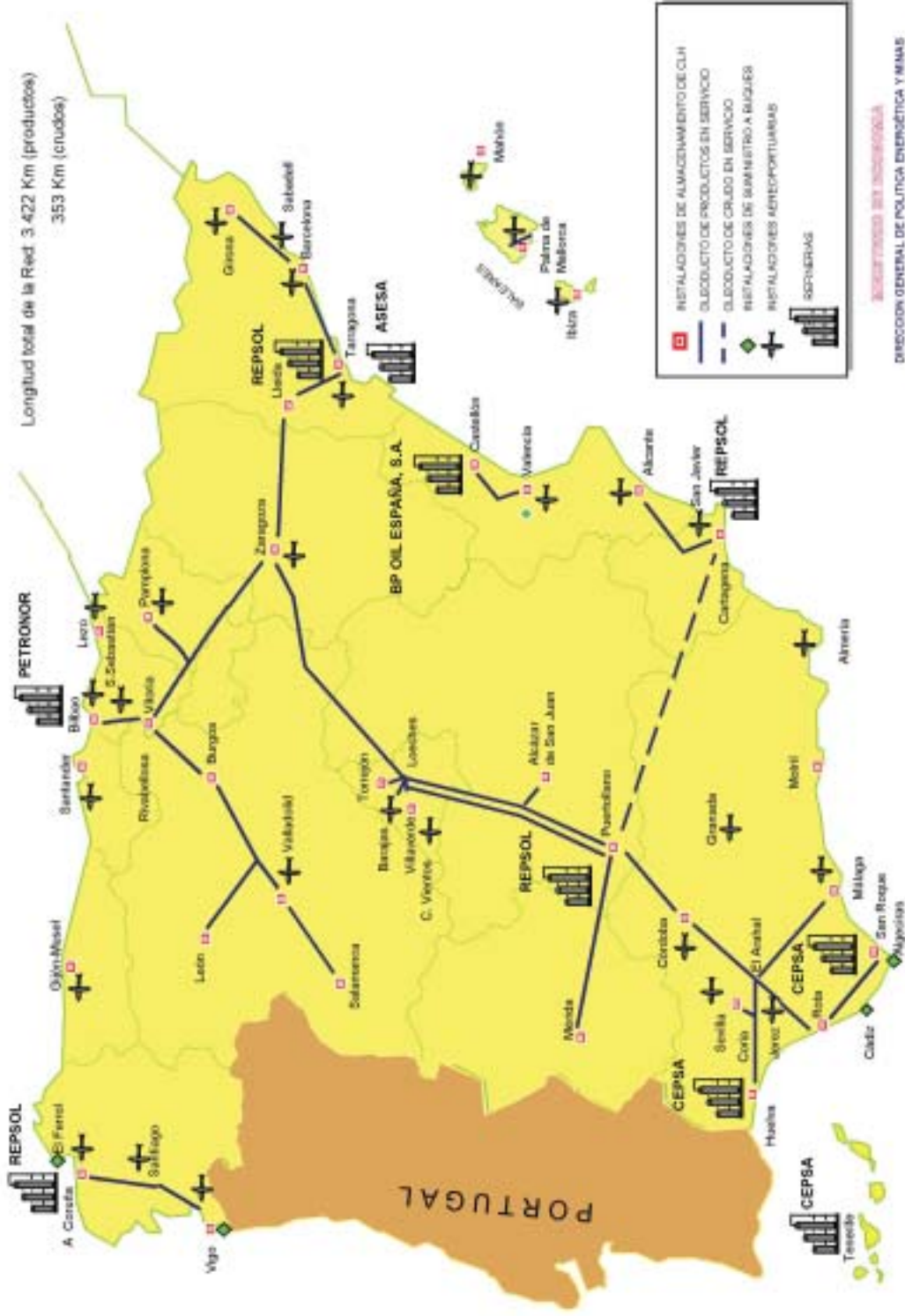
La Ley 7/2002, de la Comunidad de Madrid, de 25 de julio, por la que se regula el tipo de gravamen autonómico del Impuesto sobre Ventas Minoristas de Determinados Hidrocarburos en la Comunidad de Madrid, establece un tipo impositivo suplementario sobre los carburantes en esta Comunidad.

La Orden ECO/3262/2002, de 10 de diciembre, aprueba las cuotas para la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2003.

La Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, conocida también como la de acompañamiento de los Presupuestos Generales del Estado, permite que las gasolineras que envíen precios a la página web no pongan carteles para informar de los precios de otras gasolineras vecinas. Aunque de esto pueda deducirse que el envío de precios a la página es voluntario, este envío es completamente obligatorio para todas las gasolineras.



INFRAESTRUCTURA LOGISTICA



8.1 Eficiencia energética

El consumo de energía final en España en 2002 ha crecido a tasas inferiores a las de los años anteriores e inferior a la del PIB, debido al menor crecimiento económico y a que las condiciones climáticas han sido más suaves, especialmente en los últimos meses. Por sectores, se ha producido una significativa desaceleración del crecimiento de la demanda energética del transporte, que ha venido siendo el sector de mayor crecimiento en los últimos años.

El consumo de energía primaria ha crecido más que la final y que el PIB, debido al aumento de la producción termoeléctrica con carbón y demás combustibles fósiles, por el significativo descenso de la generación hidroeléctrica en el conjunto del año.

Esta evolución se ha acompañado por precios medios del petróleo sólo ligeramente superiores a los del año anterior, e inferiores en los principales productos, favorecidos también por la revalorización registrada del euro frente al dólar.

La intensidad primaria de la Unión Europea se ha reducido en un 9,6% —en términos acumulados— desde 1990 hasta el año 2000, a un ritmo más acusado durante la segunda mitad de la década, del orden del -1,3% anual. El crecimiento anual real del PIB de la Unión Europea, después de la crisis de 1993, fue también superior al de los años que la precedieron, por lo que, durante este período, los crecimientos del PIB convivie-

GRÁFICO 8.1

Intensidad primaria (base 1985 = 100)

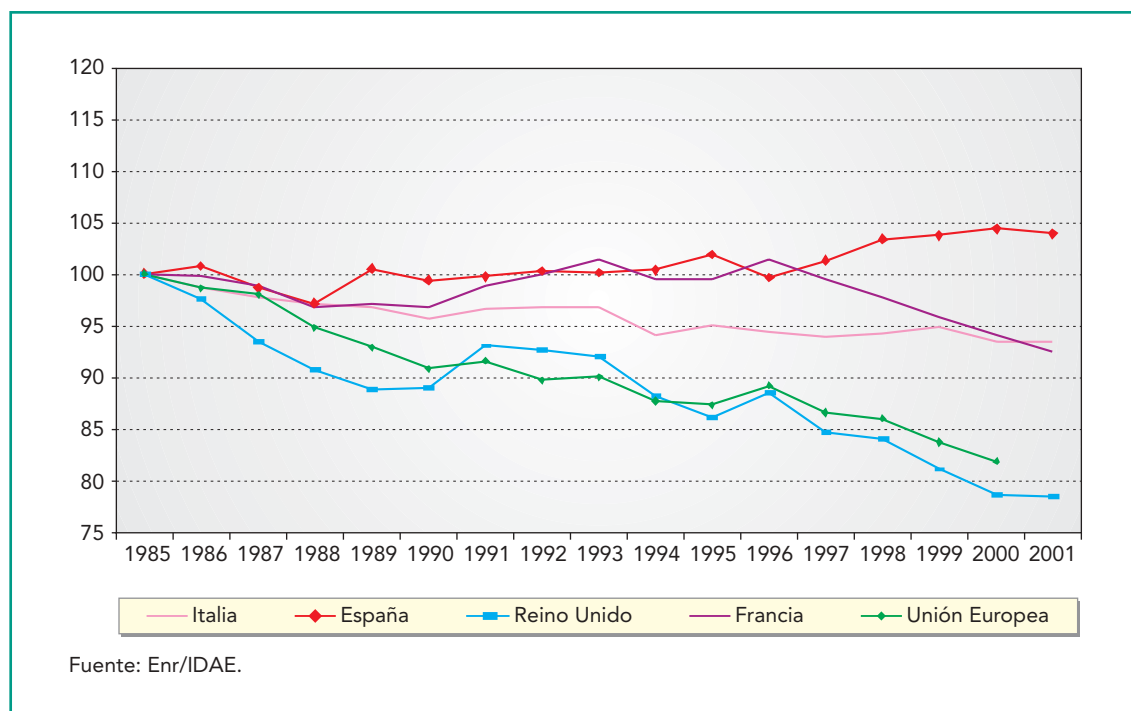
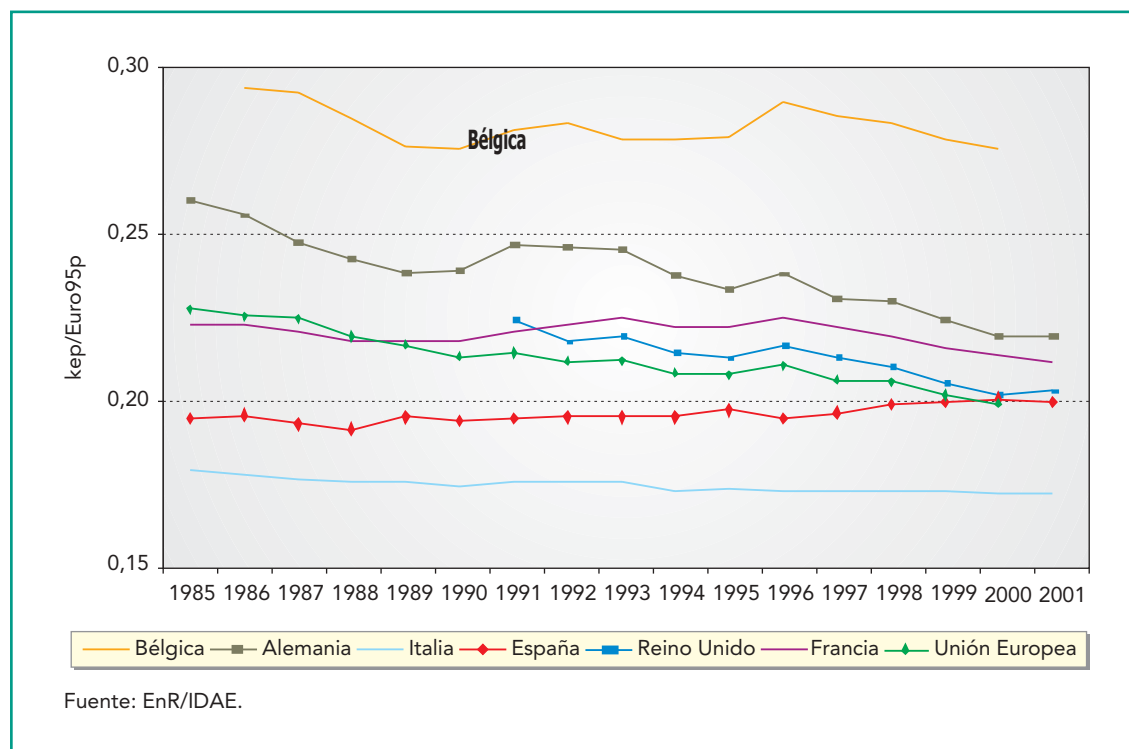


GRÁFICO 8.2

Intensidad primaria – Paridad de poder de compra



ron con reducciones de la intensidad primaria, confirmándose la posibilidad y viabilidad de mantener el crecimiento económico con menores consumos de energía.

La tendencia del indicador de intensidad primaria en los diferentes países comunitarios es, generalmente, decreciente desde comienzos de la década de los noventa, aunque se observe un repunte alrededor del año 1996 en la mayoría de los países de nuestro entorno. La intensidad primaria en España sigue, sin embargo, la tendencia opuesta. Los datos correspondientes al año 2001 muestran un moderado descenso de este indicador, aunque en 2002 ha vuelto a crecer debido al efecto de hidraulicidad citado.

Considerado el indicador de intensidad primaria calculado a paridad de poder de compra, la comparación sitúa a España hasta el año 2000 por debajo del indicador comunitario; sin embargo, en el año 2000 el indicador nacional superó ya ligeramente al de la media de los Estados miembros a igualdad de poder adquisitivo (1% superior).

Por lo que respecta al indicador de intensidad final de la Unión Europea, la tendencia decreciente que muestra es común a otros países miembros como Francia, Irlanda o el Reino Unido. En cambio, España o Italia presentan una tendencia creciente: la tasa anual media de crecimiento de la intensidad final desde 1990 ha sido en España del 0,8%.

A pesar de la estabilización del indicador de intensidad final corregido del clima, la intensidad primaria ha mantenido una tendencia creciente divergente de la de la mayo-

GRÁFICO 8.3

Intensidad final (base 1985 = 100)

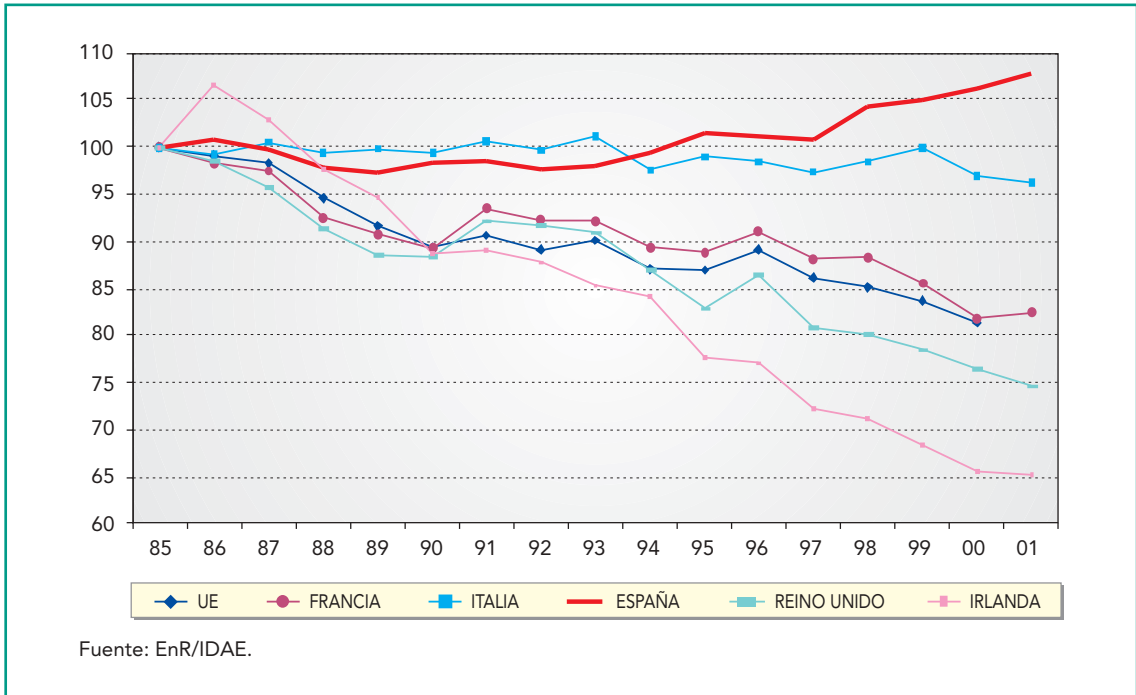
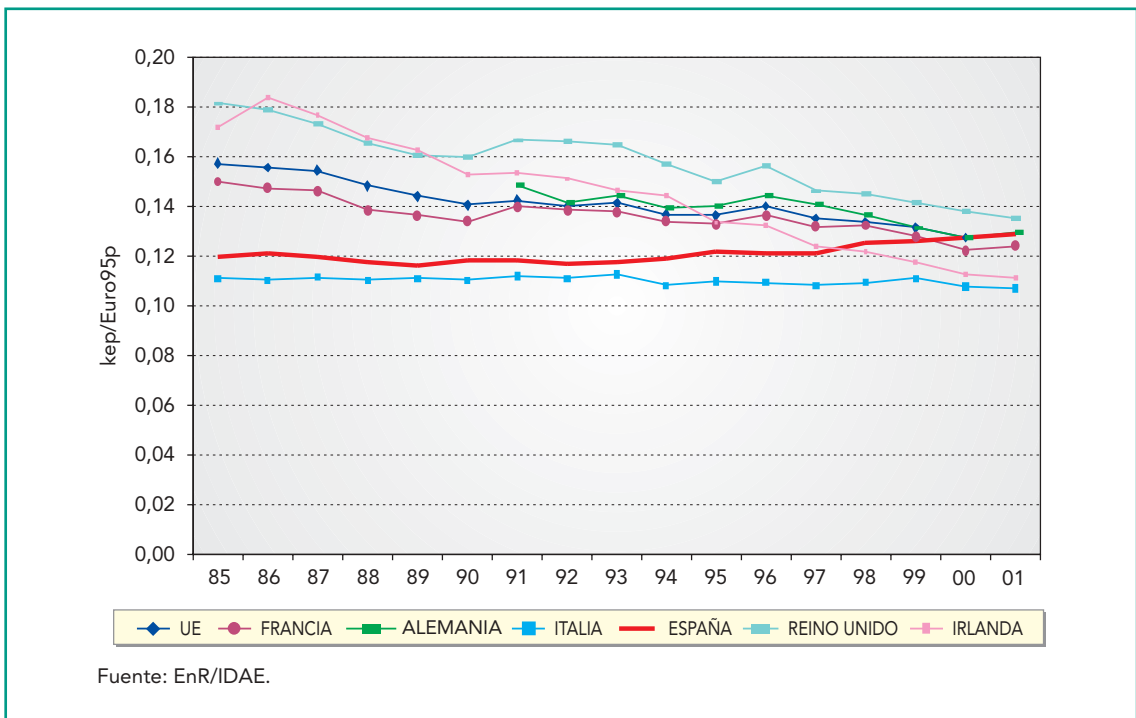


GRÁFICO 8.4

Intensidad final – Paridad de poder de compra



ría de los países de nuestro entorno; es preciso incidir, por tanto, en la necesidad de incrementar las actuaciones de fomento de la eficiencia energética para adecuarse al objetivo establecido por la Comisión en el Plan de acción para la mejora de la eficiencia energética y a los propios objetivos nacionales de consumo de fuentes renovables sobre el total de la demanda que sólo resultan alcanzables en un escenario de contención del crecimiento de los consumos a largo plazo.

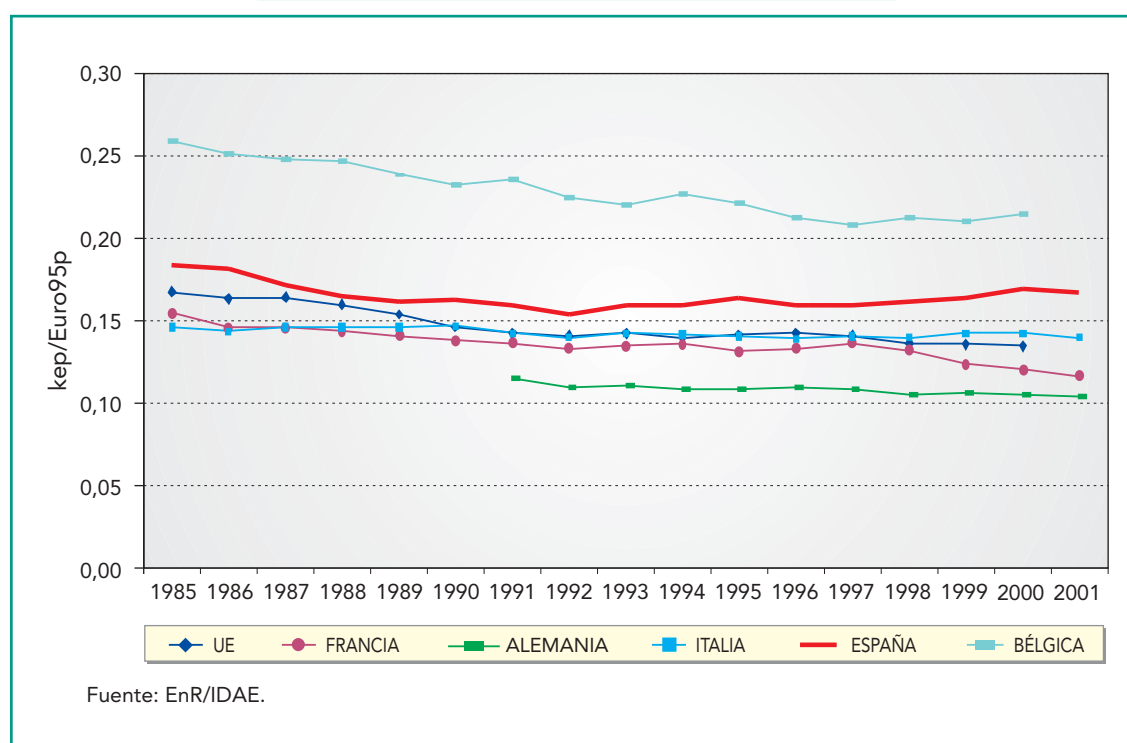
EFICIENCIA ENERGÉTICA POR SECTORES CONSUMIDORES FINALES

SECTOR INDUSTRIAL

La eficiencia energética del sector industrial de la Unión Europea ha experimentado una importante mejora entre 1990 y 2000. Durante la primera mitad de los años noventa, los cambios estructurales en la industria de la Unión —modificación del peso relativo de los distintos sectores industriales— compensaron parcialmente las mejoras en la eficiencia, ya que se produjo un desplazamiento de la producción y el valor añadido hacia sectores más intensivos en energía. Durante la segunda mitad, los cambios estructurales han intensificado las mejoras de la eficiencia energética.

GRÁFICO 8.5

Intensidad energética (sector industrial)



España se encuentra por encima del indicador comunitario, y aunque coincide con éste en el mantenimiento de una tendencia decreciente desde mediados de la década de los 80, se hace ligeramente creciente en los últimos años 90, frente a la tendencia permanentemente decreciente en la UE, si bien en 2001 experimenta un descenso cercano al 1% respecto al año anterior.

Las mejoras en la eficiencia energética del sector industrial se han visto compensadas en España por el incremento de la intensidad en otros sectores: aumento de los tráfico y del parque automovilístico y aumento de los consumos de energía por hogar.

La intensidad eléctrica en el sector industrial refleja un comportamiento diferente del de la intensidad global: la reducción de la intensidad eléctrica en el periodo 1985-2000 es del orden de la mitad de la que se registra en el indicador de intensidad total.

El consumo de energía en el sector industrial se concentra principalmente en tres sectores que absorben más del 58% del mismo: el sector de Minerales no Metálicos, el de Siderurgia y Fundición y el Químico. La distribución del consumo final por fuentes pone de manifiesto la preferencia del sector por el gas natural para la cobertura de la demanda. El gas natural y la electricidad han sustituido progresivamente al carbón y al fuelóleo; durante la segunda mitad de la década de los noventa, los consumos de gas natural han experimentado un importante crecimiento, de manera que en 2001 alcanzaban el 37% del total de los consumos energéticos.

SECTOR RESIDENCIAL

Los consumos de energía en el sector doméstico dependen del número creciente de hogares, del clima, de las características de los edificios y del rendimiento de las instalaciones térmicas y de iluminación con las que cuentan.

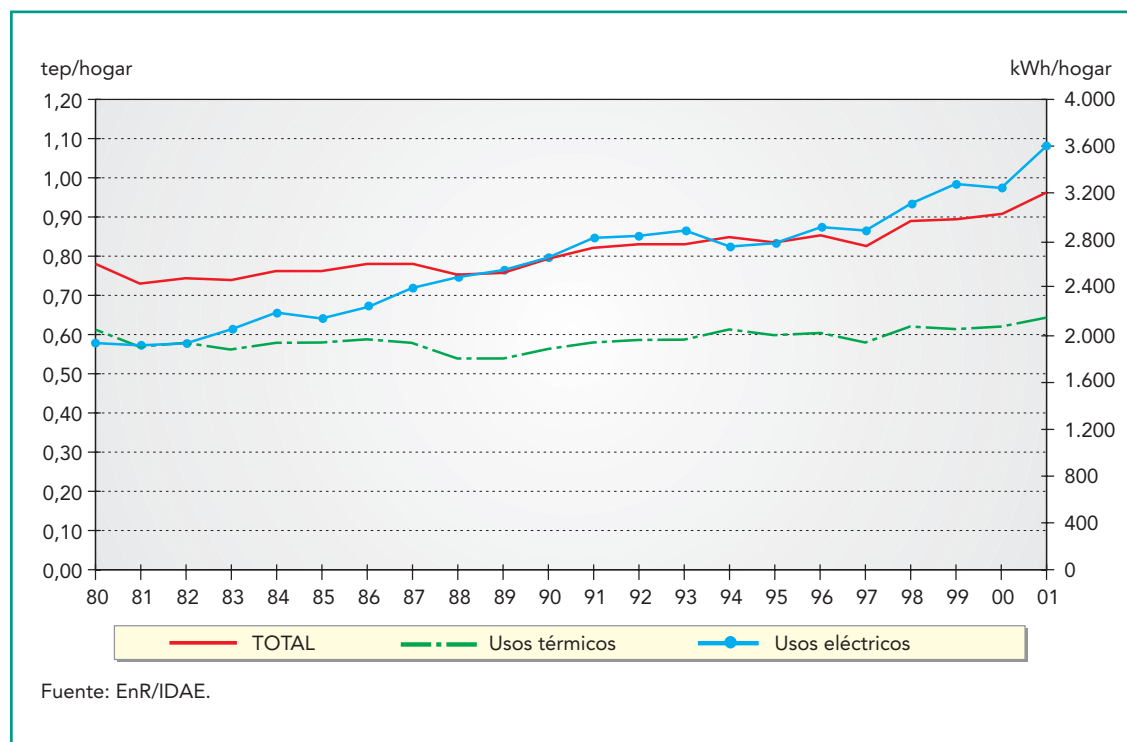
La tendencia creciente del consumo energético residencial registrada en años anteriores se ha vuelto a constatar durante los dos últimos años como consecuencia del incremento del número de hogares —superior al de la población—, el aumento del equipamiento de los estos y del incremento de la renta de los mismos.

La calefacción es el uso que absorbe un mayor porcentaje de los consumos de la vivienda, alrededor del 47% —dependiendo de la climatología del año—, mientras que el agua caliente representa el 20%, porcentajes ambos que se han incrementado en la última década.

Por tipología de fuentes energéticas, el gas natural representa ya cerca del 18% de los consumos de las viviendas españolas, habiéndose incrementado desde 1995 su consumo a una tasa media anual de alrededor del 13%. La electricidad abastece en un 33% a los hogares españoles, con un crecimiento medio anual desde 1995 de cerca del 7% como consecuencia del aumento de los equipamientos electrodomésticos. Los productos petrolíferos, principalmente, gasóleos y GLP, han venido perdiendo peso en el consumo del sector, representando en la actualidad el 33% del mismo. Las fuentes de energías renovables, biomasa y pequeñas cantidades de solar térmica, representan cerca del 16%.

GRÁFICO 8.6

Intensidad energética sector residencial



España se sitúa entre los países europeos que presentan un menor consumo medio por hogar, como resultado de las más elevadas temperaturas medias de invierno, que reducen la demanda energética para la calefacción. Aún corrigiendo los consumos de los hogares españoles por el clima medio de la Unión Europea, los consumos por vivienda en España son del orden del 50% inferiores, pudiéndose explicar esta situación por las diferencias existentes en los niveles de equipamiento para la cobertura de las necesidades de calefacción.

SECTOR TRANSPORTE

El transporte es el sector que mayor presión al alza ejerce sobre el consumo de energía y la dependencia energética, al coincidir en el mismo un elevado nivel de consumo, una elevada tasa de crecimiento del mismo y una alta cautividad al consumo de productos petrolíferos.

Los consumos de energía final, excluyendo consumos para usos no energéticos, del sector transporte superan en cerca de un 28% a los del industrial. La participación del sector del transporte en la estructura final de consumo supera el 39% frente al 32,5% medio de la Unión Europea.

El consumo final de este sector, que el año 2001 fue de 33,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo —el 68% del consumo de productos petrolíferos finales, excluyendo los destinados a usos no energéticos—, habiendo crecido desde 1995 a una tasa media anual del 4% y acumulando en este mismo período un incremento del 27%.

Entre los factores que explican este acusado crecimiento se encuentran la mejora del nivel de vida, el crecimiento de núcleos de población en la periferia de las grandes ciudades y la creciente internacionalización de las relaciones económicas y sociales.

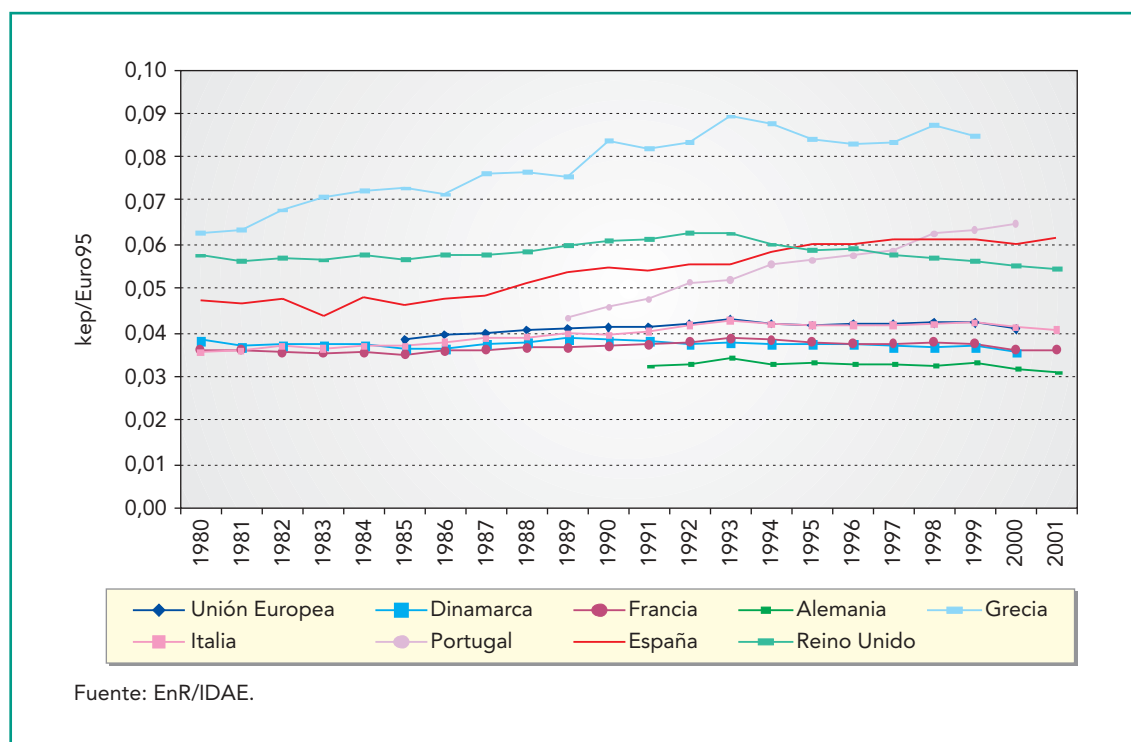
El transporte por carretera es el responsable de cerca del 79% de los consumos del sector. Esta situación responde en gran medida al fuerte incremento del parque de turismos circulante, que ha pasado de cerca de 7 millones en 1980 a más de 14 en 2002.

Con alrededor del 14% de los consumos del sector y una participación creciente, el transporte aéreo es el segundo modo en importancia. Las previsiones indican una continuidad en los importantes crecimientos registrados hasta ahora, tanto a nivel mundial como europeo y nacional.

El transporte marítimo, con un peso relativo algo superior al 4%, ha venido disminuyendo su representatividad en la estructura de consumos del sector, al contrario de lo ocurrido con el sector ferrocarril que, a pesar de continuar siendo el de menor peso con cerca del 3%, lleva desde hace años incrementando su participación.

GRÁFICO 8.7

Intensidad energética sector transporte (intensidad = consumo/PIB)



El sector tiene una dependencia prácticamente absoluta de los derivados del petróleo y una contribución modesta de la electricidad, utilizada para el transporte ferroviario. La presencia de biocarburantes en los consumos viene reflejándose desde el año 2000, fecha en la que fue puesta en funcionamiento la primera planta de producción de bioetanol en nuestro país. Durante el año 2002 se han incorporado otras dos nuevas instalaciones, una de biodiesel y otra de bioetanol, que, junto a la primera poseen una capacidad de producción de biocarburantes de 121.100 toneladas equivalentes de petróleo.

Desde el punto de vista de la tipología de productos petrolíferos consumidos, el gasóleo es, con diferencia, el más utilizado en el sector con una participación creciente que alcanza en la actualidad cerca del 58% del consumo de derivados del petróleo del sector. El consumo de gasolina, por su parte, viene disminuyendo desde el año 1998. Paralelamente, los consumos de querosenos se vienen incrementando de forma importante.

La evolución en el consumo de los diferentes carburantes es fiel reflejo de los cambios que se registran en el sector. Así, el fuerte crecimiento de los tráficos aéreos, por un lado, junto con el importante crecimiento del transporte por carretera, por otro, con un cambio en los carburantes utilizados por los turismo nuevos, de la gasolina hacia el gasóleo, explican las tendencias registradas durante los últimos años en los carburantes consumidos por el sector.

La intensidad energética del transporte, definida como cociente entre el consumo de energía y el PIB, presenta para España valores sensiblemente superiores a los de la Unión Europea, con una tendencia creciente desde 1993 aunque algo más ralentizada en los cuatro últimos años. Esta tendencia obedece tanto al crecimiento del parque circulante de vehículos como al incremento de los recorridos medios anuales, sin olvidar también que nuestro país es puente de unión para el tráfico de mercancías entre Europa y el norte de África y destino vacacional para buena parte de los turistas europeos.

Adicionalmente, y con carácter general a todos los Estados Miembros, puede afirmarse que las mejoras de eficiencia técnica de los nuevos vehículos han sido compensadas por el incremento de los tráficos y el desplazamiento hacia vehículos de mayor cilindrada y consumo.

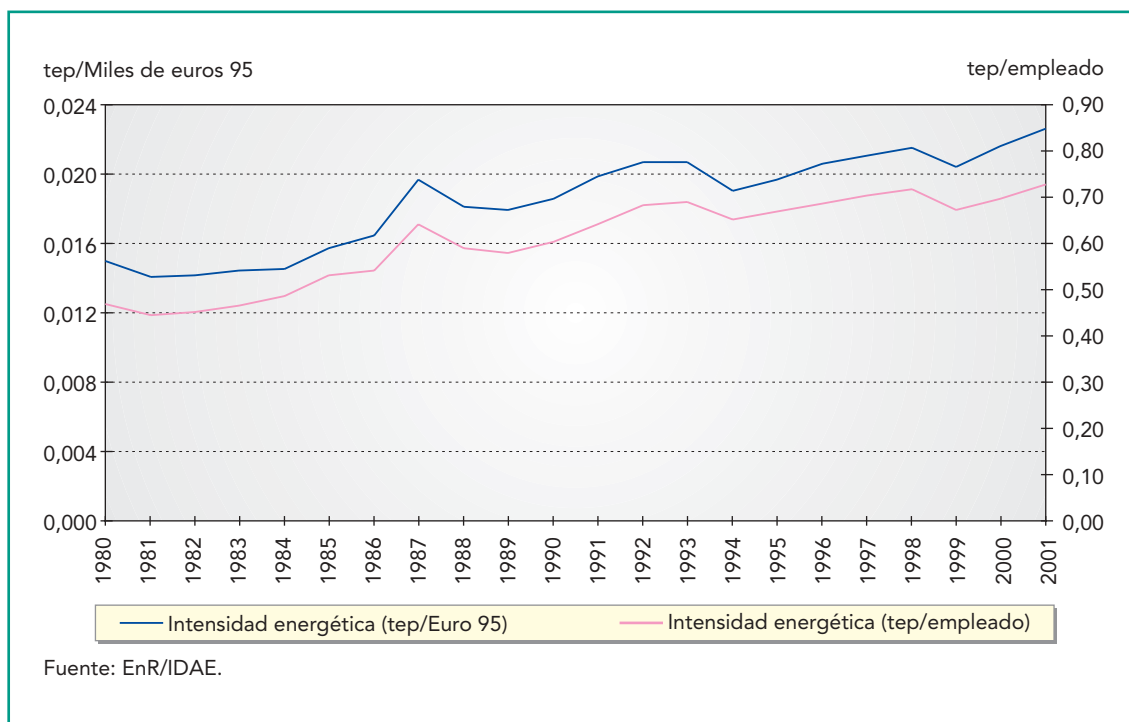
SECTOR SERVICIOS

La energía final consumida por el sector terciario representa un 8,5% del total de los consumos para usos finales en España, frente al 11,4% de la Unión Europea. Considerado en el sector de Usos Diversos del balance energético, en el que se incluye el sector residencial, junto con la agricultura, ganadería y pesca, el peso en la estructura de consumos se eleva a cerca del 29% (25.233 ktep en el año 2001).

Los cambios en la estructura sectorial de estos consumos se ponen de manifiesto en un período largo de tiempo, favoreciendo la ganancia de peso relativo de los sectores sanitarios y restauración en detrimento del sector oficinas. Así, estas últimas repre-

GRÁFICO 8.8

Intensidades finales en el sector terciario



sentan actualmente el 33% de los consumos energéticos del sector terciario —con una reducción de cerca de 7 puntos porcentuales en las dos últimas décadas—, mientras que el sector restauración posee ya un peso del 30%. Los sectores hospitalario y educación representan el 11% y 4% respectivamente, mientras que el comercio consume el 20% de los consumos del sector.

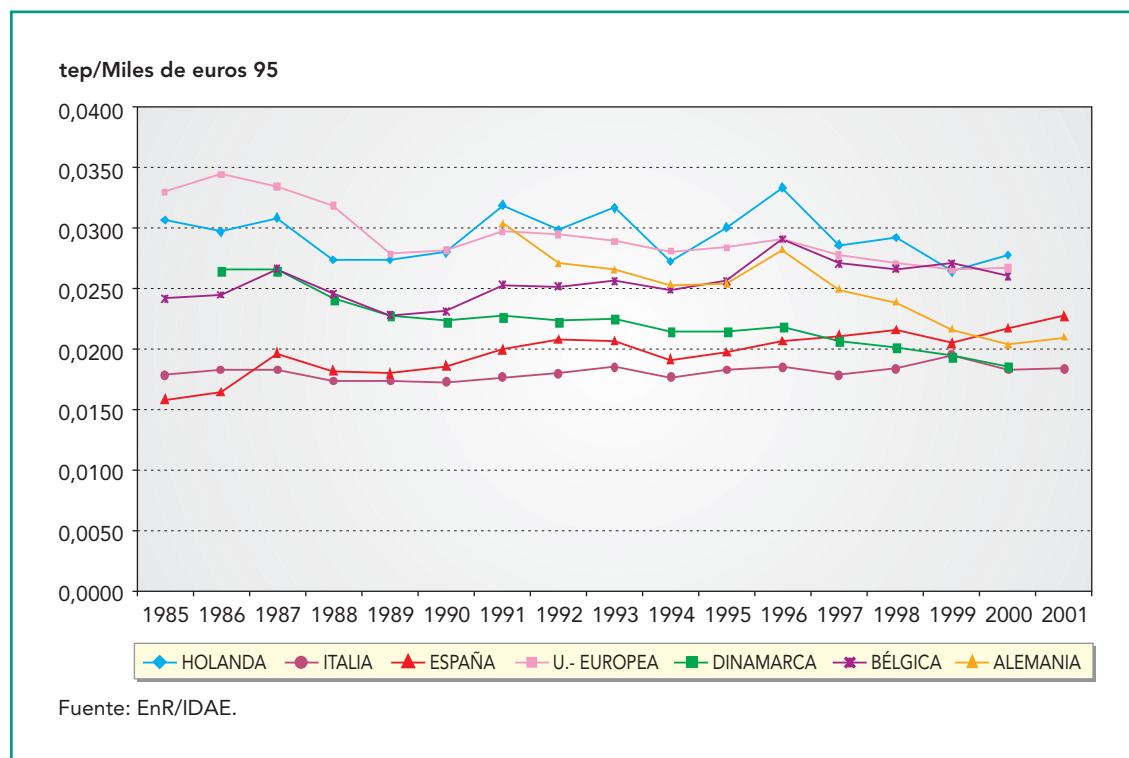
El importante crecimiento de las actividades ligadas al turismo —alrededor de 13 puntos porcentuales en los últimos 20 años— es uno de los factores que explica en buena parte el aumento de los índices de intensidad energética.

Los consumos energéticos por empleado del sector hostelería se encuentran entre los más elevados del sector servicios, por encima de las dos toneladas equivalentes de petróleo por ocupado, siendo la media del sector terciario de 0,7 toneladas.

La intensidad energética en España es creciente, contrariamente a lo que sucede en otros Estados Miembros o, incluso en la Unión Europea considerada en su conjunto. No obstante, y como ocurre con la intensidad del sector doméstico, los consumos por unidad de valor añadido del sector terciario de nuestro país se encuentra por debajo de la mayoría de los Estados Miembros evolucionando con una tendencia de convergencia hacia la media de la Unión Europea: la bonanza climática y las menores demandas de energía para la calefacción de los edificios explican esta situación que se ve parcialmente compensada por la mayor demanda de energía para aire acondicionado.

GRÁFICO 8.9

Intensidades energéticas en el sector terciario



Los consumos de energía por empleado se sitúan en las 0,72 toneladas equivalentes de petróleo por empleado y cerca de 23 por millón de euros de valor añadido. Estos índices se encuentran próximos con los del Alemania, aunque este país ha experimentado un rápido descenso de su intensidad desde 1996, año en el cual se situaron por encima de las 28 toneladas equivalentes de petróleo por millón de euros de valor añadido.

ESTRATEGIA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ESPAÑA

Las políticas energéticas de los países desarrollados están orientadas a compatibilizar los objetivos básicos de aumento de la competitividad de la economía con integración de los objetivos medioambientales y seguridad en el abastecimiento, lo que hace imprescindible la búsqueda de políticas de eficiencia energética dirigidas a reducir el consumo por unidad de actividad económica o por nivel de confort.

Por ello, los países de la OCDE están adoptando diversas medidas que fomentan el ahorro y la mejora de los índices de intensidad energética. Dentro de las acciones de la Unión Europea cabe destacar el Libro Blanco de la Energía, desarrollado, entre otros, en

los documentos Libro Verde Hacia una Estrategia Europea de Seguridad de Abastecimiento Energético (2001) y el Programa «Intelligent Energy for Europe» (2002).

La *Estrategia de Eficiencia Energética en España*, actualmente en elaboración y que tiene previsto desarrollar la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa durante los próximos 10 años, constituye un elemento básico complementario del modelo energético vigente y que responde al objetivo de mejorar la eficiencia energética en nuestro país durante los próximos años, reduciendo los índices de intensidad energética y aproximándolos a los medios de la UE.

Tanto el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 como la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas - Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011, ya habían previsto la necesidad de elaborar una Estrategia de Eficiencia Energética para España para la próxima década.

La oportunidad de la Estrategia está ampliamente justificada, tanto en términos energéticos (ahorro de recursos energéticos, limitación de la dependencia en los abastecimientos y mejora de la eficiencia energética en los principales sectores de consumo) como por consideraciones de índole socioeconómica (contribución a la creación de empleo, mejora de la competitividad en los sectores industrial y terciario, etc.). Adicionalmente, la aplicación de la *Estrategia* inducirá importantes mejoras de carácter medioambiental.

De entre los resultados más relevantes de la *Estrategia*, al finalizar su periodo de ejecución en el año 2012, destaca la expectativa de reducción en un 7,2% en la intensidad energética primaria.

El Plan de Acción para la Mejora de la Eficiencia Energética en la Comunidad Europea, que cubre el período 2000-2010, establece el objetivo orientativo de reducción de la intensidad energética global en un 1% anual hasta el año 2010. La *Estrategia Española*, aun con un horizonte temporal diferente, adoptará un objetivo cercano al del plan de acción comunitario y propondrá actuaciones y medidas que permitan sentar las bases para que, en un contexto de liberalización creciente de los mercados eléctrico y gaseista, los indicadores de intensidad inviertan la tendencia creciente que han evidenciado en los últimos años, especialmente en sectores como el del transporte.

8.2 Cogeneración

La nueva potencia de cogeneración puesta en funcionamiento en 2002 ascendió a 252 MW, frente a los 594 MW del año anterior. La potencia instalada a finales de 2002 alcanza los 5.752 MW. En el siguiente cuadro se puede apreciar la evolución del sector en los últimos años. Se debe señalar que, frente a los alrededor de 600 MW que entraron en funcionamiento los años 2000 y 2001, en 2002 se instala una nueva potencia similar a la de 1999, de poco más de 250 MW.

CUADRO 8.1

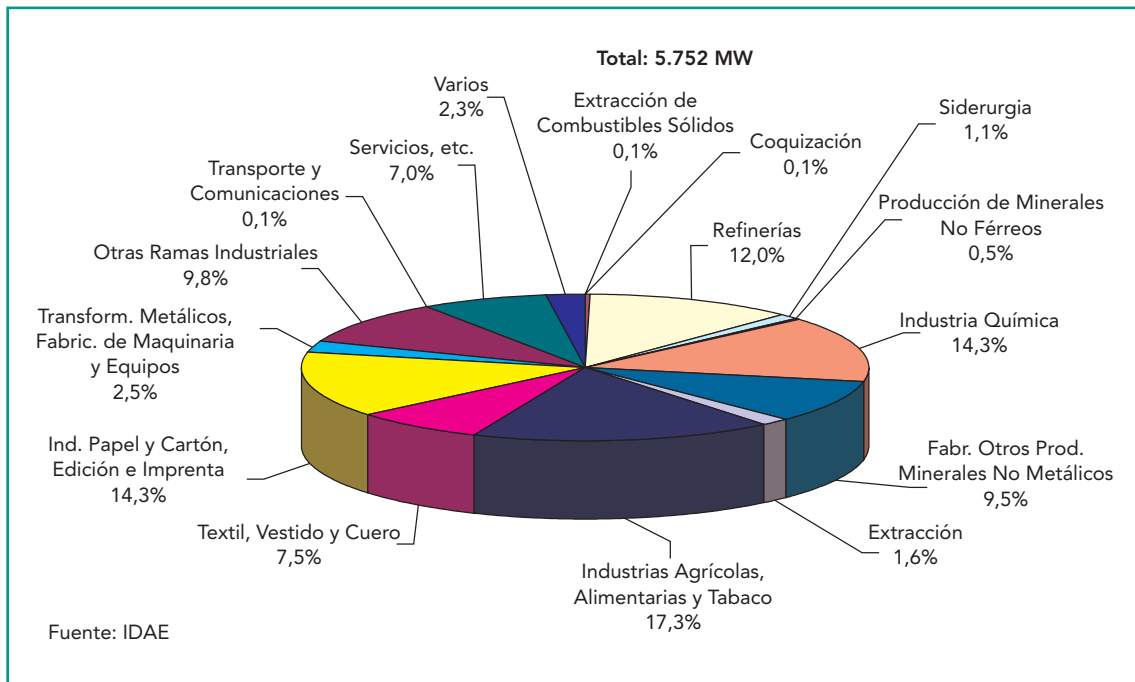
Potencia instalada/número de instalaciones por sector de actividad, años 1998, 1999, 2000 y 2002

Sector	Potencia eléctrica bruta instalada				Número de instalaciones					
	1998	1999	2000	2001	2002	1998	1999	2000	2001	2002
Extracción de combustibles sólidos	4	4	4	4	4	2	2	2	2	2
Extracción de hidrocarburos; servicios anejo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coquización	7	7	7	7	7	1	1	1	1	1
Refinerías	553	580	629	689	689	11	12	14	15	15
Extracción y transformación de material nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Siderurgia	54	54	54	64	64	4	4	4	5	5
Producción de metales no ferreos	24	26	26	26	26	4	5	6	6	6
Industria química	568	575	704	818	822	47	49	53	60	61
Fabr. otros productos minerales no metálicos	428	471	506	524	544	133	146	161	170	175
Extracción	85	85	92	92	92	7	7	8	8	8
Industrias agrícolas, alimentarias y tabaco	632	714	812	920	996	81	90	108	132	143
Textil, vestido y cuero	384	386	416	428	433	60	61	69	75	78
Industrias del papel y cartón; edición e imprenta	567	592	667	777	823	58	65	73	80	83
Transf. metálicos, fabr. de maquinaria y equipos	132	134	145	145	145	16	17	19	19	19
Otras ramas industriales	366	400	428	562	565	53	65	71	83	84
Transporte y comunicaciones	5	5	5	5	5	3	3	3	3	3
Servicios, etc.	162	174	336	365	401	42	51	82	99	113
Varios	54	70	74	74	135	16	18	21	21	25
TOTAL	4.023	4.275	4.906	5.500	5.752	538	596	695	779	821

Fuente: IDAE.

GRÁFICO 8.10

Potencia eléctrica bruta instalada por sector de actividad, año 2002



Adicionalmente, los datos provisionales de la Comisión Nacional de la Energía sobre compras de energía al Régimen Especial, indican una reducción en torno al 5% de la electricidad vertida a la red por los cogeneradores.

Ambos descensos, el del ritmo de puesta en marcha de nuevas plantas y el de energía vertida a la red, parecen responder, por una parte, a la reducción de la prima percibida durante 2002 en un 10% —recuérdese que, en el año 2001, las primas se incrementaron en 33% para compensar, siquiera parcialmente, la subida de los precios del gas—y, por otra, a las expectativas que puedan surgir de la *Propuesta de Directiva sobre el fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía* aún en fase de tramitación.

En el año 2002, la distribución de la potencia por sectores pone de manifiesto la mayor importancia relativa de la industria agroalimentaria, que cuenta con 143 instalaciones y una potencia acumulada total de 996 MW, lo que supone el 17,3% del total de la potencia instalada. También es importante la contribución, sobre todo por el número de instalaciones, del sector terciario, que en los últimos tres años aporta 62 nuevas instalaciones y 228 MW de nueva potencia.

El mayor aumento de potencia registrado durante el año 2002 se produce en plantas con motores de combustión interna, con 181 nuevos MW respecto al año anterior. Este tipo de instalaciones representan el 42% del total de la potencia bruta instalada en plantas de cogeneración en 2002. La potencia en plantas de ciclo combinado asciende a 1.205 MW en 48 instalaciones.



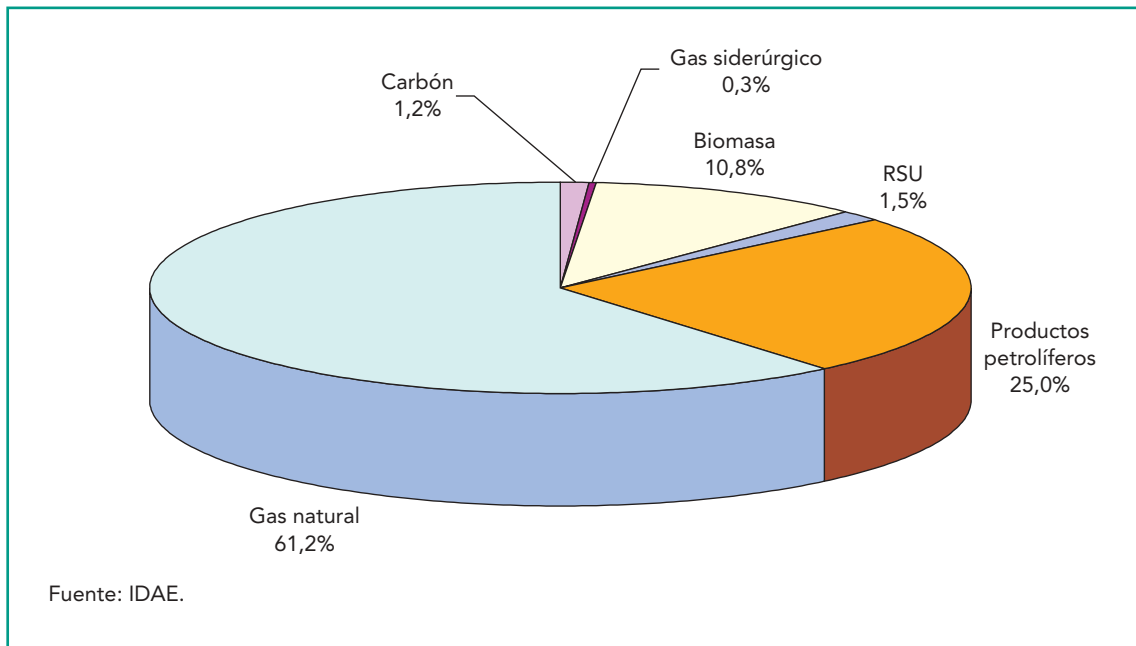
CUADRO 8.2
Potencia por tipo de instalación. Años 1998 a 2002

	1998		1999		2000		2001		2002	
	Potencia eléctrica bruta (MW)	Núm. de instalaciones	Potencia eléctrica bruta (MW)	Núm. de instalaciones	Potencia eléctrica bruta (MW)	Núm. de instalaciones	Potencia eléctrica bruta (MW)	Núm. de instalaciones	Potencia eléctrica bruta (MW)	Núm. de instalaciones
Ciclo combinado	924	41	924	41	924	41	1.205	48	1.205	48
Vapor: Turbina a contrapresión	664	44	698	46	745	48	745	48	745	48
Vapor: Turbina de condensación	160	5	162	6	162	6	204	8	222	10
Turbina de gas con recuperación de calor	826	86	843	88	1.107	101	1.116	104	1.168	106
Motor de combustión interna	1.449	362	1.649	415	1.969	499	2.230	571	2.411	609
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	4.023	538	4.275	596	4.906	695	5.500	779	5.752	821

Fuente: IDAE.

GRÁFICO 8.11

Consumo de combustibles en la producción eléctrica por cogeneración. Año 2002



Con respecto a los tipos de combustibles consumidos por las unidades de cogeneración en funcionamiento a finales del 2002, más del 60% del consumo total se satisfizo con gas natural, que continua desplazando al resto de fuentes energéticas.

8.3 Energías renovables

Durante el pasado año, y a pesar de incrementarse la potencia eléctrica instalada con energías renovables en cerca de 1.800 MW y de aumentar los consumos térmicos destinados a usos finales en algo más de 110 ktep, la aportación de las energías renovables al Balance de Energía Primaria fue algo menor que en años anteriores — 5,6% en 1999 y en 2000, 6,6% en 2001 y 5,4% en 2002 —, como consecuencia de la baja hidraulicidad de este último año con respecto a los anteriores.

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El Plan de Fomento de las Energías Renovables en España (2000-2010), que fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros en su reunión del 30 de diciembre de 1999, establece como objetivo general una aportación de esas energías del 12% a la oferta de energía primaria en el horizonte del año 2010, y una participación de las fuentes renovables del 29% en el total de la energía eléctrica generada.

Considerando que las actuaciones previstas en el Plan dan lugar a unas elevadas inversiones asociadas, promovidas desde la Administración General del Estado, el propio Plan de Fomento establece un Sistema de Seguimiento que garantice el control, calidad y eficacia de la ejecución de aquellas actuaciones.

La organización del Sistema de Seguimiento establece una Oficina del Plan de Fomento, que el propio Plan integra en el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), que asume las funciones de seguimiento y valoración de los progresos del Plan.

La Oficina ha recibido el mandato de elaboración de una memoria anual de seguimiento del Plan, que eleva a la Dirección General de Política Energética y Minas, para su aprobación por la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa y su posterior presentación a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

CUADRO 8.3

Resultados sobre objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables (potencia/energía) (período 1999-2002)

Área tecnológica	Unidad	Objetivos 1999-2006	Resultados 1999	Resultados 2000	Resultados 2001	Resultados 2002	Acumulado 1999-2002	Porcentaje s/obj. 2006
Minihidráulica (<10 MW)	MW	439	35,8	43,0	41,6	36	157	35,7
Hidráulica (10-50 MW)	MW	210	0	0	20,4	0	20	9,7
Eólica ³	ktep	4.779	641,9	815,2	939,4	1.607	4.003	83,8
Biomasa	ktep	2.886	33,8	28,2	47,8	215	325	11,3
	MW	803	5,7	2,8	16,6	115	140	17,4
Biocarburantes	ktep	250	0	51,2	0	70	121	48,4
Biogás	ktep	66	24,9	11,1	9,2	34	79	119,0
	MW	35	8,0	4,9	5,1	17	35	100,5
Solar fotovoltaica ²	kWp	61.196	759,1	2.375	3.857	5.086	12.077	19,7
Solar termoeléctrica	MW	98	0	0	0	0	0	0,0
Solar térmica B.T. ¹	m ²	1.504.350	22.755	41.582	56.517	60.494	181.348	12,1
Residuos sólidos	MW	101	0	0	0	0	0	0,0
Instalaciones mixtas	m ²		39	17	0	0	56	
	kW		42,5	56,5	288,8	455	843	

¹ A falta de la información a facilitar para el año 2002 por la Administración de Canarias, Cataluña, Castilla-La Mancha y Madrid, datos estimados por IDAE para estas CC.AA.

² Incluye la parte correspondiente de la potencia especificada como instalaciones mixtas. Hasta 2001, estimada en 1/3. A falta de la información a facilitar para 200; por la Administración de Cataluña, Castilla-La Mancha y Madrid, datos estimados por IDAE para estas CC.AA.

³ Incluye la parte correspondiente de la potencia especificada como instalaciones mixtas. Hasta 2001, estimada en 2/3.

Como se detalla en el capítulo II de este Informe, en 2002 se ha culminado el proceso de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas, que incluye el desarrollo de las redes de transporte en 2002-2011 y fue aprobado por el Consejo de Ministros el 13 de septiembre de 2002. La Planificación integra los objetivos indicados sobre participación de las energías renovables, pero el incremento en la previsión de la demanda energética futura, implica que se aumenten las aportaciones previstas en algunas energías, fundamentalmente biomasa, eólica y termoeléctrica. En los cuadros de realizaciones en 2002 que figuran a continuación, figuran como previsiones las del PFER, dado que esta ampliación se ha aprobado a finales de año.

En el cuadro de la página anterior, se resumen los datos de seguimiento energético hasta finales de 2002, en función de las unidades habituales en que se expresan cada una de las áreas tecnológicas que aparecen en el Plan de Fomento.

A partir de estos datos y de los datos económicos asociados, se resumen, en tres cuadros, los indicadores homogéneos de seguimiento del Plan de Fomento: Datos Energéticos, Inversiones y Apoyos Públicos, de los proyectos puestos en marcha en los años

CUADRO 8.4

Resultados sobre objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables (energía primaria) (período 1999-2002)

Área tecnológica (unidad: Ktep)	Producción en términos de energía primaria. Realizaciones hasta el año 2002							
	Objetivos 1999-2006	Realizado 1999	Realizado 2000	Realizado 2001	Realizado 2002	Realizado 2002 s/obj. 2006 (%)	Acumu- lado 1999- 2002	Porcen- taje s/obj. 2006
Minihidráulica (<10 MW)	117	9,6	11,5	11,1	9,7	8,3	41,8	35,7
Hidráulica (10-50 MW)	36	0	0	3,5	0	0,0	3,5	9,7
Eólica	986	132,5	168,3	193,9	331,7	33,6	826,3	83,8
Biomasa	2.886	33,8	28,2	47,8	215,2	7,5	325,0	11,3
Biocarburantes	250	0	51	0	70	28,0	121,1	48,4
Biogás	66	24,9	11,1	9,2	33,9	51,0	79,1	119,0
Solar fotovoltaica	8	0,10	0,31	0,50	0,66	8,3	1,6	19,7
Solar termoeléctrica	89	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
Solar térmica B.T.	103	1,6	2,9	3,9	4,2	4,0	12,5	12,1
Residuos sólidos	261	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0
Geotermia	—	1,2	2,7	0	0		3,9	
TOTAL	4.803	203,6	276,1	269,9	665,2	13,8	1.414,7	29,5

CUADRO 8.5

Resultados sobre objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables (inversiones) (período 1999-2002)

Área tecnológica (unidad: millones de €)	Inversiones. Realizaciones hasta el año 2002							
	Objetivos 1999-2006	Realizado 1999	Realizado 2000	Realizado 2001	Realizado 2002	Realizado 2002 s/obj. 2006 (%)	Acumu- lado 1999- 2002	Porcen- taje s/obj. 2006
Minihidráulica (<10 MW)	594	35	43	47	39	6,5	164	27,7
Hidráulica (10-50 MW)	140	0	0	9	0	0,0	9	6,2
Eólica	4.549	549	710	803	1.313	28,9	3.375	74,2
Biomasa	1.903	12	9	11	139	7,3	170	8,9
Biocarburantes	378	0	46	0	95	25,0	141	37,2
Biogás	70	6	4	5	27	38,0	42	59,4
Solar fotovoltaica	464	9	25	35	38	8,2	107	23,1
Solar termoeléctrica	331	0	0	0	0	0,0	0	0,0
Solar térmica B.T.	637	11	20	28	27	4,2	85	13,4
Residuos sólidos	442	0	0	0	0	0,0	0	0,0
Geotermia	—	2	1	0	0		3	
TOTAL	9.508	624	859	936	1.676	17,6	4.096	43,1

1999, 2000, 2001 y 2002; y se realiza, así mismo, el análisis porcentual de los proyectos realizados en el año 2002 y los acumulados en 1999-2002 respecto a los objetivos del periodo 1999/2006.

Para analizar estos resultados, es imprescindible tener en cuenta que se trata de proyectos cuya puesta en explotación ha tenido lugar en el periodo 1999-2002. Ello quiere decir que, en parte, son proyectos iniciados antes o durante la elaboración del Plan. Es por esta razón por la que los criterios para otorgar los Apoyos Públicos son distintos a los que plantea el Plan, y se dan casos en que, pese a que el Plan no prevé ayudas directas a la inversión, hay proyectos que si las tienen.

Del análisis de este resumen de resultados en 2002, se pueden destacar los siguientes aspectos:

- El grado de cumplimiento de objetivos referido al periodo 1999-2006 alcanza el 29,5% en términos energéticos. El 43,1% en inversiones y el 7,3% en apoyos públicos.

CUADRO 8.6

Resultados sobre objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables (ayudas públicas) (período 1999-2002)

Área tecnológica (unidad: millones de €)	Ayudas públicas. Realizaciones hasta el año 2002							
	Objetivos 1999-2006	Realizado 1999	Realizado 2000	Realizado 2001	Realizado 2002	Realizado 2002 s/obj. 2006 (%)	Acumu- lado 1999- 2002	Porcen- taje s/obj. 2006
Minihidráulica (<10 MW)		0,7	0,3	1,2	0,6		3	
Hidráulica (10-50 MW)		0,0	0,0	0,0	0,0		0	
Eólica		3,2	5,9	0,9	1,9		12	
Biomasa	883	2,4	1,1	0,5	10,9	1,2	15	1,7
Biocarburantes		0,0	2,4	0,0	2,7		5	
Biogás		0,7	0,0	0,1	1,5		2	
Solar fotovoltaica	164	3,6	7,9	12,9	14,2	8,6	39	23,5
Solar termoeléctrica	204	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
Solar térmica B.T.	210	3,9	6,6	10,6	10,1	4,8	31	14,8
Residuos sólidos	19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
Geotermia	—	0,7	0,4	0,0	0,0		1	
TOTAL	1.480	15,2	24,6	26,2	41,8	2,8	108	7,3

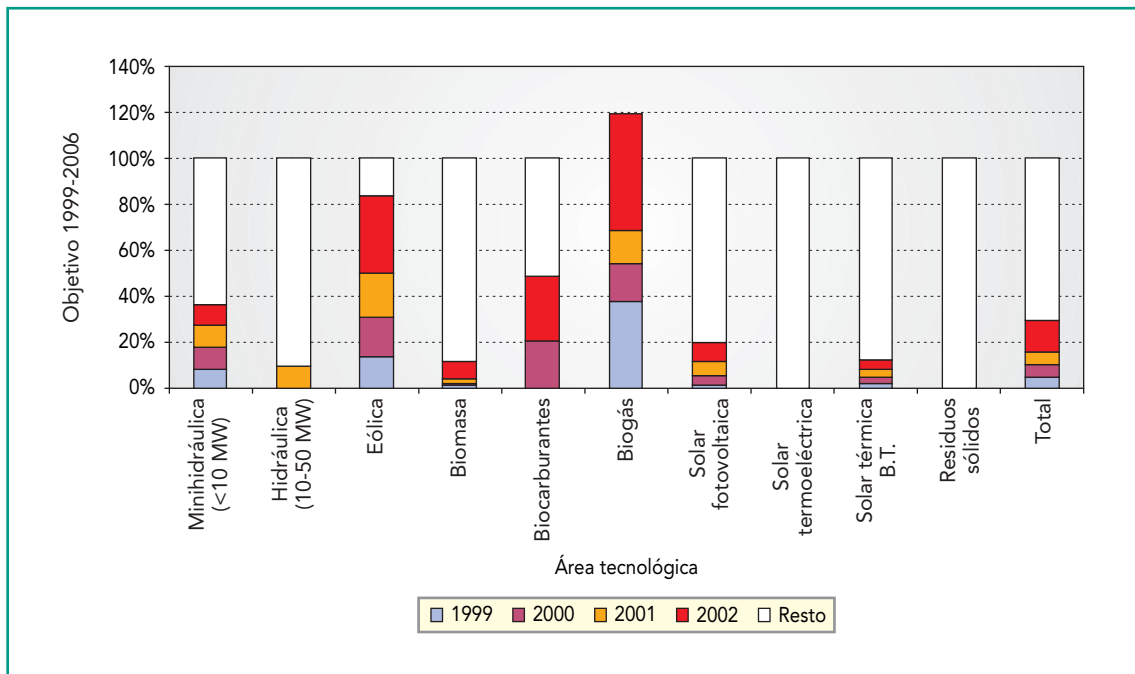
- El año 2002 ha supuesto un gran impulso para el Plan de Fomento en comparación con años anteriores. Durante este año, se han realizado actuaciones que representan el 13,8%, el 43,1% y el 2,8% de los objetivos alcanzados en el período 1999-2006 en términos energéticos, de inversión y de apoyo público respectivamente.
- Por áreas, destacan por su aportación global a los objetivos energéticos las energías eólica, biomasa, biocarburantes y biogás, esta última superando los objetivos energéticos inicialmente previstos en el Plan. Al margen del ritmo, las tendencias registradas hasta la fecha son dispares, con perfiles que se van consolidando, en unas áreas, mientras que otras siguen sujetas a una evolución más errática.
- En el área **Eólica**, el grado de cumplimiento de objetivos energéticos alcanza el 83,8%, sólo superado por el área del biogás. El cumplimiento del objetivo de inversiones queda ligeramente por debajo (74,2%), si bien es el área que mayor avance ha logrado hasta finales de 2002.

- El área **Minihidráulica** (potencia inferior a 10 MW) presenta una potencia total instalada en España de 1.655 MW a finales de 2002, con un grado de cumplimiento del 35,7% en términos energéticos, y del 27,7% en inversiones, respecto al objetivo al 2006. Durante 2002, se han puesto en funcionamiento un total de 18 nuevas instalaciones con una potencia eléctrica asociada de 36 MW.
- El sector de **Energía Solar Térmica** alcanza un grado de cumplimiento del 12,1% del objetivo energético para 2006. Este pasado año la nueva superficie instalada ha sido de 60.494 m², valor superior al del año anterior. Así, la superficie total de captadores solares térmicos en operación a finales de 2002 alcanzó la cifra de 522.561 m².
- El área de **Solar Fotovoltaica** presenta un grado de cumplimiento del 18,3% del objetivo energético marcado para 2006. Durante 2002 se instalaron un total de 4,9 nuevos MWp, lo que supone un potencia eléctrica en operación a finales de 2002 de 20,5 MWp. Se debe señalar que el 77% de la potencia instalada durante el pasado año se corresponde con instalaciones conectadas a la red de distribución de energía eléctrica, esto es, 3,2 MWp (el 68% de esta potencia esta asociada a centrales de potencia menor a los 5 kWp y el 32% instalaciones de potencia superior a 5 kWp).
- El progreso del sector de **Biomasa** hasta 2002 supone la consecución de 11,3% de los objetivos energéticos marcados para 2006. Durante 2002 se pusieron en funcionamiento un total de 6 nuevas instalaciones de generación eléctrica con una potencia eléctrica asociada de 114,7 MW, una producción eléctrica estimada de 837 GWh/a y un consumo de biomasa de 214 ktep. Con respecto a las instalaciones de biomasa para usos térmicos, durante 2002 se pusieron en funcionamiento un total de 25 nuevas instalaciones con un consumo de biomasa asociado de 1.368 tep.
- En el área de **Biogas** se pusieron en funcionamiento durante el pasado año 6 nuevas instalaciones de generación eléctrica con una potencia eléctrica asociada de 16.633 kW, 121.397 MWh/año de producción eléctrica prevista y un consumo de biogás de 33.864 tep. Este sector, como ya se comentó anteriormente, es el único en el que los objetivos energéticos marcados para 2006 en el Plan han sido ya superados (119,0%).
- En el área de **Biocarburantes** se han puesto en marcha durante el año 2002 dos nuevos proyectos, con una producción de biocombustibles asociada de 69,9 ktep, que se suman a la instalación ya existente, alcanzándose un grado de cumplimiento con respecto a los objetivos energéticos establecidos para 2006 del 48,4%.
- Por último, continúan sin detectarse actuaciones en los sectores de **Solar Termoeléctrica** y **RSU**.

La valoración global del PFER pone de manifiesto un desarrollo global favorable, aunque en determinadas áreas tecnológicas sigue siendo necesario continuar intensificando los esfuerzos para alcanzar los objetivos establecidos.

GRÁFICO 8.12

Seguimiento Plan de Fomento de las Energías Renovables. Resultados Energéticos 1999-2002 sobre objetivos 1999-2006



A modo de resumen, el desarrollo experimentado por la Energía Eólica en el ámbito del PFER ha permitido que España se halla convertido, con más de 4.800 MW de potencia, en el segundo país del mundo en términos de capacidad instalada, superando durante este último año a los Estados Unidos. El sector, formado por empresas con tecnología propia, presenta una importante iniciativa empresarial en un mercado con grandes expectativas de desarrollo.

El sector Minihidráulico, aún disponiendo de una tecnología altamente consolidada, continua registrando un avance ralentizado, derivado principalmente de inconvenientes de carácter administrativo entre los que destacan las barreras existentes en la consecución de las necesarias concesiones de aguas, cuyo periodo promedio de tramitación alcanza los 5 años.

A pesar de la tendencia al alza registrada por la Energía Solar Térmica, la misma no alcanza, por el momento, el ritmo necesario que permita la consecución de los objetivos marcados por el PFER para este sector. Para los próximos años, y a la vista tanto del relevante avance de las ordenanzas municipales, como de las acciones encaminadas a garantizar la fiabilidad de las instalaciones, su rentabilidad económica y el mantenimiento, se espera que el sector pueda incrementar significativamente la superficie solar en funcionamiento.

La Energía Solar Fotovoltaica registra durante el último año un fuerte impulso con respecto años anteriores como resultado de las políticas de incentivos económicos diri-

gidas a este sector puestas en marcha durante los últimos años. No obstante, se precisa aún de un fuerte desarrollo tecnológico que permita alcanzar los niveles de implantación requeridos por el PFER.

Finalmente, la biomasa, principal apuesta del Plan de Fomento, mantiene un grado de cumplimiento bajo (11,3% de los objetivos energéticos), a pesar del impulso registro durante el último año y que supuso un ejecución del 7,5% de los objetivos al 2006.

RÉGIMEN RETRIBUTIVO Y LÍNEAS DE APOYO A LAS FUENTES RENOVABLES DURANTE 2002

La necesidad de internalizar los beneficios medioambientales de las energías renovables, así como su contribución a la diversificación y seguridad de abastecimiento, dan lugar a un régimen retributivo diferenciado para la electricidad producida con estas fuentes, y al establecimiento de líneas de apoyo que faciliten su implantación.

El siguiente cuadro contiene las primas y precios fijos con vigencia para los años 2002 y 2003 para las distintas fuentes renovables.

Energías renovables: sistemas de primas (régimen especial) (primas y precios fijos para los años 2002-2003)

		Año 2002		Año 2003	
		Primas (c€/kWh)	Precios fijos (c€/kWh)	Primas (c€/kWh)	Precios fijos (c€/kWh)
Biomasa primaria		2,7887	6,1724	3,3250	6,8575
Biomasa secundaria		2,5783	5,9620	2,5136	6,0582
Eólica		2,8969	6,2806	2,6640	6,2145
Minihidráulica	≤10 MW	3,0051	6,3827	2,9464	6,4909
	>10 MW y ≤50 MW	3,0051/0	—	2,9464/0	—
Fotovoltaica	≤5 kW	36,0607	39,6668	36,0607	39,6668
	>5 kW	18,0304	21,6364	18,0304	21,6364
Solar termoeléctrica	-1,7	12,0202	—	12,0202	—

Fuente: RD 1483/2001 de 27 de diciembre (BOE, 28 de diciembre de 2001) para las primas relativas al año 2002 y RD 1436/2002 de 27 de diciembre (BOE, 31 de diciembre de 2002) para las primas relativas al año 2003.

El RD 841/2002 de 2 de agosto (BOE, 31 de diciembre de 2002) por el que se regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, modifica el RD 2818/1998 de 23 de diciembre e introduce una prima para la energía solar termoeléctrica en su *Disposición adicional primera*, párrafo tercero.

Por otro lado, cabe señalar que existen varias líneas de apoyo nacionales a las energías renovables, entre ellas la línea de Financiación ICO-IDAE para proyectos de Energías Renovables y Eficiencia Energética; el programa de Ayudas del IDAE para el Apoyo a la Energía Solar Térmica; el programa de Ayudas del IDAE para el Apoyo a la Energía Solar Fotovoltaica (estas dos últimas dentro del Plan de Fomento de las Energías Renovables); la línea de apoyo IDAE a la presentación de proyectos al V Programa Marco; y el PROFIT. En cuanto a los apoyos por parte de la Unión Europea, apuntar las líneas ALTENER, V Programa Marco y LIFE.

8.4 Desarrollo normativo

Durante el año 2002, en el ámbito del desarrollo normativo ligado a las políticas de eficiencia energética, cogeneración y energías renovables destacan los siguientes hitos:

- Para los sectores de **Residencial y Servicios**, la recientemente aprobada recientemente aprobada Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de diciembre de 2002 relativa a la eficiencia energética de los edificios¹, que obliga a los Estados miembros a establecer requisitos mínimos de eficiencia energética para los edificios, tiene por objetivo actuar sobre dos de estas tres variables: sobre la envolvente del edificio y sobre las instalaciones.

La nueva Directiva establece que, para edificios nuevos con una superficie útil total de más de 1.000 m², los Estados miembros habrán de velar por que se considere la incorporación de sistemas descentralizados de producción de energía basados en fuentes renovables, cogeneración, calefacción o refrigeración central o urbana y bombas de calor.

La Directiva exige también a los Estados miembros la puesta en marcha de las acciones precisas para que se ponga a disposición de los potenciales compradores o inquilinos de un edificio un *certificado de eficiencia energética*, que deberá incluir una valoración comparativa de la eficiencia del mismo. Las herramientas diseñadas por el IDAE, junto con la Dirección General de la Vivienda, la Arquitectura y el Urbanismo, del Ministerio de Fomento, para la *Calificación Energética de Viviendas* (CEV), primero, y la *Calificación Energética de Edificios* (CALENER), después, permitirán dar cumplimiento a lo establecido por la Directiva a este respecto.

Algunas consideraciones de la Directiva, las relativas a la inspección periódica de calderas, ya han sido incorporadas al ordenamiento jurídico español por el *Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios* (RITE) aprobado mediante Real Decreto 1751/1998 de 31 de julio y modificado por el RD 1218/2002 de 22 de noviembre. El nuevo Real Decreto modifica artículos del primero relativos

¹ DOCE, 4-1-2003.

a la composición, funciones y funcionamiento de la *Comisión Asesora para las Instalaciones Térmicas de los Edificios* y algunas de las *Instrucciones Técnicas Complementarias*.

La *Instrucción Técnica Complementaria* ITE 08.2 señalaba que las Comunidades Autónomas podrían disponer cuantas inspecciones fueran necesarias, especialmente de aquellos equipos de calefacción de potencia nominal superior a 15 kW, con objeto de mejorar sus condiciones de funcionamiento y de limitar sus emisiones de dióxido de carbono. La Directiva establece que los Estados miembros habrán de disponer las medidas necesarias para la inspección periódica de las calderas de potencia nominal efectiva comprendida entre 20 y 100 kW; si la potencia excede de 100 kW, habrán de inspeccionarse al menos cada dos años —salvo para calderas de gas, para las que el período podrá ampliarse a cuatro—. Asimismo, si se trata de calderas de más de 20 kW y más de 15 años de antigüedad, los Estados miembros habrán de establecer una única inspección de todo el sistema de calefacción. En lo relativo a la inspección de equipos, la Directiva establece también la necesidad de realizar inspecciones periódicas de los sistemas de aire acondicionado con una potencia nominal efectiva superior a 12 kW.

La Directiva 2002/91/CE aprobada, en su *Considerando vigésimo*, afirma que la facturación a los ocupantes de los edificios de los gastos de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria, calculados en proporción al consumo real, podría contribuir al ahorro de energía en la vivienda.

La facturación individualizada de los consumos de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria en edificios que cuenten con instalaciones centralizadas colectivas es, por lo tanto, obligatoria para aquellas instalaciones térmicas que quepan dentro del ámbito de aplicación del RITE: instalaciones térmicas no industriales de los edificios de nueva planta o reformas de los existentes.

- En el sector de la **Cogeneración**, destaca en este punto la *Propuesta de Directiva sobre el fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía*, de julio del 2002, que dará, previsiblemente, un impulso a la puesta en marcha de nuevas plantas.

La futura Directiva pretende proporcionar un marco normativo estable para la promoción y el apoyo público a la cogeneración en Europa. En estos momentos se dispone ya del Informe del Parlamento Europeo en su primera lectura aunque no existe aún Posición Común del Consejo.

La Propuesta señala que la explotación del potencial de cogeneración existente requeriría, no sólo un marco normativo y reglamentario estable, sino la adopción de mecanismos que tuvieran en cuenta la falta de internalización de los costes externos —medioambientales y sociales— de la generación eléctrica y la producción de calor, separadamente. Algunos de los elementos principales que contiene la Propuesta son:

- Garantía de origen de la electricidad producida mediante cogeneración, en análogos términos a los de la Directiva sobre renovables.
 - Disposiciones que obligan a los Estados miembros a analizar el potencial nacional de cogeneración de alta eficiencia y las barreras que dificultan su desarrollo.
 - Disposiciones para evaluar la experiencia obtenida con la aplicación y la coexistencia de los diferentes mecanismos de apoyo a la cogeneración empleados por los Estados miembros —también en análogos términos a los de la Directiva sobre renovables—.
 - Disposiciones destinadas a facilitar el acceso a la red a unidades de cogeneración y centrales de microgeneración de menos de 1 MW que utilicen fuentes de energía renovables.
 - Disposiciones que obligan a los Estados miembros a evaluar los procedimientos administrativos vigentes con el fin de reducir las barreras administrativas al desarrollo de la cogeneración.
- En el ámbito de las instalaciones de **producción de energía eléctrica en régimen especial**, el BOE del 2 de septiembre de 2002 publicó el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, así como determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- El citado Real Decreto tiene por objeto el desarrollo reglamentario de determinados artículos del Real Decreto-Ley 6/2000, regulando las ofertas económicas de venta de energía a través del operador del mercado de determinadas instalaciones de producción en régimen especial, las comunicaciones que están obligadas a realizar determinadas instalaciones a las empresas distribuidoras sobre programación a corto plazo de sus excedentes de energía eléctrica, así como las relaciones de los agentes vendedores y comercializadores en relación con las citadas instalaciones.
- En el área de **Energía Solar Térmica**, los Ayuntamientos de algunas grandes ciudades españolas están estudiando la propuesta o texto modelo de *Ordenanza Municipal sobre Captación Solar para Usos Térmicos* publicado por el IDAE en el año 2001. La ordenanza solar establece la obligatoriedad de incorporar captadores solares térmicos a todas las nuevas edificaciones y construcciones, tanto públicas como privadas, y a aquellas que se rehabiliten de forma integral.
- Por otra parte, la inclusión en el futuro *Código Técnico de la Edificación* de la obligatoriedad, en determinados casos, de introducir la energía solar en edificios proporcionará un importante impulso a este sector. El Ministerio de Fomento ha finalizado la redacción del Primer Proyecto de Código Técnico de la Edificación, y actualmente ya ha finalizado el plazo de audiencia pública para la recepción de

observaciones por parte de los interesados. Está en fase de elaboración el Segundo Proyecto de Código Técnico de la Edificación.

- En el sector de **Biocarburantes**, la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social (B.O.E. de 31 de diciembre de 2002) establece para los biocarburantes un tipo cero del *Impuesto sobre Hidrocarburos* con vigencia hasta 2012, reconociendo explícitamente las ventajas medioambientales y energéticas de estos carburantes frente a los carburantes fósiles convencionales. El punto cinco del artículo 6 de la citada ley —que modifica la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales— define los biocarburantes a los efectos de la exención fiscal; en este mismo punto, en el apartado tres, se establece que «siempre que la evolución comparativa de los costes de producción de los productos petrolíferos y de los biocarburantes así lo aconseje, las Leyes de Presupuestos Generales del Estado podrán sustituir el tipo cero [...] por un tipo de gravamen de importe positivo, que no excederá del tipo impositivo aplicable al carburante convencional».

La reciente aprobación, 8 mayo de 2003, de la Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, establece en su Artículo 3, Apartado 1.a) que «*Los Estados miembros deberían velar por que se comercialice en sus mercados una proporción mínima de biocarburantes y de otros combustibles renovables y a tal efecto establecerán objetivos indicativos nacionales*». La Directiva hace recaer sobre los Estados miembros la obligación de aprobar iniciativas legislativas que aseguren que una cuota mínima del 2% del total de las gasolinas y gasóleos vendidos para el transporte se cubra con biocarburantes antes del 31 de diciembre de 2005 y del 5,75% antes de finales de 2010. El objetivo de consumo de biocarburantes fijado por el Plan de Fomento permitiría satisfacer, en esa fecha, el 1,8% del total de la demanda de carburantes para el transporte, en un escenario de moderado crecimiento de la demanda²; la adopción de los objetivos energéticos planteados por la Directiva supondría, por tanto, multiplicar por 3,2 el objetivo del Plan de Fomento al 2010. Existe ya Posición Común del Consejo de 18 de noviembre de 2002 y se espera la votación del Parlamento Europeo en su segunda lectura antes del 5 de abril de 2003.

² En el escenario que, en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, se denominaba *Escenario de Eficiencia*.

Durante el año 2002 el acontecimiento más importante a nivel mundial ha sido la Cumbre del Desarrollo Sostenible en Johannesburgo a finales de agosto, con la que se continuaba el paso inicial dado en Río en 1992, reafirmando, en la última década, el proceso de integración del medio ambiente en las políticas sectoriales.

En lo que se refiere al sector energético en España, se tiende a una política energética sostenible en la que se equilibren la seguridad del suministro energético, la competitividad de los mercados energéticos cada vez más liberalizados y la protección del medio ambiente, y en este sentido, la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas y Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011, que se ha aprobado en 2002, busca una política desarrollo energético sostenible basada principalmente en la potenciación de las energías renovables y del gas natural, con nuevas tecnologías de uso más eficientes.

El Protocolo de Kioto, aún sin ratificar pero cada vez más firme, sigue sus pasos para combatir el cambio climático, a la espera de que sea ratificado por Rusia. Aunque falta este paso decisivo, se han hecho algunos progresos sobre todo en cuestión de metodologías. En cuanto a medidas dentro de la UE, destaca la Posición Común alcanzada en el Consejo de Medio Ambiente de diciembre sobre la propuesta de Directiva del Comercio de Emisiones. En cuanto a los otros contaminantes relacionados con la energía, de carácter regional y local, la Unión Europea ya ha comenzado una política de reducción drástica de las emisiones de SO_2 y NO_x a través de las Directivas de Grandes Instalaciones de Combustión y de Techos Nacionales de Emisión que han sido aprobadas en 2001 y cuya trasposición a las legislaciones nacionales es inminente.

Como en ediciones anteriores, en este apartado repasaremos en primer lugar los principales hechos acaecidos en el ámbito internacional, para seguidamente revisar las actuaciones de la Unión Europea, y finalizar con las actuaciones nacionales más destacadas.

9.1 Ámbito internacional

CONVENCIÓN MARCO DEL CAMBIO CLIMÁTICO. EL PROTOCOLO DE KIOTO. LA COP-8 DE NUEVA DELHI

La Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas adoptó, a finales del año 1997, el Protocolo de Kioto por el cual los países industrializados y de economías en transición (países del Anexo B) se comprometieron a limitar las emisiones de los seis gases de efecto invernadero (CO_2 , CH_4 , N_2O , HFCs, PFCs y SF_6) entre 1990 y el período 2008-2012. Entre los compromisos de reducción de emisiones más relevantes podemos citar: la Unión Europea -8% , Estados Unidos -7% , Japón -6% , Rusia 0% , Australia $+8\%$, etc.

Desde que entró en vigor La Convención Marco, marzo de 1993, las Partes se reúnen anualmente para analizar los avances realizados y proponer acciones de futuro sobre la misma. La primera (CoP-1) tuvo lugar en Berlín el año 1995. Durante la CoP 3 (1997) se firmó el Protocolo de Kioto, y en la CoP 6-bis de Bonn (2001) se consiguieron acuer-

dos políticos que permitieron desbloquear las negociaciones que estaban bloqueadas desde la CoP-6. Durante la Cop-7 de Marrakech (octubre-noviembre del 2001), se alcanzaron los denominados «Acuerdos de Marrakesh», donde se recogen en términos jurídicos los «Acuerdos Políticos de Bonn».

Hasta la fecha han ratificado el Protocolo 108 Partes de las cuales los países del Anexo I representan el 43,9% de las emisiones, siendo necesarias al menos el 55%. Se está a la espera de la ratificación del Protocolo por parte de Rusia para que entre en vigor.

Durante el año 2002 tuvo lugar la CoP-8 en Nueva Delhi del 23 de octubre al 1 de noviembre. Los avances conseguidos han sido modestos ya que la mayoría de temas importantes han sido pospuestos para posteriores sesiones donde se espera que el Protocolo haya sido ratificado. En esta reunión se pretendía llegar a un consenso en los objetivos post-Kioto basándose principalmente en el comienzo de las negociaciones para que los países no Anexo I dieran un primer paso hacia unos objetivos cuantificados de reducción o limitación de emisiones, ya que el crecimiento de las emisiones de países actualmente sin compromisos, en caso de no limitarse, va a contrarrestar los esfuerzos realizados por los países desarrollados. Sin embargo en las conclusiones finales de la CoP-8 no se hace ni siquiera mención a este objetivo.

En la CoP-8 se adoptó la Declaración Ministerial de Delhi sobre cambio climático y desarrollo sostenible en la cual se establecen varios puntos:

- Urgencia para que el Protocolo sea ratificado
- El último informe del IPCC (TAR) confirma que deben hacerse reducciones importantes en la emisiones para alcanzar el objetivo último de la Convención. Todas las Partes deben continuar en el avance del cumplimiento de sus compromisos.
- Las prioridades para los países en desarrollo son la erradicación de la pobreza y el desarrollo social
- Se requieren acciones urgentes para la adaptación a los impactos del cambio climático de los países más pobres y la pequeñas islas.
- Se deben emprender acciones para desarrollar tecnologías de energía limpias y más eficientes.
- Se deben emprender acciones para potenciar las energías renovables.

Entre los múltiples temas tratados se puede mencionar la adopción de las reglas de procedimiento por el Órgano Ejecutivo del Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM) con el objeto que entre en funcionamiento el mecanismo cuanto antes.

CUMBRE DE NACIONES UNIDAS SOBRE DESARROLLO SOSTENIBLE EN JOHANNESBURGO DEL 26 DE AGOSTO AL 4 DE SEPTIEMBRE DE 2002

La cumbre fue convocada por el Secretario General de la ONU, con el objetivo de centrar la atención del mundo y concretar la acción directa en la resolución de los retos

actuales, tales como: la mejora de la calidad de vida de los ciudadanos y la conservación de los recursos naturales en una sociedad en la que la población crece cada vez más, aumentando así la demanda de alimentos, servicios y seguridad económica.

En 1992 tuvo lugar la Cumbre para la Tierra en Río, donde se adoptó la Agenda 21, un plan de acción global sin precedentes a favor del desarrollo sostenible. Se ha estimado conveniente, diez años después, pasar revista en Johannesburgo a los avances y dificultades que han tenido lugar en la aplicación de la Agenda 21, para lo que fueron convocados, además de 191 países, sino representantes de todos los sectores sociales (comercio, industria, jóvenes, mujeres, ONG, sindicatos, autoridades locales, etc.).

La CMDS se ha cerrado con muy pocos logros cuantificables. El punto más débil es la falta de concreción respecto al aporte de recursos financieros y tecnológicos. Esto sin duda supondrá la reducción de los esfuerzos para promoción del desarrollo sostenible en los países menos industrializados.

CONTENIDO DEL PLAN DE ACCIÓN APROBADO

El Plan contiene los siguientes capítulos:

- I. Introducción.
- II. Erradicación de la pobreza.
- III. Modificación de los modelos insostenibles de desarrollo y producción.
- IV. Recursos naturales y el desarrollo sostenible.
- V. Desarrollo sostenible en un mundo globalizado.
- VI. Desarrollo sostenible y salud.
- VII. Desarrollo sostenible en estados insulares pequeños.
- VIII. Desarrollo sostenible en África.
- IX. Medidas necesarias para la ejecución del Plan.
- X. Papel de las Instituciones ante el Desarrollo Sostenible.

Hacen referencia al papel de la energía los párrafos 9 (capítulo II) y 20 (capítulo III). El párrafo 46 (capítulo IV) hace mención a la minería.

En esta Cumbre se han tratado, por primera vez y simultáneamente, los problemas desde una triple óptica: el bienestar social, la protección ambiental y el crecimiento económico. Esto ha hecho que en la mayor parte de los casos no ha podido concretarse un calendario ni cuantificarse los objetivos, puesto que a los intereses opuestos de los diferentes grupos de países se ha unido la dificultad intrínseca del método escogido.

Durante el desarrollo de la Cumbre ratificaron el Protocolo de Kioto cuatro países (Brasil, Chile, Tailandia y Malasia) y Canadá y Rusia manifestaron su intención de hacerlo en el próximo futuro. En ese momento entrará en vigor el Protocolo. Además se han adherido o dado su conformidad al mismo otros siete países de Asia y África, entre los que destacan India y China. A lo largo de todas las sesiones se hicieron llamamientos a la ratificación por parte de los países que aún no lo han hecho.

En relación con las medidas necesarias para ejecutar el Plan de Acción, se reconoce que hay que hacer un esfuerzo extraordinario, tanto por la comunidad internacional como por los propios países para alcanzar los objetivos propuestos en la Agenda 21 y en la Declaración del Milenio. En este sentido se insiste en el «principio de las responsabilidades comunes y diferenciadas» que se establecía en la Declaración de Río, lo que significa que cada país tiene un grado de responsabilidad diferente en la restauración del planeta, directamente proporcional a su contribución a la degradación que producido en el conjunto.

Para alcanzar estos objetivos, los países desarrollados deberán realizar un esfuerzo adicional significativo en su aportación de recursos, en el sentido que se recoge en diferentes conferencias internacionales celebradas desde 1992 por la ONU, la OMT, etc.

TRATAMIENTO DE LOS TEMAS ENERGÉTICO Y MINEROS

Energía

El tema energético se trata en dos capítulos, como ya se ha dicho. En el relativo a la erradicación de la pobreza se señala que se tomarán acciones conjuntas para facilitar el acceso a los servicios energéticos fiables y rentables, a fin de conseguir, para 2015, reducir a la mitad el número de los que están en situación de pobreza extrema. Para ello se pondrán a disposición de los países menos desarrollados todas las nuevas tecnologías: biomasa, otras fuentes renovables, combustión limpia de combustibles fósiles-líquidos o gaseosos. En este punto, el único aspecto que faltaba por acordar era el de si se trataba de desarrollar programas, con el consiguiente aporte financiero, tal como propugnaba el G77, o simplemente se trataba de acciones, como defendían Canadá, la UE y demás países de la OCDE. Finalmente se acordó una redacción en la que, manteniendo el término «acciones» o «medidas» (sin aporte financiero determinado), se reforzaba el sentido de actuaciones conjuntas y coordinadas entre varios países.

El aspecto energético más importante se desarrolla en el capítulo sobre la modificación de los actuales modelos de desarrollo y producción. En este sentido, en el artículo 20 se establecen una serie de recomendaciones que van desde la promoción, investigación y difusión de las tecnologías energéticas avanzadas, hasta el desarrollo de programas que fomenten la eficiencia energética y un uso racional de la energía, pasando por el desarrollo de las fuentes de energía autóctonas, tanto renovables como combustibles fósiles, o la transferencia de los mercados energéticos.

En el Plan de Acción no figuran objetivos ni calendario para las energías renovables. Se insta a realizar los esfuerzos necesarios para conseguir un incremento sustancial de la participación de las energías renovables. Se resalta la importancia de desarrollar programas regionales o nacionales en base a objetivos mínimos obligatorios. A este acuerdo se llegó tras discusión entre los países que defendían que no debían concretarse objeti-

vos, que beneficia a los productores de hidrocarburos y otros como la UE que consideraba necesaria la exigencia de objetivos cuantificados para 2010.

Minería

El capítulo de recursos naturales hace referencia a la minería. Destaca la importancia del sector para el desarrollo económico y social de los países. Señala la necesidad el establecimiento de medidas sanitarias y de seguridad para la protección de los mineros. Llama la atención sobre la obligación de rehabilitar las zonas explotadas una vez agotados los recursos. Anima a los países desarrollados para que transfieran nuevas tecnologías de explotación de minas y beneficio de los metales a los países en vías de desarrollo, en condiciones favorables para estos últimos.

CONSECUENCIAS DE LA CUMBRE EN EL SECTOR ENERGÉTICO

Aunque no se ha conseguido que figurasen en el Plan de Acción objetivos concretos, con respecto a las energías renovables, no es menos cierto el avance en la ratificación del Protocolo de Kioto, por lo que los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero se mantienen. En este sentido, la Presidencia de la UE presentó al Pleno, en nombre de los Quince, una Declaración sobre las Energías Renovables, en el sentido de resaltar su importancia para la reducción de las emisiones, frente al efecto nocivo de los combustibles fósiles.

Por otro lado, entiende la urgencia en extremar las medidas de incremento sustancial de las renovables que propugna el Plan de Acción, en el sentido de que la UE mantendrá sus objetivos propuestos (incremento de las renovables, hasta alcanzar en 2010 el 12% del total de la energía primaria), revisando periódicamente los avances alcanzados. También se compromete la UE a trabajar con otros países, o grupos de países, para implantar objetivos concretos en sus respectivas áreas hasta alcanzar un objetivo concreto y obligatorio para todo el mundo.

Por otro lado, el Consejo de Medio Ambiente de la UE ha distribuido un borrador de Declaración sobre la Cumbre de Johannesburgo. En ella se pone de manifiesto que la UE seguirá trabajando a favor del desarrollo sostenible, dentro de los parámetros del Plan de Acción de Johannesburgo, de acuerdo con la postura puesta de manifiesto en la Cumbre de Barcelona. En este sentido, invita a la Comisión a preparar un Plan de Acción sobre Tecnologías Ambientales, en el que se identifique el potencial tecnológico del transporte, la energía, la agricultura y la industria.

Por otro lado se hace más acuciante el compromiso de la UE en relación con los objetivos de Kioto, por lo que es necesario mantener las políticas nacionales que nos hemos fijado, tanto en el ámbito del fomento de las energías renovables, como en la implantación del vector gas como combustible, y la sustitución de otros con menor contenido de carbono.

9.2 Unión Europea

9.2.1 ESTRATEGIA DE DESARROLLO SOSTENIBLE

CONVENCIÓN MARCO DEL CAMBIO CLIMÁTICO

Las acciones dentro de la UE estuvieron encaminadas durante el primer semestre en que España ejercía la Presidencia de turno de la Unión Europea, a la ratificación por parte de la Unión Europea del Protocolo de Kioto. La ratificación de los 15 miembros y de la Comisión se presentaron el 31 de mayo del 2002. Esta ratificación se hace sobre la base del reparto comunitario en que a España le correspondería, dentro de la burbuja comunitaria de reducción conjunta de emisiones del 8% un crecimiento de sus emisiones de 15% entre el año base (1990) y los años 2008-2012. Además los esfuerzos de la UE se orientaron a la discusión de la propuesta de directiva sobre el comercio de derechos de emisión.

DIRECTIVA 2002/91/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 16 DE DICIEMBRE DE 2002, SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EDIFICIOS

La Directiva 2002/91/CE, de 16 de diciembre, del Parlamento Europeo y del Consejo, tiene por objeto fomentar la eficiencia energética de los edificios de la Unión Europea, teniendo en cuenta las condiciones climáticas exteriores y las particularidades locales, así como los requisitos ambientales interiores y la relación coste-eficacia.

Para ello, los Estados miembros establecerán unos requisitos mínimos de eficiencia energética en los edificios.

Asimismo, se aplicará una metodología de cálculo de la eficiencia energética de los edificios, que podrá ser diferente a escala regional y que comprenderá no sólo el aislamiento térmico sino también otros factores relacionados con la eficiencia energética, como las instalaciones de calefacción, de aire acondicionado, utilización de bomba de calor, empleo de fuentes de energía renovables, etc.

La Directiva aplicará a los edificios nuevos y a las reformas importantes que puedan efectuarse en edificios existentes.

El sector público, en sus edificios de más de 1.000 m², debe ejemplarizar al privado.

Existirá, para dichos edificios, un certificado de eficiencia energética, expedido por órganos independientes, que, cuando sean construidos, vendidos o alquilados, se ponga a disposición del posible comprador o inquilino.

La Directiva 2002/91/CE debe trasponerse a la legislación interna de los Estados miembros, a más tardar, el 4 de enero de 2006, aunque prevé que, dada la escasez de especialistas cualificados o acreditados, los Estados miembros pueden disponer de un período adicional de tres años para la implantación del certificado de eficiencia energética de los edificios.

PROPUESTA DE DIRECTIVA SOBRE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN

La Comisión Europea presentó el 23/10/2001 una propuesta sobre directiva sobre Comercio de Derechos de Emisión. Durante el año 2002 se ha discutido la Propuesta llegando a la Posición Común de acuerdo en el Consejo de Ministros de Medio Ambiente de 9/12/2002. Dicha propuesta será llevada al Parlamento Europeo que propondrá una serie de enmiendas ante las que se buscará una conciliación, para aprobar definitivamente la Directiva.

El objetivo es la reducción de las emisiones de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) mediante el establecimiento de un sistema de comercio de permisos de emisión entre ciertas instalaciones emisoras de GEI. En la primera fase se considera solamente para las emisiones de CO₂ y se ampliará a los otros GEI en fases sucesivas.

Los plazos previstos inicialmente por La Comisión serían: la negociación y la adopción de la Directiva durante los años 2002-2003, su implantación y transposición en el año 2004, comenzando la primera fase en el periodo 2005-2007 y ciclos de 5 años para fases sucesivas.

Esta Directiva se aplicaría al sector energético (Eléctrico y Refino), al sector siderúrgico, y a algunas actividades industriales (cementeras, fabricación de vidrio y cerámica, y fabricación de papel y cartón).

Los puntos principales aprobados en la posición común de la directiva son:

➤ **Elaboración de un plan nacional de concesión de cuotas**

Antes del 31/3/2004 cada Estado tiene que haber publicado un Plan para el período 2005-2007, con objeto de distribuir las cuotas de emisión según la decisión 93/389/EEC*. Estas cuotas deben estar de acuerdo con el potencial tecnológico de las instalaciones en cuanto a su capacidad de reducir las emisiones de GEI.

➤ **Método de asignación de permisos de emisión**

En la 1.^a Fase se deben asignar los permisos «sin coste».

En la 2.^a Fase (2008-2012), la Comisión especificará un método armonizado, además mientras que en la primera fase la asignación de permisos será gratuita en la 2.^a fase al menos el 90% de la asignación de derechos de emisión se hará de forma gratuita.

➤ **Cantidad de permisos de emisión negociables**

Para cada fase, los Estados han de decidir la cantidad total de permisos y la asignación a cada instalación, todo ello de acuerdo con el Plan Nacional de Concesión de Cuotas. Estas cantidades han de decidirse 3 meses antes del comienzo de la primera fase y 12 meses antes del comienzo de la segunda fase.

Además, se han de tener en cuenta las posibilidades para nuevos entrantes.

➤ **Penalizaciones**

Los Estados deben elaborar reglas para las infracciones a las disposiciones

nacionales adoptadas en la Directiva y tomar las medidas necesarias para su puesta en práctica. Deben comunicarlas antes del 31/12/2003.

Las sanciones deben ser efectivas, proporcionales y disuasorias. Los Estados deberán publicar la lista de los operadores que no han cumplido con las disposiciones de la Directiva antes del 31 de marzo del año siguiente al del cumplimiento.

Cuantía de la sanción:

Fase 1: 40 € para cada tonelada de CO₂ equivalente en exceso emitida por la instalación. Además el pago de esta sanción no exime al operador de la restitución de un número de permisos igual al exceso en el compromiso del año siguiente.

Fase 2: 100 €/ton CO₂ equivalente, y las mismas condiciones que para la Fase 1.

➤ **Causas de fuerza mayor**

Se introduce en este artículo la imposibilidad de solicitar a la Comisión, por parte de los Estados Miembros una asignación de derechos de emisión adicionales en determinadas instalaciones por circunstancias de fuerza mayor.

➤ **Relación con los otros mecanismos del Protocolo de Kioto**

Reconocimiento a partir del 2005 de los créditos procedentes de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (CDM) y de la Ejecución conjunta (JI) para su integración dentro del mercado europeo de derechos de emisión.

➤ **Reconocimiento de la posibilidad de «pooling»**

Alemania introdujo la posibilidad de que se formen asociaciones de instalaciones de la misma actividad (*pools*) para gestionar a través de un único representante (*trustee*) y así no sería necesaria una repartición estricta por instalación sino que el representante gestionaría las asignaciones de manera global para todas las instalaciones en conjunto, así como las transferencias y otras operaciones responsabilizándose del cumplimiento de las obligaciones.

9.2.2 ESTRATEGIA DE ACIDIFICACIÓN

Estas Propuestas de Directivas han sido adoptadas como tal, dos en el año 2001 y la otra en el año 2002.

Dentro de la Estrategia Comunitaria para Combatir la Acidificación que la Comisión de la Unión Europea presentó en marzo de 1997 se enmarcan, entre otras, dos Directivas: *La Directiva de Techos Nacionales de Emisión (Directiva NEC)*, *la Directiva sobre limi-*

tación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (Directiva GIC).

La situación y los avances realizados en relación con dichas Directivas, desde la adopción y publicación de las mismas en el año 2001, son los siguientes.

DIRECTIVA 2001/80/CE, SOBRE LIMITACIÓN DE EMISIONES A LA ATMÓSFERA DE DETERMINADOS AGENTES CONTAMINANTES PROCEDENTES DE GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN (DIRECTIVA GIC)

Se encuentra en proceso de tramitación el Real Decreto por el que se va a trasladar a la legislación española la Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo, esperándose que se publique durante el año 2003.

El citado Real Decreto contempla la decisión de España de optar, en relación con las instalaciones existentes (las autorizadas antes del 1 de julio de 1987), por la elaboración de un Plan Nacional de reducción de emisiones para las mismas (modelo «burbuja»), que consiga reducir, a partir del 1 de enero de 2008, las emisiones totales de SO₂, NO_x y partículas del conjunto de las instalaciones existentes a los niveles que se hubieran alcanzado aplicando individualmente a cada instalación existente unos límites de emisión similares a los que la actual Directiva 88/609/CEE establece para las instalaciones nuevas.

Se está trabajando, asimismo, en la elaboración del citado Plan Nacional que, según la Directiva 2001/80/CE, debe comunicarse a la Comisión Europea, con anterioridad al 27 de noviembre de 2003.

El Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las instalaciones existentes se basará en la Recomendación 2003/47/CE, de la Comisión Europea, de 15 de enero de 2003 (DOCE, de 22 de enero de 2003).

Como características notables del citado Plan Nacional cabe reseñar que el cierre de una instalación incluida en el mismo, no podrá dar lugar a un aumento de las emisiones anuales totales del resto de las instalaciones que dicho Plan Nacional abarque.

Asimismo, pueden quedar exentas de los compromisos del Plan Nacional, así como del resto de las obligaciones de la Directiva 2001/80/CE, aquellas instalaciones que el titular de las mismas se comprometa a no utilizar más de 20.000 horas operativas a partir del 01/01/2008 y hasta, a más tardar, el 31/12/2015. Este compromiso debe presentarlo el titular de la instalación ante la autoridad competente, antes del 30 de junio de 2004.

DIRECTIVA 2001/81/CE, SOBRE TECHOS NACIONALES DE EMISIÓN DE DETERMINADOS CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS (DIRECTIVA NEC)

Al no aplicar la Directiva 2001/81/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo (Directiva NEC), a particulares, sino a cada Estado miembro en su conjun-

to, para los que se establecen unos techos nacionales para las emisiones de SO₂, NO_x, NH₃ y COV, para el año 2010, que figuran en el Anexo I de la misma, de forma que las emisiones totales anuales de cada Estado miembro no superarán dichos techos, a más tardar, en el citado año 2010, no se requiere traslación de la misma al ordenamiento de los Estados miembros y no se va a hacer en el caso de España.

Para el cumplimiento de los requisitos de la Directiva 2001/81/CE, ésta requiere a los Estados miembros que elaboren programas para la reducción de los cuatro contaminantes con objeto de que se puedan cumplir, como mínimo, los techos del Anexo I de la misma. Estos programas deben elaborarse a más tardar el 1 de octubre de 2002, e informar a la Comisión Europea antes del 31 de diciembre de 2002. Dichos programas, en la medida que resulte necesario, serán revisados y actualizados por los Estados miembros antes del 1 de octubre de 2006 y enviados a la Comisión con anterioridad al 31 de diciembre de 2006. A partir de este año, se revisarán bianualmente.

Asimismo, los Estados Miembros deben preparar y actualizar anualmente inventarios y proyecciones de las emisiones para los cuatro gases contaminantes, que transmitirán, antes del final de cada año, a la Comisión Europea y a la Agencia Europea de Medio Ambiente, conjuntamente con las previsiones de emisiones para el año 2010.

España ha elaborado el Primer Programa de reducción progresiva de las emisiones nacionales de contaminantes, que contiene una aproximación inicial a las medidas de reducción progresiva de las emisiones nacionales de los sectores más significativos en sus emisiones: industrial (SO₂ y COVs), energético (SO₂ y NO_x), transporte (NO_x y COVs) y agrario (NH₃).

Para cada uno de los sectores indicados, se han considerado las medidas ya adoptadas o previstas en relación con las emisiones de los contaminantes afectados.

En particular, en relación con el sector energético, ha sido un importante referente el documento de «Planificación y Desarrollo de las Redes de Transporte Eléctrico y Gasista 2002-2011», del Ministerio de Economía, aprobado por el Consejo de Ministros el día 13 de septiembre de 2002.

Se ha valorado la reducción de emisiones en el sector energético, principalmente en las grandes instalaciones de combustión y sobre las nuevas calidades de los productos petrolíferos, contemplándose los objetivos ambientales derivados de la planificación energética y de los compromisos internacionales, teniendo en cuenta, entre otros, los límites de emisión establecidos en las directivas sobre grandes instalaciones de combustión y techos nacionales de emisión, en las directivas relativas a las emisiones de fuentes móviles y en las directivas sobre especificaciones de productos petrolíferos.

En la medida que vayan avanzando los trabajos, ya en curso, de cuantificación de escenarios de trabajo para plantear las hipótesis y proyecciones para el año 2010, el Primer Programa será objeto de una mayor profundización y su alcance podrá, en próximas revisiones, determinar informaciones y análisis que no ha sido posible determinar en el Primer Programa.

OTRAS DIRECTIVAS COMUNITARIAS

DIRECTIVA 2002/3/CE, RELATIVA AL OZONO EN EL AIRE AMBIENTE

La Directiva 2002/3/CE, de 12 de febrero, del Parlamento Europeo y del Consejo, está relacionada con la Directiva 2001/81/CE (Directiva NEC), y es una Directiva «hija» de la Directiva 96/62/CE del Consejo, de 27 de septiembre de 1996, Directiva Marco sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente.

La Directiva 2003/3/CE tiene por objeto establecer valores para las concentraciones de ozono troposférico en el año 2010, así como los umbrales de alerta y los umbrales a partir de los cuales se debe informar al público, que sirvan para evitar, prevenir o reducir los efectos nocivos del ozono troposférico sobre la salud humana y el medio ambiente en el ámbito de la Unión Europea.

Por medio de esta Directiva se garantiza el uso de métodos y de criterios comunes para la evaluación de las concentraciones de ozono, así como el acceso de la información por parte del público y una mayor cooperación entre los Estados miembros en este campo.

La Directiva permite que los Estados miembros puedan designar zonas o aglomeraciones dentro de las cuales los niveles de ozono en el aire ambiente puedan rebasar los valores límite que se establecen en la Directiva. Para dichas zonas o aglomeraciones, los Estados miembros elaborarán y ejecutarán planes de actuación, en base a lo establecido en la Directiva Marco 96/62/CE y de acuerdo con las disposiciones de la Directiva 2001/81/CE (Directiva NEC), debiendo comunicar los mismos a la Comisión de la Unión Europea.

En la Directiva, además de señalar que la información ambiental debe ponerse a disposición del público, figuran criterios para la determinación de las concentraciones en el aire ambiente del ozono, así como para la ubicación de los puntos de toma de muestras y los requisitos mínimos del número de estaciones de medida requeridas.

La Directiva 2002/3/CE establece un sistema de transmisión de información de los Estados miembros a la Comisión Europea, la cual, a su vez, emitirá informes en caso de superación de límites.

La Comisión de la Unión Europea, antes del 31 de diciembre de 2004, someterá un informe al Parlamento Europeo y al Consejo, en base, entre otras, a la información transmitida por los Estados miembros, sobre la experiencia obtenida en la aplicación de la Directiva. El informe incluirá una revisión de las disposiciones de la Directiva a la vista de las conclusiones del mismo e irá acompañado, en su caso, de propuestas pertinentes de modificación de la misma.

La Directiva contempla, asimismo, un artículo de sanciones que deberán ser efectivas, proporcionadas y disuasorias, dejando a los Estados Miembros su desarrollo y ejecución.

La Directiva 2001/81/CE debe trasponerse a la legislación interna de los Estados miembros, a más tardar, el 9 de septiembre de 2003.

DIRECTIVA 2003/17/CE, POR LA QUE SE MODIFICA LA DIRECTIVA 98/70/CE RELATIVA A LA CALIDAD DE LA GASOLINA Y EL GASÓLEO

La Directiva 2003/17/CE, de 3 de marzo, del Parlamento Europeo y del Consejo, tiene por objeto modificar la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina sin plomo y el gasóleo de automoción, reduciendo el contenido en azufre de las gasolinas y gasóleos de automoción de 50 ppm a 10 ppm, dentro del contexto de los Programas AUTO-OIL, para reducir las emisiones de contaminantes a la atmósfera en el sector del transporte.

Tanto las gasolinas sin plomo como los gasóleos de automoción con 10 ppm deben estar en el mercado como únicos carburantes que puedan comercializarse, a más tardar el 1 de enero de 2009, debiendo haber disponibilidad de ambos carburantes en el mercado, a más tardar el 1 de enero de 2005.

La Directiva 2003/17/CE debe trasponerse a la legislación interna de los Estados miembros, a más tardar, el 30 de junio de 2003, debiendo aplicar las disposiciones de la misma a partir del 1 de enero de 2004.

Está previsto que en Real Decreto de transposición de la Directiva se recopile toda la información relativa a las especificaciones de los productos petrolíferos, tanto carburantes como combustibles, que se encuentra dispersa en varias disposiciones.

9.3 Ámbito nacional

CONSEJO NACIONAL DEL CLIMA Y OFICINA ESPAÑOLA DE CAMBIO CLIMÁTICO

En cuanto a la Estrategia española de lucha frente al cambio climático, ha tenido lugar en mayo del 2002 la aprobación por unanimidad de la ratificación del Protocolo de Kioto por el Congreso y por el Senado.

También ha tenido lugar el 22/4/2002 la primera reunión del Plenario del Consejo Nacional del Clima (adscribido al Ministerio de Medio Ambiente cuya principal función es la elaboración y seguimiento de la Estrategia Española frente al Cambio Climático), comenzando asimismo su trabajo la Comisión Permanente del Consejo Nacional del Clima, cuyo objetivo es la elaboración de la Estrategia de lucha contra el cambio climático.

También han tenido lugar, a partir de marzo del 2002, las reuniones constitutivas de los tres grupos de trabajo constituidos sobre cambio climático coordinados por la CEOE (Confederación Española de Organizaciones Empresariales) y la OECC (Oficina Española de Cambio Climático).

- GT sobre el Proyecto de Directiva de Mercados de Derechos de Emisión.
- GT sobre Políticas y Medidas Sectoriales para la Reducción de Emisiones.
- GT sobre Aplicación de los Mecanismos de Desarrollo Limpio e Implantación Conjunta.

LEY 16/2002, DE 24 DE SEPTIEMBRE, RELATIVA A LA PREVENCIÓN Y CONTROL INTEGRADO DE LA CONTAMINACIÓN

La Ley 16/2002, que traslada a la legislación española la Directiva 96/61/CE del Consejo, tiene por objeto evitar o, cuando ello no sea posible, reducir y controlar la contaminación de la atmósfera, el agua y del suelo, mediante el establecimiento de un sistema de prevención y control integrados de la contaminación, con el fin de alcanzar una elevada protección del medio ambiente en su conjunto.

La Ley es aplicable a las instalaciones de titularidad pública o privada en las que se desarrolle alguna de las actividades industriales cuyas categorías se encuentran en el Anejo I de la Ley, con excepción de las instalaciones, o partes de las mismas, que se dediquen a la investigación, desarrollo y experimentación de nuevos productos o procesos.

En el Anejo I de la Ley figuran once (11) categorías de actividades e instalaciones, que son las siguientes:

1. Instalaciones de combustión.
2. Producción y transformación de metales.
3. Industrias minerales.
4. Industrias químicas.
5. Gestión de residuos.
6. Industria del papel y cartón.
7. Industria textil.
8. Industria del cuero.
9. Industrias agroalimentarias y explotaciones ganaderas.
10. Consumo de disolventes orgánicos.
11. Industria del carbono.

Las industrias de los sectores energéticos se encuentran incluidas en el Grupo I «Instalaciones de combustión», que se subdivide en los apartados siguientes:

- 1.1. Instalaciones de combustión con una potencia térmica superior a 50 Mw:
 - a) Instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen ordinario o en régimen especial, en las que se produzca la combustión de combustibles fósiles, residuos o biomasa.
 - b) Instalaciones de cogeneración, calderas, hornos, generadores de vapor o cualquier otro equipamiento o instalación de combustión existente en una industria, sean o no ésta su actividad principal.
- 1.2. Refinerías de petróleo y gas:
 - a) Instalaciones para el refinado de petróleo o de crudo de petróleo.
 - b) Instalaciones para la producción de gas combustible distinto del gas natural y gases licuados del petróleo.

I.3. Coquerías.

I.4. Instalaciones de gasificación y licuefacción de carbón.

La Ley establece que, a los solos efectos de la protección del medio ambiente y de la salud de las personas, con independencia de que requieran otro tipo de autorizaciones, las instalaciones a que aplica la misma no podrán funcionar si no disponen de la correspondiente «autorización ambiental integrada», que se otorga por el órgano competente de la Comunidad Autónoma donde se encuentre ubicada la instalación, y en la que se establecen las condiciones destinadas a garantizar que la instalación cumple con los requisitos ambientales de la Ley.

Mediante la autorización ambiental integrada y los procedimientos precisos para su obtención, se dispone de un sistema de prevención y control de la contaminación que integra en un solo acto de intervención administrativa las autorizaciones sobre producción y gestión de residuos, las relativas a los vertidos a las aguas continentales y de vertidos desde tierra al mar, así como las relativas a la contaminación atmosférica.

En la Ley, pendiente de su desarrollo reglamentario, se regulan el contenido de la solicitud de la autorización ambiental integrada, a presentar por el titular de la instalación, su tramitación, los informes preceptivos, el trámite de audiencia y la resolución.

La autorización ambiental integrada contendrá, como mínimo, entre otros, los valores límite de emisión de contaminantes, prescripciones para protección del suelo y de las aguas subterráneas y para la gestión de residuos que se vayan a generar, disposiciones en relación con los sistemas y procedimientos para el tratamiento y control de todo tipo de emisiones y residuos y medidas relativas a las condiciones de explotación en situaciones distintas a las normales que puedan afectar al medio ambiente. En el anejo 3 de la Ley figura una lista de las principales sustancias contaminantes que se tomarán obligatoriamente en consideración si son pertinentes para fijar valores límite de emisión, tanto para emisiones a la atmósfera como vertidos al agua.

En la determinación en la autorización ambiental integrada de los límites de emisión se deberá tener en cuenta, entre otras consideraciones, la información sobre las mejores técnicas disponibles, sin prescribir la utilización de una técnica o tecnología específica, información que suministrará la Administración General del Estado a las Comunidades Autónomas; las características técnicas de la instalación, su implantación geográfica y las condiciones locales del medio ambiente; los planes nacionales aprobados, en su caso, para dar cumplimiento a compromisos establecidos en la normativa comunitaria o en tratados internacionales suscritos por el Estado español o por la Unión Europea; y los valores límite de emisión fijados, en su caso, por la normativa en vigor en la fecha de la autorización. El anejo 4 de la Ley contiene una relación de aspectos que deben tenerse en cuenta con carácter general, o en un supuesto particular, cuando se determinen las mejores tecnologías disponibles, teniendo en cuenta los costes y ventajas que pueden derivarse de una acción y los principios de precaución y prevención.

El Gobierno, sin perjuicio de las normas adicionales de protección que dicten las Comunidades Autónomas, podrá establecer valores límite de emisión para las sustancias

contaminantes, en particular para las enumeradas en el anejo 3 de la Ley, y para las actividades industriales incluidas en el ámbito de aplicación de la misma. Mientras no se fijen dichos valores, en el anejo 2 de la Ley figuran unas normas cuyos valores límite deben cumplirse, como mínimo, y, en su caso, en las normas adicionales de protección dictadas por las Comunidades Autónomas.

La autorización ambiental integrada se otorgará por un plazo de ocho (8) años, transcurrido el cual deberá ser renovada y, en su caso, actualizada por períodos sucesivos, estableciendo la Ley los casos en que la autorización ambiental integrada podrá ser modificada de oficio.

Desde el día 3 de julio de 2002, día de entrada en vigor de la misma, la Ley 16/2002 es aplicable a las nuevas instalaciones.

Las instalaciones existentes, definidas en el artículo 3.d) de la misma, deberán adaptarse a la Ley, de acuerdo con su disposición transitoria primera, antes del 30 de octubre de 2007, fecha en que deberán contar con la pertinente autorización ambiental integrada. A dichos efectos, si la solicitud de la autorización ambiental integrada se presentara antes del día 1 de enero de 2007 y el órgano competente para otorgarla no hubiera dictado resolución expresa con anterioridad al 30 de octubre de 2007, las instalaciones existentes podrán continuar en funcionamiento de forma provisional hasta que se dicte dicha resolución, siempre que se cumplan los requisitos de carácter ambiental exigidos por la normativa sectorial aplicable.

REAL DECRETO 1073/2002, DE 18 DE OCTUBRE, SOBRE EVALUACIÓN Y GESTIÓN DE LA CALIDAD DEL AIRE AMBIENTE EN RELACIÓN CON EL DIÓXIDO DE AZUFRE, DIÓXIDO DE NITRÓGENO, ÓXIDOS DE NITRÓGENO, PARTÍCULAS, PLOMO, BENCENO Y MONÓXIDO DE CARBONO

El objeto del Real Decreto 1073/2002 es definir y establecer valores límite y umbrales de alerta con respecto a las concentraciones de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, óxidos de nitrógeno, partículas, plomo, benceno y monóxido de carbono en el aire ambiente, y regular la evaluación, el mantenimiento y la mejora de la calidad del aire en relación con dichas sustancias, así como la información al público y los compromisos de información a la Comisión Europea.

Con el presente Real Decreto se trasladan a la legislación española la Directivas 1999/30/CE, del Consejo, de 22 de abril, relativa a los valores límite de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente y la Directiva 2000/69/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de noviembre, sobre los valores límite para el benceno y el monóxido de carbono en el aire ambiente, ambas Directivas «hijas» de la Directiva 96/62/CE del Consejo, de 27 de septiembre de 1996, Directiva Marco sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente.

En los anexos I hasta el VI del Real Decreto figuran, respectivamente para los contaminantes regulados, los valores límite, márgenes de tolerancia y umbrales de alerta, con diferentes fechas en las cuales los valores límite no deberán superarse.

Corresponde a las Comunidades Autónomas y, en su caso, a las Entidades locales, designar los órganos competentes, laboratorios, institutos u organismos técnico-científicos acreditados que se encarguen de la aplicación de las normas del Real Decreto sobre calidad del aire ambiente, toma de datos y evaluación de las concentraciones de contaminantes.

Corresponde, asimismo, a las Comunidades Autónomas, en su ámbito territorial, la elaboración de listas diferenciadas donde se incluyan las zonas y aglomeraciones en las que los niveles de los contaminantes regulados se encuentren por debajo de los valores límites, aquellas en las que tengan los niveles de alguno de los contaminantes entre los valores límite y dichos valores límite incrementados en su margen de tolerancias y, asimismo, aquellas donde se supere, por uno o más de los contaminantes regulados, su valor límite incrementado en el margen de tolerancia, así como de aquellas zonas o aglomeraciones en las que se superen los valores límite de dióxido de azufre o de partículas PM_{10} debido a fuentes naturales.

Es competencia de las Comunidades Autónomas, en su ámbito territorial, la adopción de las medidas necesarias para garantizar que las concentraciones de los contaminantes regulados no superen los valores límite y para la mejora de dichas concentraciones, así como el establecimiento de los planes de actuación en las zonas o aglomeraciones en que se superen los niveles incrementados en su margen de tolerancia, para conseguir alcanzar los valores límites en los plazos pertinentes, y de la adopción de las medidas de urgencia cuando se superen o se prevea que van a superarse los umbrales de alerta, tendentes al restablecimiento de las concentraciones por debajo de dichos umbrales de alerta, comunicando la información correspondiente al público en caso de superación de éstos.

Al Ministerio de Medio Ambiente, a través de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, le corresponde adoptar las medidas de coordinación que, en aplicación del presente Real Decreto, resulten necesarias para facilitar a la Comisión Europea los datos e informaciones derivados de la normativa comunitaria y para llevar a cabo programas comunitarios de garantía de la calidad organizados por la Comisión Europea.

La evaluación de la calidad del aire ambiente se realizará utilizando bien mediciones directas, bien técnicas de modelización o de estimación objetiva, bien campañas de mediciones significativas, de investigaciones o de valoraciones.

En los anexos VII hasta el XI del Real Decreto figuran, respectivamente, los criterios de determinación de los umbrales de evaluación superior e inferior, la ubicación de los puntos de muestreo para la medición de las concentraciones de los diferentes contaminantes regulados, la determinación del número mínimo de puntos de muestreo para la medición fija de las concentraciones, los objetivos de calidad de los datos y presentación de resultados, así como los métodos de referencia para la evaluación de las concentraciones.

PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LAS REDES DE TRANSPORTE ELÉCTRICO Y GASISTA

En 2002 se ha culminado el proceso de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas, que incluye el desarrollo de las redes de transporte en 2002-2011 y fue aprobado por el Consejo de Ministros el 13 de septiembre de 2002 y presentado posteriormente al Congreso de los Diputados.

Esta planificación supone el desarrollo de infraestructuras eléctricas y gasistas que hacen viable la disponibilidad de gas natural en todo el territorio y, especialmente, para generación eléctrica con tecnologías eficientes, junto con el apoyo a las energías renovables. Todo ello crea una estructura de demanda energética futura en España con menor impacto sobre el medio ambiente.

Esta Planificación se recoge con mayor detalle en el Capítulo II de este Informe.

ESTRATEGIA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ESPAÑA

La Planificación antes citada supone una mejora de eficiencia energética por el lado de la oferta, especialmente en generación eléctrica. Por ello se complementa con la Estrategia de Eficiencia Energética, que mejora la eficiencia por el lado de la demanda final de energía, incidiendo con medidas sobre el sector industrial, transporte, residencial y terciario.

Esta Estrategia está actualmente en desarrollo, estando prevista su aprobación durante 2003.

10.1 El 4.º Plan Nacional de I+D+I

Continúa el desarrollo del Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica para el período 2000-2003, que incluye todas las actuaciones públicas que se financian con cargo a los Presupuestos Generales del Estado o mediante otros recursos extrapresupuestarios (fondos estructurales de la Unión Europea, recuperaciones de créditos a empresas, etc.) y enmarca toda la acción de la Administración General del Estado en una estrategia común, con siguientes objetivos estratégicos:

- Incrementar el nivel de la ciencia y tecnología españolas, tanto en tamaño como en calidad.
- Elevar la competitividad de las empresas y su carácter innovador.
- Mejorar el aprovechamiento de los resultados de I+D por parte de las empresas y de la sociedad española en su conjunto.
- Fortalecer el proceso de internacionalización de la ciencia y la tecnología españolas.
- Incrementar los recursos humanos cualificados tanto en el sector público como en el privado, con especial énfasis en este último, así como aumentar la movilidad entre los diferentes centros.
- Aumentar el nivel de conocimientos científicos y tecnológicos de la sociedad española.
- Mejorar los procedimientos de coordinación, evaluación y seguimiento técnico del Plan Nacional.

Dentro de este Plan, las acciones estratégicas del Programa de Energía deben cubrir actuaciones de demostración, además de las de I+D, de forma que se profundice en la colaboración entre centros de investigación, centros tecnológicos y empresas, en un área sectorial caracterizada en etapas anteriores, por una fuerte presencia de consorcios entre centros públicos y empresas privadas. Se da prioridad a las actuaciones más próximas al desarrollo pre-competitivo, afín a las necesidades empresariales de este sector. Para el logro de estos objetivos se establecen las acciones estratégicas siguientes:

■ *Acción estratégica sobre sistemas energéticos más eficientes y menos contaminantes*

Esta acción tiene por finalidad reducir el impacto ambiental en la generación de energía. Para ello se investigarán las tecnologías que supongan la utilización de alternativas más respetuosas con el medio ambiente, tales como las fuentes renovables de energía y las pilas de combustible. Se considerarán como prioritarias aquellas acciones que favorezcan, de forma más clara, la maduración de las empresas emergentes en estas áreas.

■ *Acción estratégica sobre transporte, almacenamiento, distribución y utilización más económicos y eficientes de la energía*

La acción estratégica tiene por finalidad desarrollar un servicio energético fiable, eficiente, seguro, limpio y económico que redundará en un incremento de la competitividad de la industria nacional. Las actividades de I+D y demostración se centrarán en las siguientes actuaciones: fomento del uso racional de la energía en la industria, y de sistemas eficientes de almacenamiento y transporte de la electricidad.

■ *Acción estratégica sobre sistemas alternativos de propulsión y nuevos combustibles para el sector de transporte*

En los Programas de Automoción y de Transporte se tratan la mayor parte de las actuaciones referidas a este último sector. No obstante, los aspectos energéticos tienen la suficiente entidad como para estar individualizados en el Programa de Energía.

El mayor crecimiento en las emisiones de CO₂ se deriva del sector del transporte, por lo que el cumplimiento de los compromisos adquiridos en Kioto exige el desarrollo de tecnologías que reduzcan drásticamente las emisiones. Las actuaciones en esta acción estratégica se centrarán en la aplicación de nuevos combustibles para automoción, la mejora de los combustibles actuales y la propulsión eléctrica, priorizando su uso en el transporte colectivo.

■ *Acción estratégica sobre otras actuaciones*

Junto a las acciones estratégicas definidas anteriormente, y como complemento de ellas, deben abordarse otras actuaciones que cubran líneas de especial interés en el área de energía. Es el caso de la optimización de los combustibles fósiles, la integración de las energías renovables, la seguridad nuclear y los aspectos medioambientales y socioeconómicos de la energía. Estas acciones pueden servir de incentivo y apoyo a la exportación de la experiencia operacional de nuestras empresas energéticas maduras (tecnología de uso), instrumentada a través de conciertos entre dichas empresas, las ingenierías y los centros de investigación.

10.2 Resultados del Programa Nacional de Energía en 2002

Durante el año 2002, el Ministerio de Ciencia y Tecnología ha gestionado el Programa Nacional de la Energía, al igual que el año anterior, al transferirse en el 2001 las competencias que en este sentido tenía el Ministerio de Economía ejercidas a través de la Dirección General de Política Energética y Minas. La financiación está basada en sub-

venciones y anticipos reembolsables con cargo a las partidas presupuestarias generales del Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT).

Los resultados alcanzados en la convocatoria del 2002, pueden concretarse en los siguientes aspectos:

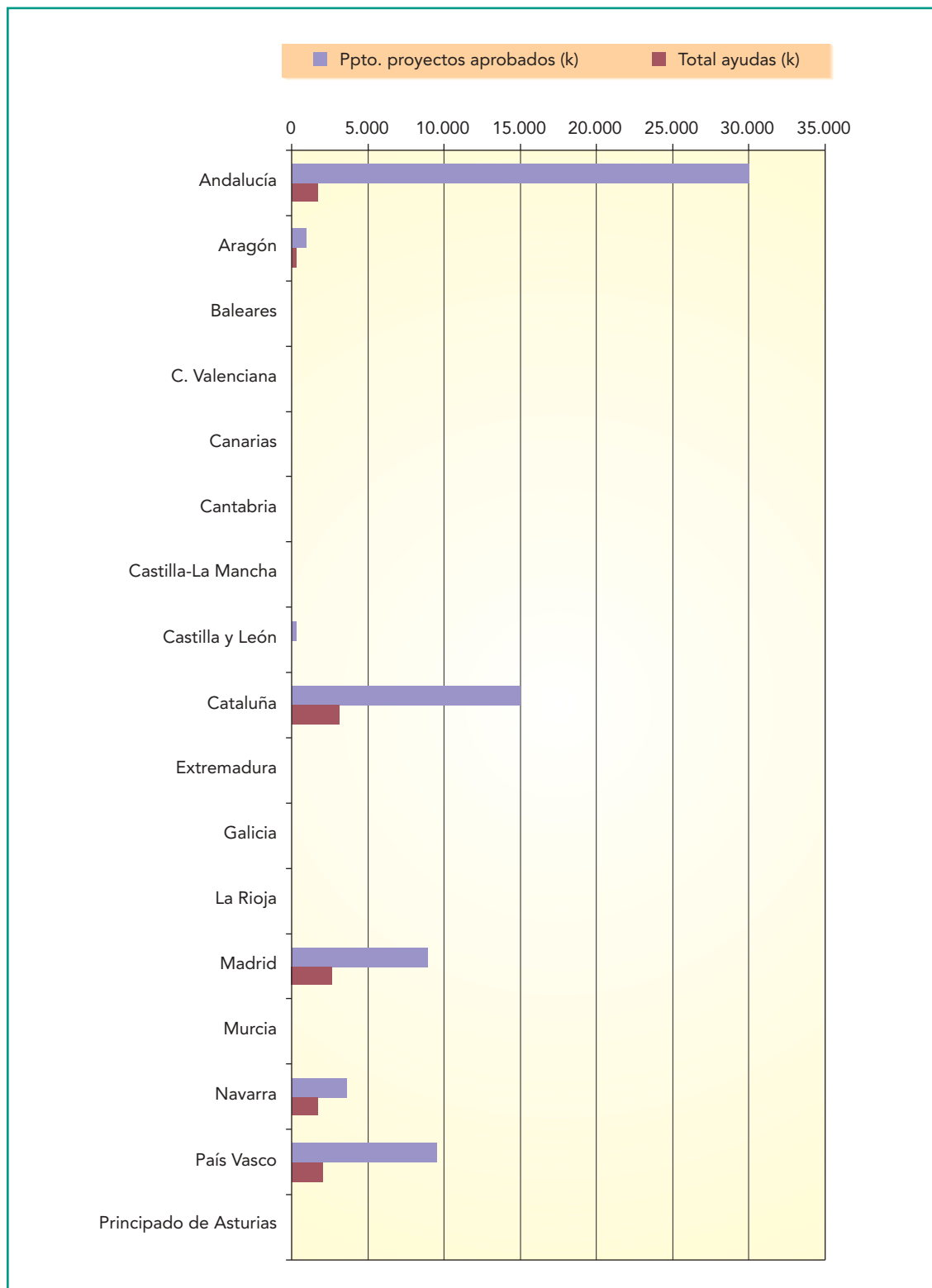
- El número de proyectos presentados es de 197, frente a 235 en el año 2001. Este descenso, del 16%, puede deberse al mejor conocimiento de las empresas del tipo de proyectos seleccionados.
- Los proyectos presentados reflejan un presupuesto total para el periodo 2002/2003 de 145,567.50 miles de euros, mientras que en el año anterior la cifra se situó en 280,436.50 miles de euros lo que significa un decremento del 48%.
- Los proyectos aprobados fueron 48, con un presupuesto de 68,546.50 miles de euros; los cuales suponen un descenso del 32% respecto al año 2001, cuando se aprobaron 78 proyectos, derivado del menor número de solicitudes.
- Las ayudas concedidas por el Programa de Energía han sido de 964.40 millones de pesetas en forma de subvenciones y de 10,068.50 miles de euros en forma de anticipos reembolsables. Estas cifras representan, al comparar estos resultados con los del año 2001, un importante descenso, pues los dos conceptos suponen una subvención neta equivalente de 4,320.57 miles de euros, que frente a los 7,741.00 miles de euros en subvenciones, únicamente, distribuidas el año anterior, representa una disminución del 44%.

En cuanto a la distribución de los resultados por Acciones Estratégicas, descritas en el Programa Nacional de la Energía, ha sido la siguiente:

- Sistemas energéticos más eficientes y menos contaminantes, se presentaron 94 proyectos con un presupuesto de 94.636,2 miles de euros, de los que se aprobaron 26, con subvenciones de 711 miles de euros y anticipos de 4.831,85 miles de euros. De los 26 aprobados destacan: 3 proyectos de energía solar térmica, 8 de biomasa, 5 proyectos de energía eólica, 7 de solar fotovoltaica y 3 proyectos de pila de combustible.
- Sistemas de transporte, almacenamiento, distribución y utilización más económicos y eficientes de la energía, se presentaron 37 proyectos con un presupuesto de 13.821,46 miles de euros de los que se aprobaron 8, a los que se les ha concedido subvenciones de 83,4 miles de euros y anticipos de 1.253,15 miles de euros. De los 8 proyectos, 8 corresponden a uso final de la energía y ninguno a transporte, distribución y almacenamiento de electricidad.
- Sistemas alternativos de propulsión y nuevos combustibles para el sector transporte, se presentaron 19 proyectos con un presupuesto de 19.801,84 miles de euros, de los que 5 fueron aprobados, concediéndoseles 85 miles de euros en subvenciones y 2.231 en anticipos. De los 5 proyectos, 3 corresponden a combustibles alternativos, 1 a mejora de combustible y 1 a propulsión eléctrica.

GRÁFICO 10.1

Proyectos aprobados y presentados por comunidad



- Otras actuaciones, de los 47 proyectos presentados con un presupuesto de 17.308 miles de euros, 9 fueron aprobados, dándoseles ayudas en forma de subvención, 146,4 miles de euros, y en forma de anticipos, 1.752,51 miles de euros. De los 9 proyectos aprobados, 6 son de integración de energías renovables, 1 de impacto sobre el medio ambiente, 1 de seguridad de las instalaciones nucleares y 1 de utilización de combustibles fósiles.

En el año 2002, de los resultados referentes al Programa de Energía, distribuidos por Comunidades Autónomas, destacan las de Cataluña (15 proyectos aprobados), Madrid (12 proyectos aprobados), Andalucía (10 proyectos aprobados) y País Vasco (6 proyectos aprobados), presentando los siguientes resultados:

- La Comunidad Autónoma que más ayuda ha recibido en términos de ayudas totales, ha sido Cataluña —3.083,9 miles de euros en el año 2002— con un ascenso sobre el año anterior de un 169%, seguida de Madrid con 2.718,8 miles de euros, lo que supone un incremento del 147% respecto al 2001. Andalucía ha recibido 1.715,5 miles de euros en ayudas totales, prácticamente igual que en el año anterior, que se recibieron 1.580 miles de euros y el País Vasco ha recibido 1.985,3 miles de euros lo que supone un ascenso del 188%.

Analizando los resultados desde la perspectiva de los tipos de coordinadores, destacar que las empresas se llevan el 36,8% del total de las subvenciones y el 72% de los

GRÁFICO 10.2

Proyectos según tipo de coordinador

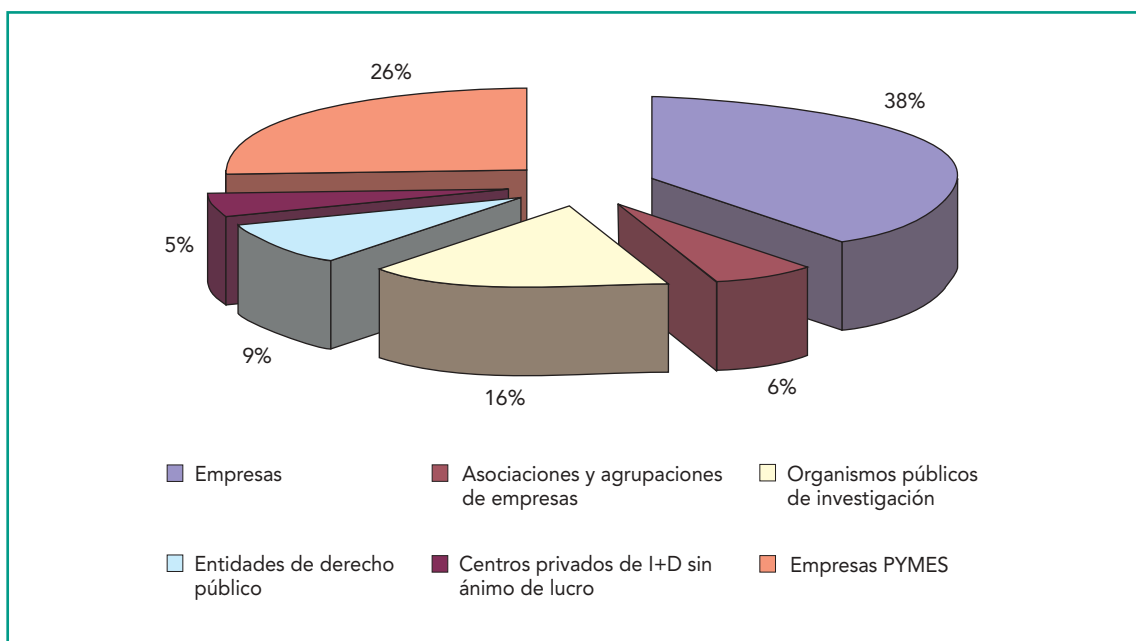
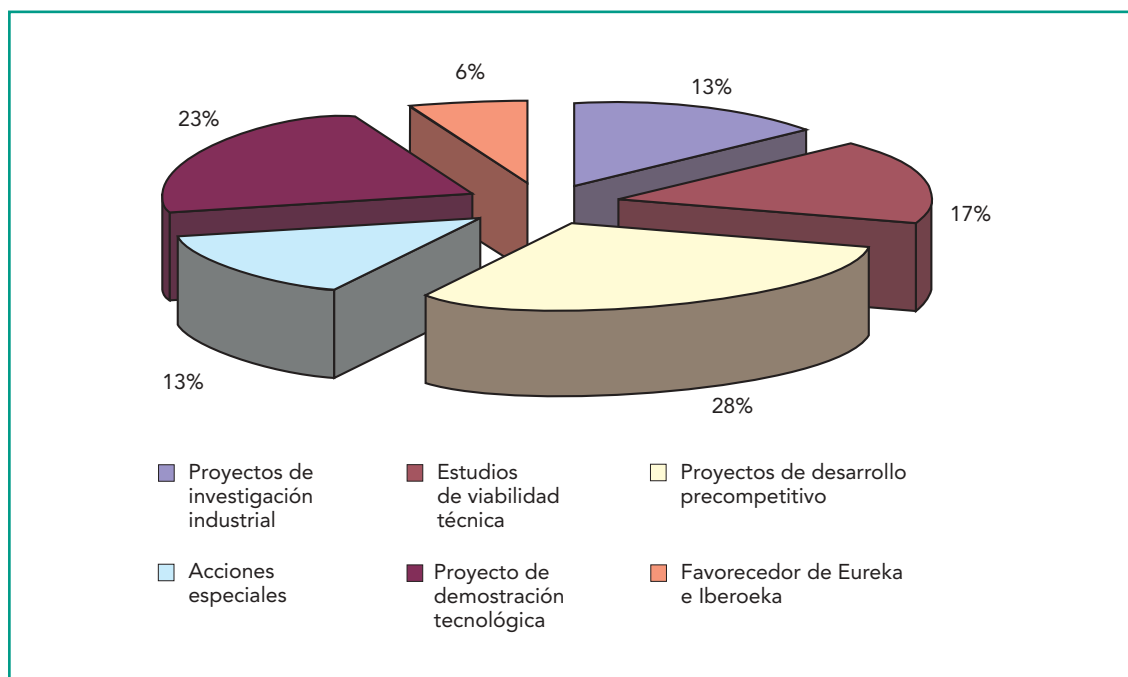


GRÁFICO 10.3

Proyectos según el tipo de proyecto



anticipos, los organismos públicos de investigación tienen el 36,7% de las subvenciones y el 2% del total de anticipos y que las PYMES se llevan el 18% del total de las subvenciones y el 17% del total de anticipos.

También interesa analizar estos resultados desde la perspectiva de los tipos de proyectos aprobados. Los proyectos de desarrollo precompetitivo se llevan el 37% del total de las subvenciones y el 38% del total de los anticipos, los estudios de viabilidad técnica tienen el 17% de las subvenciones y el 16% del total de anticipos y los proyectos Eureka e Iberoeke tienen el 17% del total de subvenciones.

10.3 Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)

El Ciemat, Organismo Público de Investigación dependiente del Ministerio de Ciencia y Tecnología, con especial atención a la investigación y desarrollo en los campos de la energía y del medio ambiente, tuvo durante el año 2002 un presupuesto total de 69,2 millones de euros.

Además de un conjunto de proyectos de investigación en temas de física de partículas, astrofísica y biología molecular, que tienen un carácter más básico y una aplicación no directamente energética, el Ciemat mantiene actuaciones en , prácticamente, todos los ámbitos energéticos, incluyendo programas específicos en las áreas de las energías nucle-

ares de fisión y fusión, las energía renovables y los combustibles fósiles. Además realiza un amplio abanico de actividades en el estudio del Impacto Ambiental de la Energía.

Los gastos asociados a estos programas durante el año 2002 han sido los siguientes:

■ Tecnologías de Fisión Nuclear:	10,8 M euros
■ Tecnologías de Combustibles Fósiles:	4,8 M euros
■ Fusión Nuclear:	17,8 M euros
■ Energías Renovables:	15,6 M euros
■ Impacto Ambiental de la Energía:	15,4 M euros

Lo que supone un incremento medio del 14 % en relación con el año 2001.

Las actividades de investigación mas relevantes, en relación con la energía, se concentran en las siguientes áreas.

TECNOLOGÍA DE SEGURIDAD NUCLEAR

Su objetivo es contribuir a la seguridad de las centrales nucleares en operación en España. Durante el año 2002 se ha continuado el programa de investigación sobre comportamiento de materiales bajo irradiación en plantas nucleares objeto del acuerdo de colaboración firmado el año anterior con el CSN y UNESA. Asimismo, en esta línea, se mantiene la participación en el Proyecto Internacional Halden de la OCDE, para estudios con material irradiado.

También dentro del marco de colaboración entre en CSN y UNESA se ha continuado la investigación sobre combustible de alto quemado y sobre la influencia de los factores humanos y las organizaciones en la seguridad de las centrales nucleares.

Se está consolidando la investigación en temas de transmutación de actínidos, especialmente en colaboración con el CEA francés, participando en varios proyectos internacionales en este tema, así como en las técnicas de separación de radionucleidos por métodos hidro y piro metalúrgicos. Todas estas investigaciones cuentan con el apoyo de ENRESA y suponen una considerable mejora del conocimiento en muy diversos aspectos esenciales para la gestión de los residuos radiactivos.

El Plan Integrado para la Mejora de las Instalaciones del Ciemat (PIMIC), que se encuentra ya en su primera fase de realización, está siendo una experiencia, pionera en muchos aspectos, de las técnicas de desmantelamiento de instalaciones nucleares de investigación.

COMBUSTIBLES FÓSILES Y PILAS DE COMBUSTIBLE

El objetivo es contribuir al desarrollo de tecnologías de combustión más limpias y eficientes. Durante este año, se ha realizado el montaje del reactor de un gasificador de lecho fluidificado circulante, escala planta piloto (0,5 MWt), con control automático y se

han definido los distintos elementos del sistema de limpieza de los gases de gasificación; se ha modificado una planta de demostración de combustión en lecho fluidificado burbujeante (3,5 MWt) para facilitar el mantenimiento de condiciones estables de operación con un amplio rango de combustibles/residuos, diseñándose así mismo una línea experimental de limpieza y acondicionamiento de gases en seco, mediante filtración en caliente (200 °C) para retención de partículas y reducción catalítica de N_2O y NO_x ; finalmente, se han llevado a cabo diversos estudios sobre valorización energética de residuos y biomasas por co-combustión con carbón en reactores de lecho fluidificado.

En pilas de combustible, se está realizando el montaje de un demostrador de sistema aislado fotovoltaico combinado con un conjunto Pila de Combustible/Electrolizador/Almacenamiento de Hidrógeno para la redistribución homogénea de la energía solar disponible en un ciclo anual; en cuanto al desarrollo de componentes de pilas, se ha diseñado y se está poniendo a punto un sistema automático para la generación de la capa catalítica sobre electrodos de pilas de combustible poliméricas por dispersión electrohidrodinámica del catalizador. Por otra parte, hemos sido invitados a participar en el Grupo de Alto Nivel para Hidrógeno y Pilas de Combustible que se ha lanzado por iniciativa de la Comisión Europea para propiciar en Europa la transición hacia el uso de este gas como combustible genérico. Por último, se ha impulsado la creación de la Asociación de Pilas de Combustible de España (APPICE) y de la Asociación Española del Hidrógeno (AeH), siendo el Ciemat la sede social de la primera y ocupando la vicepresidencia de la segunda.

FUSIÓN Y PARTÍCULAS ELEMENTALES

Los proyectos en Fusión por Confinamiento Magnético, Materiales para Fusión, Física Experimental de Altas Energías, Superconductividad y Astrofísica se desarrollan en un contexto de grandes programas supranacionales (JET, NET-ITER, BRITE-EURAM en el caso de la Fusión y CERN, DOE y NASA en el caso de Altas Energías y Astrofísica), lo que asegura un alto grado de competitividad y calidad científica.

En el Proyecto de Fusión por Confinamiento Magnético hay que destacar la realización de 1.800 descargas de plasma en el Stellarator TJ-II, utilizando el sistema de calentamiento de microondas de alta potencia. Se continúa trabajando con el Instituto Max Planck alemán para el desarrollo del concepto Stellarator de fusión en Europa.

Se ha continuado colaborando con los proyectos internacionales JET e ITER. Se ha dedicado un esfuerzo muy relevante a la valoración del posible emplazamiento de ITER en España, que ha conducido a que tras un exhaustivo estudio técnico realizado en colaboración con diversas industrias e instituciones, se haya presentado una propuesta a la Unión Europea para emplazar la instalación ITER en Vandellós (Tarragona), que ha sido evaluada positivamente por el grupo de expertos creado a tal efecto. Se espera que la decisión sobre el emplazamiento de esta gran instalación internacional de investigación, sea tomada antes del verano de 2003.

ENERGÍAS RENOVABLES

Durante el año 2002, en los centros de Madrid, Almería y Soria, se ha continuado con sus actividades de investigación, desarrollo y ensayos en las áreas de biomasa, eólica, solar térmica y solar fotovoltaica.

En biomasa, se ha finalizado la evaluación, desde el punto de vista técnico y medioambiental, de una caldera de 160 KWth para su uso en el sector doméstico, monitorizada para un total de ocho biomasas. Destaca el trabajo realizado en la elaboración de prenormativas para muestreo y análisis de biocombustibles sólidos a fin de desarrollar sistemas de calidad.

En energía eólica hay que resaltar la instalación de un aerogenerador de 50 KW, que dispone de una novedosa unidad de almacenamiento cinético de alta velocidad de rotación y el comienzo de la instalación de la primera planta española de ensayos rotatorios de volantes de inercia, fabricados con materiales compuestos, operando a alta velocidad.

En el área de la energía fotovoltaica se ha iniciado el estudio de la posible degradación de módulos en campos FV de más de 10 años, intentando establecer correlaciones entre técnicas de medidas y módulos degradados. Asimismo, se ha diseñado, construido y puesto en funcionamiento una planta piloto de pulverización catódica para preparación de materiales en película delgada sobre superficies de $30 \times 30 \text{ cm}^2$.

En la Plataforma Solar de Almería, los principales hitos tecnológicos alcanzados han sido el desarrollo y cualificación de un nuevo colector cilindro-parabólico denominado Euro Trough II, y el desarrollo de helióstatos y receptores solares volumétricos de aire para su utilización en futuras plantas comerciales.

El Centro Nacional de Energías Renovables, perteneciente a la Fundación CIEMAT-CENER, ha continuado con el desarrollo y optimización de sistemas de predicción de la producción de energía en parques eólicos y está iniciando actividades de desarrollo tecnológico en los campos de energía solar fotovoltaica, arquitectura bioclimática y biomasa.

Ciemat ha puesto en marcha un conjunto de actuaciones para la promoción de su Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER), de Soria, en el que se están poniendo en marcha ensayos de larga duración en plantas de combustión, y se están construyendo nuevas instalaciones de gasificación de biomasa, y ensayos para sistemas eólicos aislados.

IMPACTO AMBIENTAL DE LA ENERGÍA

Su objetivo es contribuir a la comprensión, evaluación y resolución de la problemática ambiental asociada a los procesos de generación de energía.

En el área radiológica, donde se es referente nacional, se trabaja en estrecha relación con el CSN y Enresa. Se destacan las actividades de evaluación de impacto radiológico en la población, el desarrollo conceptual de la protección radiológica del medio ambiente, la ejecución de vigilancia y control de calidad radiológica y el desarrollo de cri-

terios y metodologías para la gestión y análisis de seguridad de residuos radiactivos, especialmente en el almacenamiento geológico profundo, en el que se trabaja en la caracterización hidrogeoquímica de emplazamientos. En Dosimetría se consolida el papel como Centro de Referencia a nivel nacional.

En el área de la contaminación convencional se ha firmado un importante Acuerdo Marco con el Ministerio de Medio Ambiente que contiene, entre otros, sendos Acuerdos Específicos sobre la problemática de cargas críticas de contaminantes en suelos y sobre modelización de la contaminación atmosférica para la evaluación de la calidad de aire a escala nacional junto con el apoyo técnico en grupos de trabajo europeos para la implementación de las recientes Directivas al respecto. La aplicación de técnicas de tele-detección para la medida de contaminantes, y los efectos del ozono en la vegetación son otros proyectos en marcha. El CIEMAT mantiene también el control de las emisiones de las centrales térmicas del sector eléctrico español.

La actividad en biología molecular, celular y terapia génica constituye una línea de investigación de excelencia, que ha alcanzado la etapa de transferencia tecnológica tras la consecución de varias patentes; el Acuerdo con la Fundación Marcelino Botín es una muestra destacable de la colaboración en este campo.

OTRAS ACTIVIDADES

El Ciemat continúa su tradicional actividad docente, en colaboración con Universidades y otras instituciones, en el marco de programas de formación nacionales e internacionales. Se han continuado los estudios sobre los aspectos socioeconómicos de la energía y del medioambiente, y las problemáticas de integración de las nuevas fuentes energéticas en el mercado.

Merece destacarse los resultados obtenidos en transferencia y difusión de tecnología, mediante la actuación del círculo de innovación en las áreas de energía y medio ambiente, con actividades de vigilancia tecnológica y promoción de la tecnología, dentro del Contrato Programa con la Comunidad Autónoma de Madrid.

Asimismo Ciemat mantiene su participación en la Fundación OPTI, entorno en el que ha participado en la realización de estudios sectoriales relacionados con las nuevas tecnologías energéticas.

PARTICIPACIÓN EN PROGRAMAS INTERNACIONALES

Unión Europea

Participación en el Comité Consultivo del Programa EURATOM-FUSIÓN y en el comité de Dirección del European Fusion Development Agreement (EFDA). Se participa asimismo en las actividades relacionadas con el JET, siendo coordinador del grupo de diagnósticos.

Participa también en los comités de gestión de los programas de energía del Programa Marco de la Unión Europea, tanto en los de energías no nucleares como en los del tratado EURATOM en Fisión. Asimismo es representante en los comités de gestión del Programa CECA.

OCDE

Participa en numerosos programas de esta organización. En concreto, dentro de la Agencia Internacional de la Energía, ostenta la representación en los Grupos de Trabajo de Energías Renovables y de Fusión a través de los cuales se participa en diversos Acuerdos de Cooperación (Implementing Agreements) en las áreas de energía solar, y energía eólica.

Dentro del área nuclear, mantiene la representación en el CRPPH (Committee on Radiation Protection and Public Health) y se participa en varios grupos de expertos sobre temas como materiales en plantas nucleares, desmantelamiento de instalaciones, o comportamiento del combustible nuclear.

Centro Europeo de Investigación Nuclear (CERN)

El CIEMAT tiene una importante participación en este centro para el que se está construyendo una serie de 70 cámaras detectoras de muones para el LHC. Aparte de la actividad experimental realizada en este centro, el CIEMAT representa la delegación nacional en el Consejo del CERN así como en los comités de política científica y de finanzas.

OIEA

Participa en varios comités de esta organización relacionados con la seguridad de las centrales nucleares, la gestión de la vida útil de las mismas y el desmantelamiento de los reactores de investigación.

Naciones Unidas

Participa en diversos grupos de trabajo y de expertos dentro del UN/ECE/LRTAP (United Nations/Economic Comisión for Europe/Long Run Transporting Air Pollution), entre los que destacan el Grupo de Expertos sobre la Implementación del Convenio de Ginebra, El Grupo de Trabajo de Efectos, El Programa Cooperativo Internacional de Vigi-

lancia Integrada de los Efectos de la Contaminación Atmosférica sobre Ecosistemas (ICP Integrating Monitoring), y sobre Cosechas (ICP Vegetation).

Metrología

El CIEMAT participa en el Comité Consultivo para radiaciones ionizantes de la Oficina Internacional de Pesas y Medidas, en el Comité Internacional para la Metrología de Radionucleidos y tiene la representación en EUROMET (European Collaboration of National Metrology Institutes).

11.1 Redes eléctricas. Realizaciones en 2002

Las inversiones en ampliación y mejora de la Red de Transporte Eléctrica realizadas por RED ELÉCTRICA durante el ejercicio 2002 han ascendido a 203,39 millones de euros, con aumento del 56,6% respecto al año anterior. Esta cifra no incluye la adquisición de activos de transporte de otras empresas.

NUEVAS INSTALACIONES EN SERVICIO

Durante el año 2002, se han incorporado a la red de transporte las siguientes instalaciones propiedad de REE:

LÍNEAS

- Eje Trillo-Magallón de 400 kV: doble circuito de 215,7 km.
- Entrada/salida de la línea Trillo-Loeches en Anchuelo de 400 kV: doble circuito de 6,5 km.
- Línea Castejón-La Serna de 400 kV: simple circuito de 9,0 km de longitud.
- Línea Santurce-Ziérbena 400 kV: simple circuito de 4,0 km de longitud.
- Entrada/salida de la línea Aluminio-Puentes en Boimente de 400 kV: simple circuito de 4,8 km de longitud.
- Entrada/salida de la línea Castrelo-Velle en Cartelle 220 kV: doble circuito de 4,06 km.
- Entrada/salida de la línea La Serna-Peñaflor en la subestación de Magallón 400 kV: doble circuito de 31,2 km de longitud.

Además, se han puesto en servicio los segundos circuitos de Trives-Cartelle 400 kV de 66,8 km de longitud y Mesón-Cartelle de 400 kV de 110,46 km de longitud.

CUADRO 11.1

Inversiones en redes eléctricas

Miles de euros	1998	1999	2000	2001	2002	%2002/01
Inversiones en la red de transporte	18.048	34.480	78.300	129.885	203.396	56,6
– Líneas	10.367	14.647	47.600	70.971	106.442	49,1
– Subestaciones	7.681	19.833	30.700	58.914	96.954	91,9
Otras inversiones	5.289	10.349	11.505	114.948	47.717	-58,5

CUADRO 11.2

Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV

Línea	Empresa	N.º circuitos	Km circuito
Eje Trillo-(Calatayud) -Magallón (1)	RED ELÉCTRICA	2	431,4
E/S en Anchuelo L/ Loeches-Trillo 1	RED ELÉCTRICA	2	13,0
L/ Castejón-La Serna (2)*	RED ELÉCTRICA	1	9,0
E/S en Magallón-L/ La Serna-Peñaflor	RED ELÉCTRICA	2	62,4
L/ Santurce-Ziérbena	RED ELÉCTRICA	1	4,0
E/S Boimente en L/ Puentes-Aluminio 1	RED ELÉCTRICA	1	4,8
L/ Mesón-Cartelle (2)	RED ELÉCTRICA	1	110,5
L/ Cartelle-Trives (2)	RED ELÉCTRICA	1	66,8
L/ La Plana-Castellón**	IBERDROLA	1	9,9

¹ Incluye entradas/salidas en subestaciones de Rueda de Jalón, Medinaceli y Terrer.

² Instalación 2.º circuito

* Inicialmente se dieron de alta los dos circuitos en el 2001, retrasándose posteriormente la entrada de uno de ellos al 2002, por problemas administrativos.

** Línea de evacuación de generación.

CUADRO 11.3

Nuevas líneas de transporte en operación a 200 kV

Línea	Empresa	N.º circuitos	Km circuito
E/S en Casillas L/ Lancha-Santiponce	ENDESA	2	7,6
L/ Balboa-Alvarado	ENDESA	1	58,9
E/S en Vva del Rey L/Casillas-Santiponce	ENDESA	2	32,7
L/ Ventero-Maria-Montetorrero	ENDESA	1	24,5
L/ La Guardia-Las Llanas	ENDESA	1	20,3
Trinitat-San Adriá (Plan Besós)	ENDESA	1	6,1
Trinitat-San Andreu (Plan Besós)	ENDESA	1	0,5
Trinitat-Santa Coloma (Plan Besós)	ENDESA	1	2,9
Badalona-San Andreu ((Plan Besós)	ENDESA	1	6,3
E/S Páramo de Poza L/Poza de la Sal-El Cerro	IBERDROLA	2	1,1
E/S en Laguardía L/Logroño- Miranda	IBERDROLA	2	0,9
E/S en Boadilla L/Majadahonda-T Leganés	IBERDROLA	2	0,1
E/S en Lucero L/Boadilla-T Leganés	IBERDROLA	2	0,1
E/S en Saladas L/Rojales-San Vicente	IBERDROLA	2	0,5
L/ Fausita-Hoya Morena	IBERDROLA	1	-0,1
L/ Fausita-El Palmar	IBERDROLA	1	-0,1
E/S en Aravaca L/ Majadahonda-Ventas	IBERDROLA	2	2,4
Modif. Valladolid-Zaratán 1 y 2 (tramo La Olma)	IBERDROLA	2	0,4
E/S en Cartelle L/ Castrelo -Velle	RED ELÉCTRICA	2	8,1
L-220 kV Atios-Pazos	UNION FENOSA	1	8,7
L-220 kV Atios-Atios/Mos (1)	UNION FENOSA	1	7,6
E/S Simancas L/Canillejas-Campo Naciones	UNION FENOSA	2	2,5
E/S Arganda L/Loeches-Valdemoro	UNION FENOSA	2	0,3
Corralón Casa de Campo-Norte	UNION FENOSA	1	5,1

¹ Funciona a 132 kV.

Igualmente, se han efectuado las modificaciones necesarias para el aumento de capacidad de las líneas Nueva Escombreras-Rocamora y Hernani- Cantegrit ambas de 400 kV, incrementando su potencia nominal en 431 MVA.

SUBESTACIONES

a) Pertenecientes al eje Madrid-Aragón-Lérida

- Rueda de Jalón 400 kV: cuatro posiciones de interruptor y tres posiciones de conexión.
- Anchuelo 400 kV: subestación con cuatro posiciones de interruptor y tres posiciones de conexión.
- Medinaceli 400 kV: subestación con cuatro posiciones de interruptor y tres posiciones de conexión.
- Terrer 400 kV: subestación con tres posiciones de interruptor y tres posiciones de conexión.
- Fuentes de la Alcarria 400 kV: subestación con cuatro posiciones de interruptor y tres posiciones de conexión.
- Magallón 400 kV: subestación con una posición de interruptor.

b) Otras subestaciones

- Santurce 400 kV: subestación blindada con una posición.
- Zierbena 400 kV: subestación con seis posiciones de interruptor y tres posiciones de conexión.
- Boimente 400 kV: subestación con diez posiciones de interruptor y tres posiciones de conexión.

Además, se ha procedido a la construcción de diversas posiciones de interruptor en las siguientes subestaciones en servicio: Trillo (4 posiciones), Pinar (4 posiciones), Gurrea (3 posiciones), Mesón (1 posición), Cartelle (4 posiciones de 400 kV y 2 de 220 kV), Vic (1 posición de 400 kV y 1 de 220 kV), Rocamora (2 posiciones), Balboa (1 posición), La Plana (1 posición), Soto de Ribera (2 posiciones), Trives (1 posición), Moraleja (1 posición), Catadau (1 posición) y San Sebastián de los Reyes (1 posición).

También se han incorporado a la red de transporte equipos transformadores en las subestaciones de Magallón, Vic, Boimente y Puerto de la Cruz, así como bancos de condensadores para compensación de reactiva en 220 kV, en las subestaciones de Catadau y San Sebastián de los Reyes, y en 400 kV, en Moraleja.

CUADRO 11.4

Nuevas subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión	Transformación	
		kV	kV	MVA
Rueda de Jalón	RED ELÉCTRICA	400	—	—
Anchuelo	RED ELÉCTRICA	400	—	—
Santurce	RED ELÉCTRICA	400	—	—
Ziérbena	RED ELÉCTRICA	400	—	—
Boimente (1)	RED ELÉCTRICA	400	400/132	450
Medinaceli	RED ELÉCTRICA	400	—	—
Terrer	RED ELÉCTRICA	400	—	—
Magallón	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Fuente de la Alcarria (2)	RED ELÉCTRICA	400	—	—
Paramo de Poza	IBERDROLA	220	—	—
Boadilla	IBERDROLA	220	220/20	50
Las Llanas	EHN	220	220/20 220/12	75 50
Casillas	ENDESA	220	—	—
Laguardia	IBERDROLA	220	—	—
Saladas	IBERDROLA	220	220/20	50
Fausita (*)	IBERDROLA	220	220/132	150
Aravaca	IBERDROLA	220	220/20	100
Vva del Rey	ENDESA	220	220/45	120
Alvarado	ENDESA	220	220/20	50
Arganda	UNION FENOSA	220	—	—
Lucero	IBERDROLA	220	220/20	50
Atios	UNION FENOSA	220	—	—
Corralón Casa de Campo	UNION FENOSA	220	—	—
Simancas	UNION FENOSA	220	—	—
Trinitat	ENDESA	220	220/25	180

¹ Inventariado el primer transformador en el año 2000.

² Sólo posiciones.

* Alta en Fausita y baja en Escombreras.

CUADRO 11.5

Nueva transformación en subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión	Transformación	
		kV	kV	MVA
Vic	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Benejama	IBERDROLA	400	400/132	450
Olmedilla	EEE*	400	400/132	450
Peñalba	GIF**	400	400/55	120
Rueda de Jalón	GIF	400	400/55	120
Terrer	GIF	400	400/55	120
Anchuelo	GIF	400	400/55	120
Medinaceli	GIF	400	400/55	120

Transformadores de 400/220 kV y niveles inferiores.

* Energías Eólicas Europeas.

** Gestor de Infraestructuras Ferroviarias.

SISTEMAS DE COMUNICACIONES

El Grupo REE ha invertido 39,68 millones de € en 2002 en circuitos y redes de telecomunicaciones, teleprotección, telecontrol y sistemas de conmutación.

RENOVACIÓN Y MEJORA DE LAS INSTALACIONES EN SERVICIO

Con objeto de asegurar la disponibilidad y fiabilidad de la red de transporte, el programa de renovación y mejora analiza la situación real de los equipos e instalaciones, actuando con criterios de seguridad, calidad y costes.

- Subestaciones: Se ha realizado la sustitución de equipos de alta tensión en 25 subestaciones, destacando los trabajos realizados en La Mudarra, Montearenas, Puentes de García Rodríguez y Lancha.

Por otro lado, cabe destacar la sustitución de interruptores, transformadores de tensión, transformadores capacitivos y pararrayos, de acuerdo con los planes específicos de renovación de estos equipos. Asimismo, se ha procedido a la renovación de las instalaciones de los servicios auxiliares generales en las instalaciones de La Mudarra y Puentes de García Rodríguez, así como a la adecuación de los servicios auxiliares en otras 9 instalaciones.

- Protecciones: Se ha efectuado la mejora e instalación de protecciones y/o teleprotecciones en 22 instalaciones, destacando los trabajos realizados en Montearenas, Guadame, Catadau y Lancha.

- Sistemas de control: Se ha efectuado la ampliación y adecuación del sistema de control digital en la subestación de Puentes de García Rodríguez.

Como en años precedentes, la mejora en la programación de los trabajos de mantenimiento, la creciente utilización de técnicas de trabajos en tensión y el mayor esfuerzo en la aplicación del mantenimiento predictivo, han permitido mantener unos índices de calidad de servicio y de disponibilidad de las instalaciones altamente satisfactorios.

CUADRO 11.6

Líneas en ejecución

Zona de actuación	Kilómetros de circuito 400 kV
Eje Madrid-Aragón	60
Eje Aragón-Levante	260
Eje Pamplona-Magallón	204
Eje Norte Occidental	233
Eje Norte Oriental	324,4
Alimentación Gerona	45
Alimentación Murcia	381
Eje Levante	63
Conexiones Internacionales	70
Eje Lérida-Barcelona	24
Conexiones Parques Eólicos	61,9
Segundos Circuitos	171,5
Conexiones Ciclos Combinados	198
TOTAL	2.095,8
	220 kV
Palos de la Frontera-Torrearenillas	2,5
Cordovilla-Muruarte-Orcoyen	28,8
Mudarra-La Olma	24
TOTAL	55,3

CUADRO 11.7
Subestaciones en ejecución

400 kV	Posiciones		Trafo
	Interruptor	Conexión	
Eje Madrid-Aragón	4	3	
Eje Aragón-Levante	4		
Eje Pamplona-Magallón	15		(400/220)
Eje Norte Occidental	5		
Eje Norte Oriental	16		
Alimentación Gerona	16		
Alimentación Murcia	22	8	
Eje Levante	2		
Conexiones Internacionales	4		
Eje Lérida-Barcelona	14	4	
Conexiones Parques Eólicos	31	11	
Segundos circuitos	6		
Conexiones ciclos combinados	12	4	
220 kV			
Varias subestaciones	11		(400/220)

ACTUACIONES GENERALES DE EJECUCIÓN

ZONA NORTE

Continúan los trabajos de ingeniería y construcción del eje Norte, que aumentará la capacidad de transporte y la evacuación de energía en Asturias, Cantabria, País Vasco y Navarra.

ARAGÓN Y CATALUÑA

En esta zona se está llevando a cabo un importante desarrollo de la red de transporte para prestar servicio al tren de alta velocidad Madrid-Barcelona y disponer de una nueva interconexión eléctrica entre España y Francia, recogiendo a lo largo de su trazado la evacuación de los parques eólicos.

ZONA CENTRO

Se han terminado las instalaciones para la alimentación del tren de alta velocidad Madrid-Barcelona y han comenzado los trabajos de definición del eje entre las comunidades de Galicia, Castilla y León y Madrid.

GALICIA

Se encuentran avanzados los trabajos de ingeniería de los ejes de evacuación de energía hacia Asturias y han comenzado los del eje hacia la zona centro de la península.

EXTREMADURA

Finalizados los estudios y trabajos previos a la construcción de la interconexión España-Portugal (Balboa-Alqueva), han comenzado los trámites administrativos para el inicio de su construcción.

ANDALUCÍA

Se están construyendo las instalaciones de la red de transporte para la evacuación de los ciclos combinados de Cádiz y la evacuación de la nueva generación eólica en Tarifa.

LEVANTE

Continúan desarrollándose los trabajos de ingeniería de las instalaciones para evacuación de los parques eólicos y los trabajos de construcción de instalaciones para el refuerzo de la alimentación a Murcia.

PROGRAMA DE AUMENTO DE CAPACIDAD

Se ha iniciado un programa para el aumento de capacidad de líneas que en los próximos cuatro años afectará a 37 circuitos, con una longitud total de 3.000 km, así como a diversos equipos en 21 subestaciones.

11.2 Redes gasistas. Realizaciones en 2002

Las inversiones materiales totales en el sector de gas natural alcanzaron los 781,21 millones de euros, frente a 800,5 millones de euros invertidos en el año 2001 (disminuye en un 2,4%). En la red básica de transporte, Enagas puso en explotación inversio-

CUADRO 11.6

Inversiones materiales y evolución de los km de red de gas

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Inversiones (millones €)	376,25	566,87	626,17	499,63	614,08	758,58	911,71	800,50	781,21
Km de red	19.500	21.162	24.170	27.022	30.131	33.620	37.022	40.114	44.311
– Alta presión	6.023	6.412	7.438	8.407	9.910	10.957	11.989	12.295	13.188
– Media presión	7.196	8.352	10.095	11.474	13.289	16.017	17.993	20.569	21.085
– Baja presión	6.281	6.398	6.637	7.141	6.932	6.646	7.040	7.250	10.038

nes por valor de 304 millones de euros, de los que 192,3 millones de euros corresponden a inversiones realizadas en el año 2002.

En lo que respecta a la evolución de los kilómetros de red, se alcanzaron los 44.311 Km., lo que supone 4.197 nuevos kilómetros en relación al año anterior, de los que 2.788 pertenecen a la red de baja presión, 516 a la red de media presión, y 893 a la red de alta presión. A finales de 2002 la red de Enagas estaba formada por 6430,9 km de gasoductos de transporte de alta presión (por encima de 16 bar). Esto supone un incremento de 307,9 km comparados con los 6.123 km con los que contaba en diciembre de 2001.

Las inversiones más significativas que se han puesto en servicio por Enagas en el año 2002 son las siguientes:

■ Plantas de regasificación

- Planta de Barcelona: Renovación parcial de vaporizadores con emisión a la red de 72 bar (300.000 m³/h).
- Planta de Cartagena:
 - Segundo Tanque de almacenamiento de GNL con una capacidad de 105.000 m³.
 - Incremento de la capacidad de emisión en Cartagena en 150.000 m³/h, hasta alcanzar los 450.000 m³/h.

■ Gasoductos

- Gasoducto Gajano-Treto-Laredo: Gasoducto de 39,5 km de longitud en 12" Es continuación del gasoducto Camargo-Gajano, y se encuentra enmarcado dentro del plan de gasificación de Cantabria.
- Gasoducto Cartagena-Lorca: Primera fase del gasoducto, que partiendo de Cartagena llegará a Lorca y Murcia. Este fase corresponde al tramo Cartagena-Fuente Álamo. La longitud del gasoducto es de 37,6 km en 20".

- Gasoducto Puente Genil-Málaga: Tiene su origen en el gasoducto Tarifa-Córdoba y tiene por objeto favorecer la gasificación de la provincia de Málaga. En una fase posterior este gasoducto se ampliará para llegar hasta Estepona. Comprende 3 tramos: 97 km a 20" entre Santaella (Córdoba) y Cártama (Málaga); 14,4 km a 16" entre Cártama y Málaga y 8,5 km a 10" entre Cártama y Alhaurín el Grande.
 - Gasoducto Tarancón-Cuenca-Fuentes: Tiene por objeto llevar gas natural canalizado al municipio de Cuenca, y así potenciar su gasificación, después de que en 2001 se inaugurara la distribución de gas natural desde una planta satélite de GNL. Tiene una longitud de 101,1 km en 12".
 - Primera Fase del Desdoblamiento Algete-Manoteras: Consiste en la duplicación del ramal que partiendo de Algete, conecta con la red de distribución de Madrid. Tiene por objeto reforzar la red para que sea capaz de absorber los incrementos de demanda previstos en la zona. Tiene una longitud de 8 km en 16".
- **Estaciones de compresión:** En el año 2002 se puso en funcionamiento la estación de compresión de Paterna (Valencia) con una potencia total instalada de 20.880 HP.
 - **Estaciones de Regulación y Medida (ERM):** Con objeto de dar suministro a los nuevos mercados que han ido accediendo al gas natural canalizado, durante el año 2002 entraron en funcionamiento 28 nuevas instalaciones de regulación y/o medida.
 - **Almacenamientos subterráneos:** En el año 2002 se pusieron en explotación unos nuevos turbocompresores en el almacenamiento de Serrablo (Huesca), lo que permitió aumentar la capacidad de inyección en 1,5 millones de m³/día.

Las principales infraestructuras que está previsto que Enagas ponga en marcha durante el año 2003 son:

■ **Plantas de regasificación**

- Planta de Barcelona: Nuevo atraque para permitir la descarga de buques de metaneros de hasta 140.000 m³ de GNL.
- Planta de Cartagena: Ampliación de la emisión en la planta en 150.000 m³/h, hasta 600.000 m³/h.

■ **Gasoductos**

- Gasoducto Collado Hermoso-Turégano: Se trata de un ramal que parte del gasoducto Santo Tomás del Puerto-Segovia y está destinado principalmente a dar suministro a las plantas de tratamiento de purines que están previstas instalar en la zona. Tendrá una longitud de unos 15 km en 12".
- Segunda Fase del Desdoblamiento Algete-Manoteras: Continuación de la primera fase puesta en marcha en 2002. Serán unos 4 km a 16".

- Desdoblamiento parcial del ramal al Campo de Gibraltar: Consiste en el tendido de un gasoducto paralelo al existente, con una longitud de unos 17,5 km en 16", desde el entronque con el GME hasta la entrada al Parque Nacional de los Alcornocales. Permitirá reforzar el suministro a la zona del Campo de Gibraltar, en la que se están instalado varias centrales de ciclo combinado.
- Gasoducto Getafe- Salida al gasoducto a Cuenca: Es el primer tramo del desdoblamiento del gasoducto Huelva-Córdoba-Madrid, (una de las principales infraestructuras gasistas que se van a poner en servicio en los próximos años), Este tramo tendrá una longitud de unos 61 km en 32".
- Segunda fase del gasoducto Cartagena-Lorca: Es continuación de la primera fase puesta en marcha en 2002. Consta de dos tramos uno de unos 37 km en 20", desde Fuente Álamo hasta Lorca y otro de unos 48 km a 10", hasta Totana y Murcia.
- Gasoducto Málaga-Estepona: Se trata de la continuación del gasoducto Puente Genil-Málaga. Se va a abordar en dos fases. La primera hasta Mijas de unos 18 km y la segunda de unos 51 km, ambas en 10".
- Gasoducto a los pozos de Jaca: Se trata de un gasoducto que tiene por objeto conectar los nuevos pozos en el almacenamiento subterráneo de Jaca con la red básica de gasoductos. Tendrá una longitud de unos 6 km en 16".

■ Almacenamientos subterráneos

- Almacenamiento de Serrablo : Perforación del nuevo pozo Jaca-18.

11.3 Proceso de planificación y desarrollo de las redes de transporte eléctrico y gasista

En 2002 se ha culminado el proceso de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas, que incluye el desarrollo de las redes de transporte en 2002-2011 y fue aprobado por el Consejo de Ministros el 13 de septiembre de 2002 y presentado posteriormente al Congreso de los Diputados.

Esta Planificación se enmarca en la regulación de los sectores eléctrico y gasista contenida en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos. Ambas normas establecen que es necesario disponer de las infraestructuras de transporte y distribución precisas para llevar a todos los consumidores finales la electricidad y el gas que demandan, adicionalmente, el adecuado desarrollo de estas infraestructuras, así como su correcta regulación para abrir las redes a los distintos operadores en igualdad de condiciones, es esencial para que se pueda desarrollar una adecuada competencia en los sectores de generación y comercialización.

En este sentido, la Ley del Sector Eléctrico mantiene la planificación vinculante estatal a las infraestructuras de transporte mientras que se abandona este concepto para las decisiones de inversión en generación donde se sustituye «por una planificación indica-

tiva de los parámetros bajo los que cabe esperar que se desenvuelva el sector eléctrico en un futuro próximo, lo que puede facilitar decisiones de inversión de los diferentes agentes económicos».

De esta manera, la Ley 54/1997 establece en el punto 1 de su artículo 4 que «la planificación eléctrica, que tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiera a instalaciones de transporte, será realizada por el Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas». Mientras que el punto 2 del mismo artículo contiene que «la planificación eléctrica será sometida al Congreso de los Diputados».

De forma equivalente, la Ley del Sector de Hidrocarburos establece en el punto 1 de su artículo 4 que «la planificación en materia de hidrocarburos tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a los gasoductos de la red básica, a la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos y a la determinación de criterios generales para el establecimiento e instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor teniendo en estos casos carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía de suministro de hidrocarburos». Asimismo, en el punto 2 del mismo artículo se incluye que «la planificación en materia de hidrocarburos será realizada por el Gobierno con la participación de las Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados».

El proceso de planificación comenzó con la publicación en el BOE de 19 de junio de 2001 de sendas Órdenes Ministeriales, mediante las que se convocó a los sujetos de los sectores eléctrico y gasista, a las Comunidades Autónomas, a promotores de proyectos y en general a todos los interesados a que realizasen propuestas de desarrollo de las redes, así como a la aportación de toda la información que estimasen oportuna. A partir de esa recopilación y tras la elaboración y evaluación preliminar, el Ministerio de Economía elaboró el Documento de Trabajo «Planificación y Desarrollo de las Redes de Transporte Eléctrico y Gasista», que se editó en febrero de 2002 y que fue el resultado de un trabajo en el que se contó con la colaboración de un muy amplio conjunto de entidades, tanto públicas como privadas. El Documento también se estudió el seno de la Subcomisión para el seguimiento de las infraestructuras energéticas que fue creada dentro de la Comisión de Economía y Hacienda del Congreso de los Diputados. Tras el proceso de alegaciones y valoraciones al citado Documento de Trabajo, se aprobó el Documento definitivo, cuyo contenido se sintetiza a continuación:

El Documento íntegro puede obtenerse en Internet en la dirección: www.mineco.es/PlanificacionEnergetica2002_2011.

11.3.1 PREVISIONES DE CONSUMO E INTENSIDAD ENERGÉTICA

El Documento, en su Capítulo 2, indica las previsiones más actuales sobre la evolución de la oferta y demanda energética en España hasta 2011, en función de los escenarios de planificación.

CUADRO 11.9
Consumo de energía final

	2000		2006		2011		2006/00		2011/06		2011/00	
	ktep.	%	ktep.	%	ktep.	%	Anual (%)	Anual (%)	Anual (%)	Anual (%)	Anual (%)	Anual (%)
Carbón	2.546	2,8	2.378	2,1	2.219	1,7	-1,13	3,05	-1,38	2,62	-1,24	2,86
Productos petrolíferos	55.587	61,6	66.580	59,4	75.777	57,6	7,32	4,86	3,92	4,66	3,75	3,76
Gas	12.319	13,6	18.820	16,8	23.863	18,1	3,60	3,01	3,92	4,66	3,75	3,76
Electricidad	16.207	18,0	20.040	17,9	24.289	18,5	3,01	3,01	3,92	4,66	3,75	3,76
Energías renovables	3.607	4,0	4.310	3,8	5.412	4,1	3,01	3,01	3,92	4,66	3,75	3,76
TOTAL	90.266	100,0	112.128	100,0	131.560	100,0	3,68	3,68	3,25	3,25	3,48	3,48

Metodología: AIE.
Fuente: Subdirección General de Planificación Energética.

El consumo de energía final en España en el período de previsión se estima crecerá al 3,48% anual, alcanzando 131.560 Ktep en 2011. El crecimiento en 2000-2006 se estima en un 3,68% anual, superior al previsto en 2006-2011 con un 3,25% anual. Esta desaceleración del crecimiento se justifica, a pesar del mayor crecimiento económico previsto, por la mejora de eficiencia energética y la progresiva saturación de algunos mercados al final del período de previsión.

Los aspectos de oferta energética están dirigidos a propiciar la cobertura de la demanda prevista, la incertidumbre asociada a la previsión de la demanda, ha obligado a seleccionar y consiguientemente indicar las opciones de oferta más susceptibles de adaptarse a la evolución real de aquélla, es decir, las que requieren cortos períodos de tiempo para construir la capacidad necesaria y las que permiten mayor variación en la capacidad mínima que es preciso instalar para rentabilizar su explotación.

En el momento de realizar la previsión, y valorando las tecnologías energéticas disponibles, se ha identificado la opción gas como la alternativa significativamente más viable capaz de absorber los futuros crecimientos de la demanda. La opción gas cumple las condiciones exigibles ya que es una alternativa energética capaz de cubrir una insuficiencia cuantitativa de fuentes existentes, presenta disponibilidad en la cantidad necesaria y en los lugares requeridos para su aplicación, es económicamente competitiva y existe una estructura industrial extensa y ágil, con un mercado amplio, transparente y estructurado de la materia prima y del transporte, lo que le proporciona ventajas frente a otras fuentes convencionales.

Por otra parte, las tecnologías de aplicación del gas, ciclo combinado y cogeneración, tienen un grado de eficiencia considerablemente más alto que las empleadas hasta ahora de forma habitual, lo que redundará en la consecución de un doble beneficio ambiental y económico.

Con estas premisas, el consumo de energía primaria en España crecerá a una tasa del 3,09% anual, alcanzando en 2011 un total de 174.986 Ktep, tasa inferior a la de la energía final, debido a la estructura de generación eléctrica prevista. En la estructura de abastecimiento se observa un importante cambio respecto a la situación actual, al aumentar de forma importante el peso del gas natural y las energías renovables y disminuir el del carbón y la energía nuclear, todo ello derivado, fundamentalmente, del cambio en la estructura de generación eléctrica. El petróleo pierde peso ligeramente al crecer menos que el total de energía, pero se mantiene como la principal fuente de abastecimiento energético.

La Planificación está destinada a que el gas natural se ponga a disposición de la totalidad de las Comunidades Autónomas peninsulares y extrapeninsulares, tratando que la mayor parte de los núcleos urbanos importantes y centros industriales tengan acceso a un suministro fiable y a un precio razonable, posibilitando una mejora en la competitividad de las industrias y de la economía española. La llegada del gas natural a las diferentes regiones supone un apoyo fundamental al desarrollo económico y social.

Uno de los objetivos prioritarios en la planificación indicativa es hacer compatible la preservación de la calidad medioambiental con los principios de eficiencia, seguridad y diversifi-

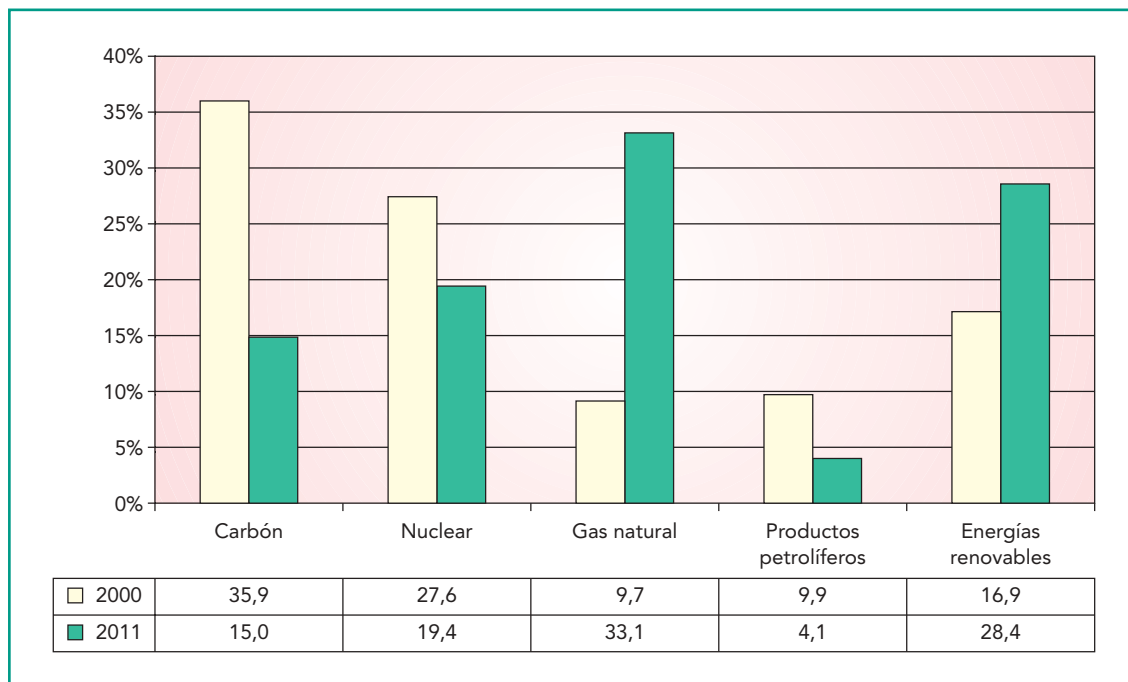
CUADRO 11.10
Consumo de energía primaria

	2000		2006		2011		2006/00		2011/06		2011/00	
	ktep.	%	ktep.	%	ktep.	%	Anual (%)	Anual (%)	Anual (%)	Anual (%)	Anual (%)	Anual (%)
Carbón	21.635	17,3	17.999	12,0	14.363	8,2	-3,02	-4,41	-3,66			
Petróleo	64.663	51,7	75.315	50,3	83.376	47,6	2,57	2,05	2,34			
Gas natural	15.223	12,2	26.905	18,0	39.305	22,5	9,96	7,88	9,01			
Nuclear	16.211	13,0	16.570	11,1	16.602	9,5	0,37	0,04	0,22			
Energías renovables	7.061	5,6	12.464	8,3	20.956	12,0	9,93	10,95	10,39			
Saldo electr. (Imp.-Exp.)	382	0,3	385	0,3	385	0,2	0,13	0,00	0,07			
TOTAL	125.175	100,0	149.637	100,0	174.986	100,0	3,02	3,18	3,09			

Metodología: AIE.
Fuente: Subdirección General de Planificación Energética.

GRÁFICO 11.1

Estructura de generación (% sobre total generación bruta)



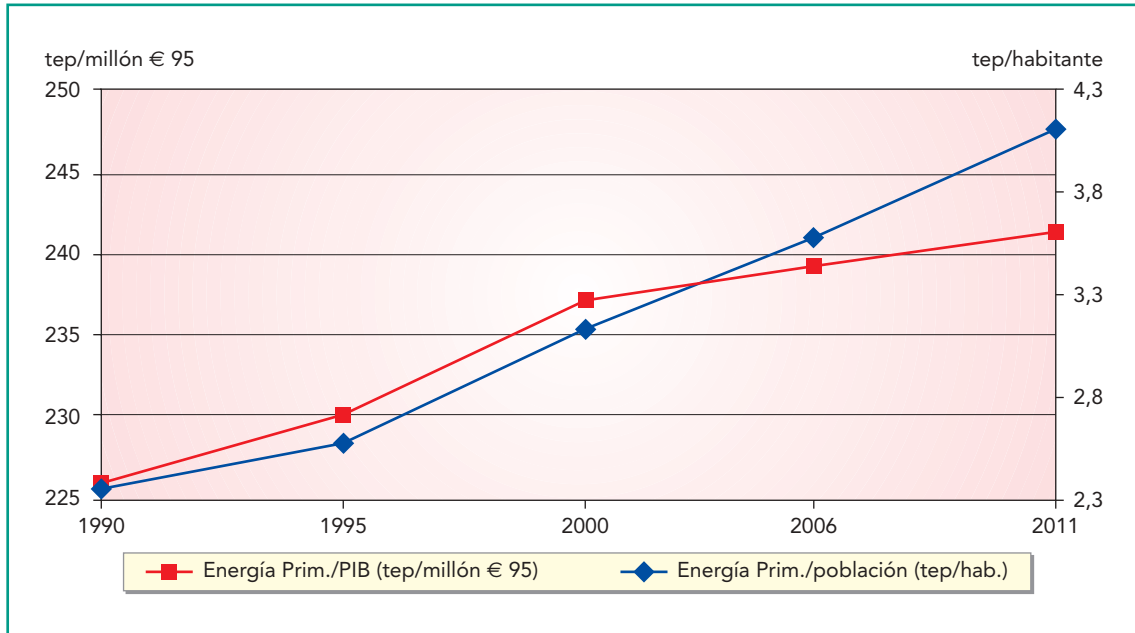
cación de las actividades de producción, transformación, transporte y usos de la energía. Un pilar básico de la estrategia medio ambiental es el apoyo al desarrollo de las energías renovables, debido a su reducido impacto ambiental por comparación con otras energías, a su carácter de recurso autóctono, que favorece, por tanto, el autoabastecimiento energético y la menor dependencia del exterior y por lo que significa de reto tecnológico, de modo que, mediante aplicaciones sucesivas cada vez más cercanas al umbral de rentabilidad se pueda conseguir de estos recursos una fuente complementaria de suministros energéticos.

El Gobierno español aprobó en 1999, el Plan de Fomento de las Energías Renovables que recoge los principales elementos y orientaciones que podían considerarse relevantes en la articulación de una estrategia para que el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables puedan cubrir en su conjunto, cuando menos el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010. Este plan fue elaborado como respuesta al compromiso que emanaba de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y que define el objetivo de desarrollo a alcanzar por las Energías Renovables. La planificación indicativa, integra este objetivo, pero el incremento en la previsión de la demanda energética, implica que se aumenten las aportaciones previstas en algunas energías, fundamentalmente biomasa, eólica y termoeléctrica.

En el caso del equipo térmico de generación eléctrica existente, con las hipótesis de vida útil de 40 años, se ha estimado que, durante el periodo de estudio, se mantendrá la actual potencia de origen nuclear y que deberá sustanciarse la previsión de baja de unos 9.000 MW de centrales de carbón, fuel y fuel-gas.

GRÁFICO 11.2

Intensidad energética primaria



Aún cuando la planificación asume la necesidad de una importante disminución del consumo final de energía con respecto a una tendencia que se cumpliría, si no se intensificaran actuaciones de eficiencia energética, no se realiza ninguna aproximación ni análisis de las posibles actuaciones o medidas de ahorro y eficiencia energética, desde el lado de la demanda de energía. En cualquier caso, sí define claramente el alcance de las medidas relacionadas con la eficiencia energética desde el lado de la oferta, con el uso de técnicas energéticas eficientes, con la introducción del nuevo parque de generación con ciclo combinado, el incremento de la cogeneración y la participación a las Energías Renovables, constituyendo un diseño de política efectiva en la lucha contra el deterioro ambiental y en particular el cambio climático, asociados al consumo energético.

En este sentido, se espera un ligero aumento de la intensidad energética (consumo de energía primaria/PIB) del 1,8% entre 2000 y 2011, con un valor final de 241,5 tep/millón € 95. Esta evolución supone un importante cambio de tendencia desde el crecimiento continuo registrado en la última década y que cabe atribuir fundamentalmente a la mejora de eficiencia derivada de las nuevas tecnologías de generación eléctrica junto con los efectos de saturación de algunas demandas al final de período.

EVOLUCIÓN RECIENTE

Los Balances previsionales realizados para la Planificación tomaron como base el año 2000 y habiendo transcurrido dos años, puede compararse la evolución real con las pre-

visiones, aunque éstas son valores medios fruto de técnicas de modelado que adquieren su plena validez en el horizonte temporal global de la planificación.

El PIB en 2001 creció el 2,7%, próximo a la previsión, mientras en 2002 ha crecido un 2%, sensiblemente por debajo de la previsión, debido a la ralentización económica internacional, consecuentemente, el consumo eléctrico ha aumentado un 2,7%, tasa muy inferior a las de años anteriores, 6% en 2001, aunque también se ha debido a temperaturas favorables en dicho año.

La elasticidad Consumo Eléctrico/PIB, que ha superado el valor de 2 en los últimos años, se ha situado en 2002 próximo al valor medio de 1,28 que es resultante de los Balances estimados hasta 2011 y que está más en línea con los valores habituales de países desarrollados.

En relación con el consumo de energía final, la tasa de variación en 2001 ha sido similar a la previsión, mientras en 2002 ha estado por debajo, debido a las causas indicadas.

Respecto al consumo de energía primaria, la tasa de variación en 2001 ha sido ligeramente inferior a la previsión, mientras en 2002 ha estado muy por encima, debido tanto a la evolución indicada de la energía final como la irregularidad de la generación hidroeléctrica, con un año 2001 relativamente húmedo y 2002 muy seco.

Fruto de las evoluciones indicadas, los ratios de eficiencia energética final y primaria han evolucionado de forma dispar, mientras el consumo de energía final por unidad de

GRÁFICO 11.3

Previsiones PIB y consumo eléctrico en la planificación de los sectores de electricidad y gas y evolución real

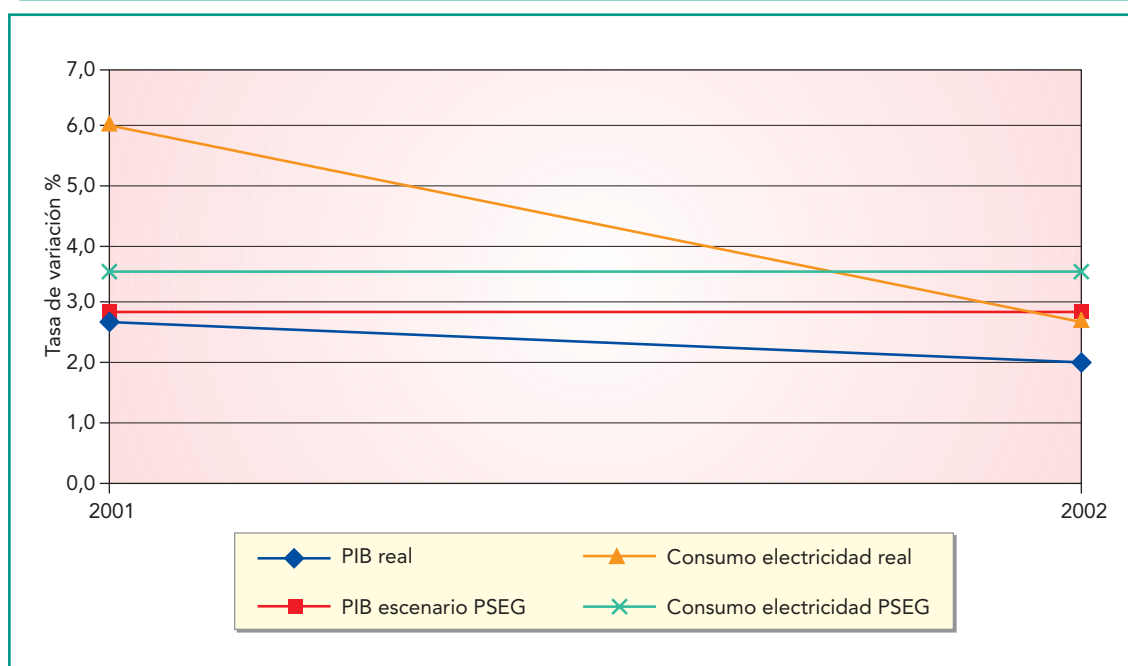


GRÁFICO 11.4

Elasticidades consumo eléctrico/PIB en la planificación de los sectores de electricidad y gas y evolución real

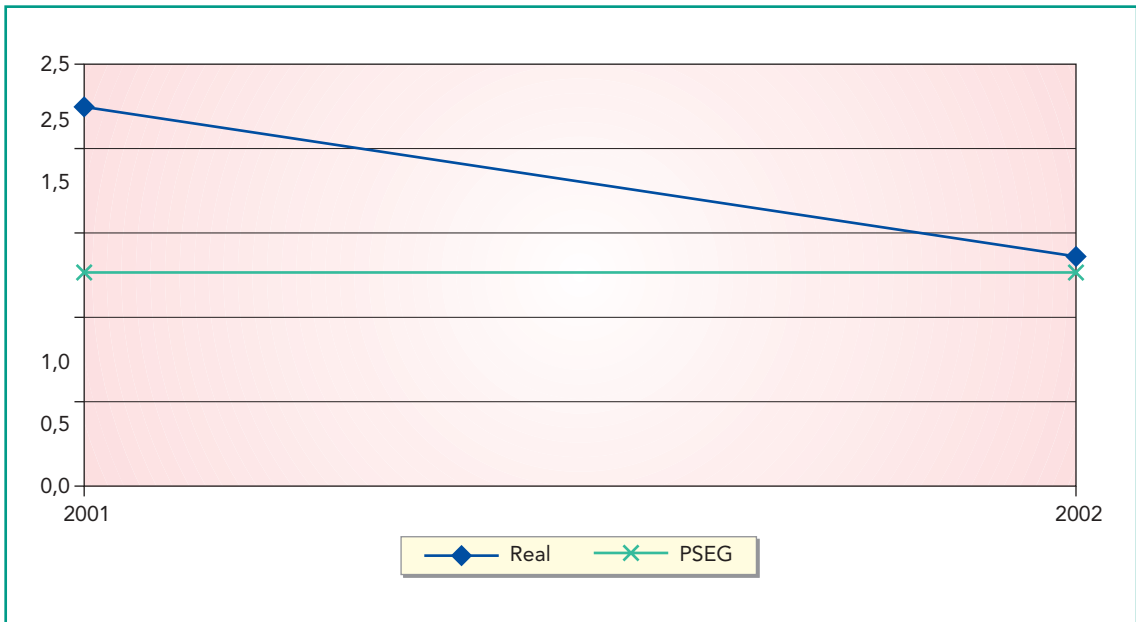


GRÁFICO 11.5

Previsiones PIB y consumo energía final en la planificación de los sectores de electricidad y gas y evolución real

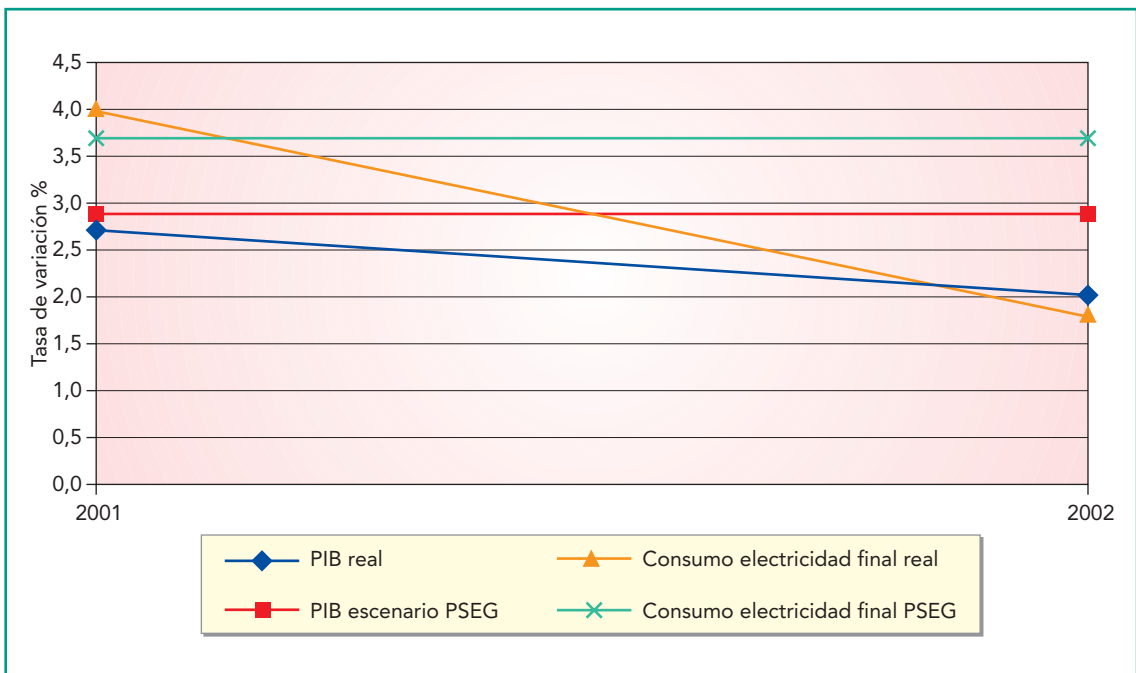


GRÁFICO 11.6

Previsiones PIB y consumo energía primaria en la planificación de los sectores de electricidad y gas y evolución real

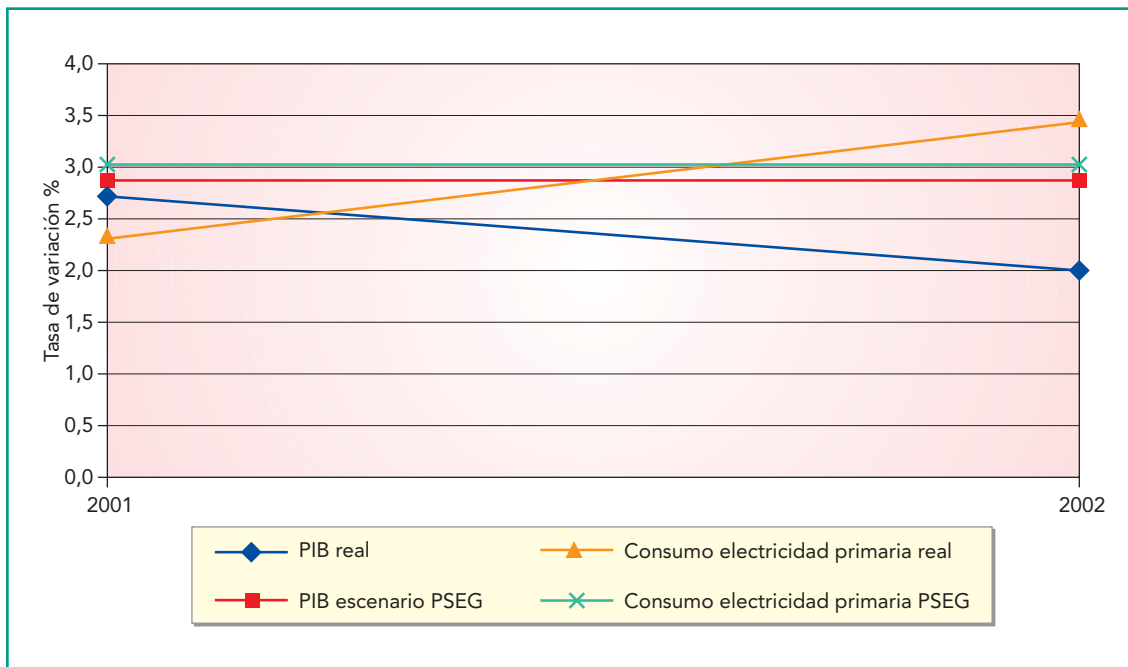
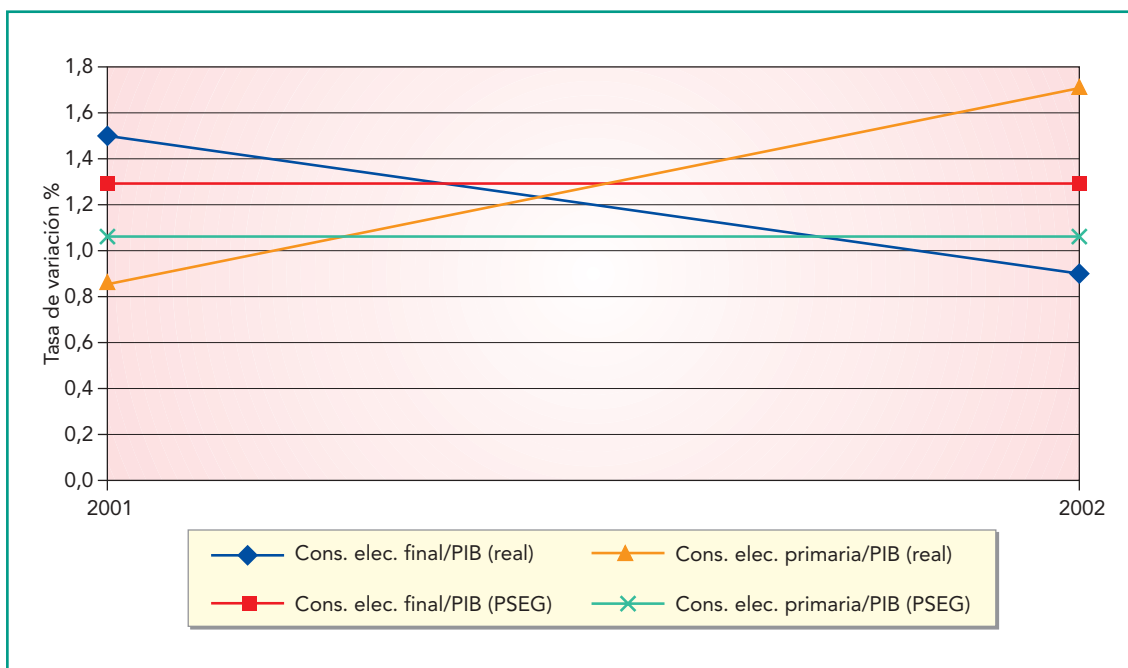


GRÁFICO 11.7

Elasticidades consumo e. final/PIB y consumo e. primaria/PIB en la planificación de los sectores de electricidad y gas y evolución real



PIB ha mejorado, el de consumo de energía primaria por unidad de PIB ha empeorado debido a una estructura de generación eléctrica real menos eficiente que en el año anterior por causa de la baja generación hidroeléctrica, que ha obligado a un mayor recurso a las energías fósiles.

11.3.2 LA EXPANSIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE GAS NATURAL

Como se ha indicado, el fundamento legal de la planificación es del derivado de la Ley 34/1998 de Hidrocarburos y teniendo carácter indicativo salvo en lo que se refiere a:

- Los gasoductos de la red básica (≥ 60 bares), conexiones internacionales, con yacimientos y AASS.
- La capacidad total de GNL.
- Las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas.

En su vertiente obligatoria, la planificación se configura como necesaria a los efectos de reducir incertidumbres dado que incorpora la hipótesis de instalaciones de ciclos combinados para diseñar las infraestructuras, unifica y planifica simultáneamente las redes de gas y electricidad necesarias para atender a los ciclos combinados que libremente se instalen, definiendo y escalonando las capacidades a poner en funcionamiento, evitando riesgos de sobre o infracapacidad.

Los criterios básicos empleados para definir y diseñar las redes de gas han sido las de dotar de una red básica para atender la demanda punta, conseguir holgura suficiente para cubrir la mayor de las expectativas de crecimiento sostenido de la demanda y capacidad para mantener el suministro en el día laborable invernal en caso de fallo total de una cualquiera de las entradas al sistema. Finalmente promover las interconexiones con los demás países de la UE.

Además el diseño deberá responder a la exigencia de extender el servicio de gas natural a todas las Comunidades Autónomas y por gasoducto a todas las capitales de provincia peninsulares, conjuntamente con la promoción de un reparto flexible de la forma de aprovisionamiento (GNL ó GN) para garantizar la competencia entre proveedores y permitir optimizar el precio del gas natural a la entrada del sistema.

Es importante señalar que las infraestructuras incluidas en la planificación obligatoria se clasifican en cuatro categorías A, B₁, B₂ y C, en razón de la madurez de la justificación. Los proyectos tipo A están firmemente justificados y su aprobación es sin condiciones. Los proyectos B₁ y B₂ están justificados pero dependen del cumplimiento de otros hitos (por ejemplo la implantación de un ciclo combinado) y los proyectos C no están plenamente justificados.

En los cuadros siguientes se resume el alcance de la planificación gasista.

CUADRO 11.11

Infraestructuras gasistas por tipos

Inversiones totales en infraestructuras gasistas	Inversión de las instalaciones puestas en servicio en el año en millones de euros corrientes										Total horizonte	
	Infraestructura grupo A, B1, B2 y C										Sin ponderar	Ponderado
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011		
Gasoductos*	72	88	465	276	478	366	263	17		79	2.104	1.331
Plantas de regasificación	120	409	81	1.054	560	385	87	310	34	91	3.131	2.647
Estaciones de compresión	9	20	172	87	53					62	403	311
Almacенamientos subterráneos		58	65	288	392	65	52	26			945	945
TOTAL	201	576	783	1.705	1.483	815	401	353	34	232	6.583	5.235

* 2.259 km de gasoductos tipo A; 904 km tipo B1 y B2 y 2.016 km tipo C.

CUADRO 11.12

Infraestructuras gasistas, distribución por CC.AA.

Inversiones totales en infraestructuras gasistas	Inversión de las instalaciones puestas en servicio en el año en millones de euros corrientes										Total horizonte	
	Infraestructura grupo A, B1, B2 y C										Sin ponderar	Ponderado
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011		
Andalucía	42	121	272	269	149	100	94			31	1.077	837
Aragón		99	23	39	242	26	26	13			468	468
Asturias			3				8			9	20	20
Comunidad Valenciana		10	28	52	432						523	476
Cantabria	10				17		2				29	29
Castilla-La Mancha			193	359	13	113	19			31	728	579
Castilla y León	4	13	14	4		50	70			1	156	62
Cataluña		42	11	407	210	227	26	134		91	1.147	883
Extremadura	9						3			68	80	12
Galicia			20	321	100						441	321
Madrid	5		79	8							92	92
Murcia	120		22	247	8	32	154		34		616	528
Navarra			18		23						41	41
País Vasco	12	290	83		83	85					554	468
La Rioja			17								17	17
Islas Baleares					191						191	
Islas Canarias					15	183		206			403	403
TOTAL	201	576	783	1.705	1.483	815	401	353	34	232	6.583	5.235

En conclusión puede decirse que la planificación de redes de gas permite asegurar simultáneamente que el coste por unidad de energía transportada sea óptimo, garantizando un adecuado equilibrio entre la cobertura de las necesidades, la seguridad del sistema y la llegada a nuevas zonas geográficas con unos costes asociados que no crecen en términos reales.

11.3.3 LA EXPANSIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE ELÉCTRICO

El diseño y desarrollo de las redes de transporte de energía eléctrica, atiende con carácter prioritario a resolver los problemas de evacuación de instalaciones en Régimen Ordinario y en Régimen Especial, en función de los recursos energéticos disponibles. Igualmente tiende a completar las redes de transporte de electricidad existentes con las nuevas necesidades derivadas de la instalación de ciclos combinados.

La previsión de una red eléctrica tiene vocación de desarrollo para promocionar y apoyar al mercado, a los consumidores, al desarrollo de cada una de las Comunidades Autónomas y a resolver sus problemas específicos, lógicamente al reforzamiento de los grandes ejes entre Comunidades en el orden nacional y a la ampliación de las conexiones internacionales.

Los objetivos del proceso de planificación realizado en la red de transporte son los de decidir cuándo, donde y cómo incorporar unas instalaciones a la red para garantizar su seguridad y calidad de suministro en el futuro, estableciendo el marco de desarrollo integrado de la infraestructura para que todos los agentes dispongan de un acceso equitativo con el mínimo de restricciones.

En los cuadros siguientes se resume el alcance de la planificación eléctrica.

CUADRO 11.13

Evolución del sistema	2001	2011*	Incremento
Km líneas eléctricas	31.376	43.864	39,8
Km circuito 400 kv	15.197	22.552	48,4
Km circuito 220 kv	16.179	21.332	31,8
MVA de transformación (400/AT)	47.112	66.400	40,9

* Valoración ponderada A 80%, B1 50% y B2 30%.

CUADRO 11.14

Infraestructuras eléctricas (coste total en millones de €)

	Coste líneas (millones de €)						Coste subestaciones (millones de €)						Coste total (M€)
	Tipo A	Tipo B1	Tipo B2	Tipo C	Tipo ponderado	Tipo A	Tipo B1	Tipo B2	Tipo C	Tipo ponderado			
Andalucía	91,39	164,66	75,68	50,11	178,15	97,22	128,21	52,52	18,66	157,63	335,78		
Aragón	127,23	22,81	27,18	16,83	121,34	122,31	32,63	27,67	10,56	122,47	243,81		
Asturias	35,46	26,43		18,23	41,59	22,52	31,94		21,32	33,99	75,57		
C.Valenciana	17,76	23,73	20,65	369,61	32,27	99,00	102,21	26,08	6,20	138,12	170,39		
Cantabria	31,20	6,36			28,14	23,47	4,36			20,95	49,10		
Castilla-La Mancha	21,42	20,11	82,22	108,57	51,85	26,07	71,83	30,13	10,66	65,81	117,67		
Castilla y León	26,87	56,10	0,43	10,45	49,67	33,72	29,09	48,15	23,99	55,97	105,64		
Cataluña	217,86	196,58	50,54	6,01	287,74	251,02	117,25	10,91	8,00	262,72	550,46		
Extremadura	14,32	75,87	25,91	4,66	57,16	5,28	31,18	25,00	47,40	27,31	84,47		
Galicia	87,62	97,91	3,31		120,05	77,98	72,36	6,97		100,65	220,70		
Madrid	131,80	87,18	1,01	31,69	149,34	235,73	252,23	69,31	42,48	335,49	484,83		
Murcia	40,07	13,59			38,85	62,32	2,67			51,19	90,04		
Navarra	38,66	19,67		22,17	40,77	36,51	15,89		8,71	37,15	77,92		
P.Vasco	63,40	7,00			54,22	66,59	12,99	0,87		60,03	114,25		
La Rioja													
TOTAL	945,06	818,01	286,92	638,33	1.251,13	1.159,73	904,83	297,61	197,97	1.469,48	2.720,61		

Anexo estadístico

CUADRO A.1

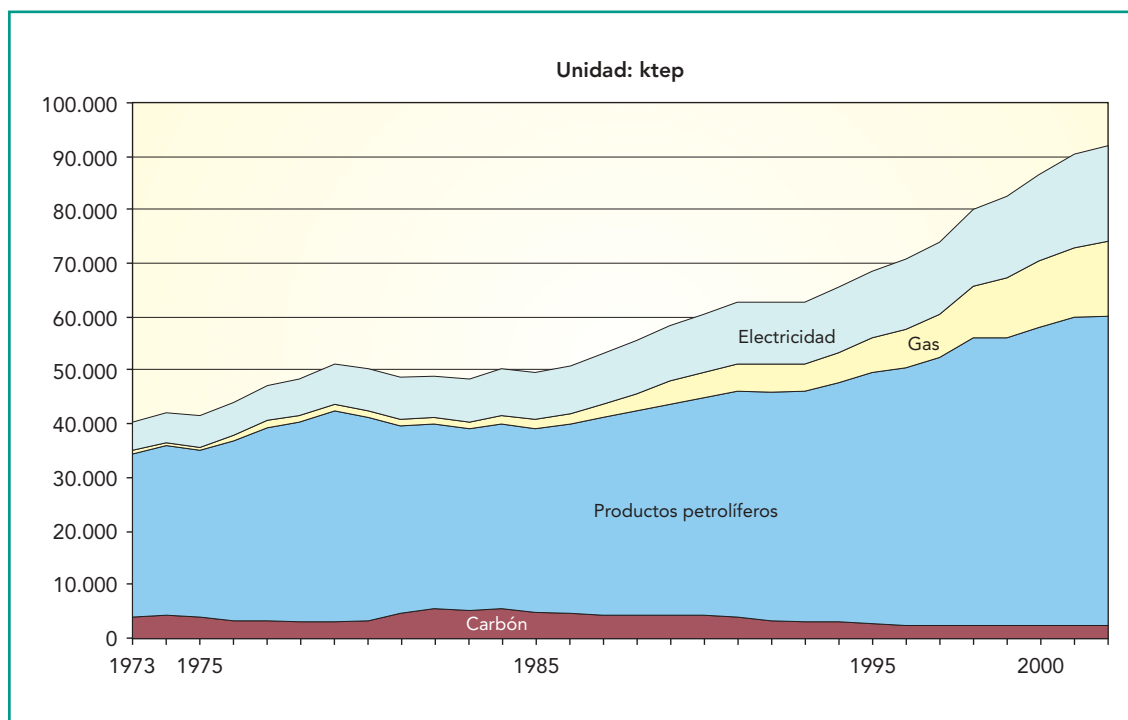
**Evolución del consumo de energía final en España
(1973-2002) (ktep)**

Año	Carbón		P. petrolíferos		Gas		Electricidad		Total	
	Ktep	(%)	Ktep	(%)	Ktep	(%)	Ktep	(%)	Ktep	(%)
1973	4.029	10,0	30.333	75,4	763	1,9	5.124	12,7	40.249	100,0
1974	4.326	10,2	31.576	74,6	820	1,9	5.597	13,2	42.319	100,0
1975	3.955	9,5	30.993	74,4	901	2,2	5.784	13,9	41.633	100,0
1976	3.510	7,9	33.335	75,5	1.034	2,3	6.292	14,2	44.171	100,0
1977	3.522	7,5	35.916	76,2	1.136	2,4	6.557	13,9	47.131	100,0
1978	3.161	6,5	37.127	76,6	1.220	2,5	6.933	14,3	48.441	100,0
1979	3.196	6,3	39.240	76,8	1.252	2,5	7.402	14,5	51.090	100,0
1980	3.504	7,0	37.737	75,2	1.220	2,4	7.748	15,4	50.209	100,0
1981	4.550	9,3	35.252	72,2	1.184	2,4	7.806	16,0	48.792	100,0
1982	5.545	11,3	34.477	70,3	1.178	2,4	7.865	16,0	49.065	100,0
1983	5.315	10,9	33.882	69,8	1.110	2,3	8.245	17,0	48.552	100,0
1984	5.443	10,8	34.581	68,9	1.549	3,1	8.622	17,2	50.195	100,0
1985	5.030	10,1	34.110	68,5	1.768	3,6	8.858	17,8	49.766	100,0
1986	4.783	9,4	35.221	69,0	2.004	3,9	9.046	17,7	51.054	100,0
1987	4.212	7,9	37.017	69,7	2.463	4,6	9.427	17,7	53.119	100,0
1988	4.237	7,6	38.328	68,9	3.153	5,7	9.876	17,8	55.594	100,0
1989	4.353	7,4	39.587	67,7	4.116	7,0	10.410	17,8	58.466	100,0
1990	4.271	7,0	40.893	67,4	4.531	7,5	10.974	18,1	60.669	100,0
1991	4.135	6,6	42.240	67,3	4.999	8,0	11.372	18,1	62.746	100,0
1992	3.511	5,6	42.481	67,8	5.154	8,2	11.488	18,3	62.634	100,0
1993	3.131	5,0	42.998	68,4	5.130	8,2	11.569	18,4	62.828	100,0
1994	2.977	4,5	44.826	68,5	5.647	8,6	11.999	18,3	65.449	100,0
1995	2.702	3,9	46.952	68,4	6.550	9,5	12.462	18,1	68.666	100,0
1996	2.464	3,5	48.107	68,0	7.325	10,4	12.827	18,1	70.723	100,0
1997	2.334	3,2	50.108	67,8	8.162	11,0	13.331	18,0	73.935	100,0
1998	2.554	3,2	53.682	66,9	9.688	12,1	14.290	17,8	80.214	100,0
1999	2.573	3,1	53.766	65,1	10.934	13,2	15.364	18,6	82.638	100,0
2000	2.546	2,9	55.628	64,1	12.292	14,2	16.306	18,8	86.772	100,0
2001	2.544	2,8	57.255	63,4	13.208	14,6	17.292	19,1	90.029	100,0
2002	2.486	2,7	57.635	62,6	14.146	15,4	17.762	19,3	92.029	100,0

No incluye energías renovables.
 Metodología: AIE.
 Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.1

Evolución del consumo de energía final



CUADRO A.2
**Evolución del consumo de energía primaria en España
 (1973-2002) (ktep)**

Año	Carbón ¹		Petróleo		Gas natural		Hidráulica ²		Nuclear		Saldo ³		Total	
	Ktep	(%)	Ktep	(%)	Ktep	(%)	Ktep	(%)	Ktep	(%)	Ktep	(%)	Ktep	(%)
1973	9.875	18,2	39.455	72,9	794	1,5	2.489	4,6	1.705	3,1	-173	-0,3	54.145	100
1974	9.169	16,2	42.095	74,5	852	1,5	2.635	4,7	1.882	3,3	-98	-0,2	56.535	100
1975	10.332	17,9	42.230	73,2	941	1,6	2.244	3,9	1.966	3,4	-53	-0,1	57.660	100
1976	9.584	15,5	47.353	76,7	1.092	1,8	1.808	2,9	1.969	3,2	-67	-0,1	61.739	100
1977	10.227	16,5	45.714	73,5	1.184	1,9	3.413	5,5	1.700	2,7	-81	-0,1	62.158	100
1978	10.229	15,9	47.389	73,8	1.269	2,0	3.468	5,4	1.993	3,1	-132	-0,2	64.216	100
1979	10.648	16,0	49.134	73,6	1.327	2,0	3.994	6,0	1.746	2,6	-128	-0,2	66.721	100
1980	13.337	19,4	50.070	72,8	1.567	2,3	2.544	3,7	1.351	2,0	-119	-0,2	68.750	100
1981	15.178	22,4	46.439	68,7	1.765	2,6	1.894	2,8	2.494	3,7	-125	-0,2	67.644	100
1982	17.253	25,4	44.395	65,5	1.890	2,8	2.265	3,3	2.285	3,4	-260	-0,4	67.828	100
1983	17.636	26,1	42.545	63,0	2.202	3,3	2.335	3,5	2.778	4,1	-9	0,0	67.487	100
1984	18.057	25,9	40.907	58,6	1.877	2,7	2.718	3,9	6.016	8,6	199	0,3	69.774	100
1985	19.121	27,0	39.538	55,9	2.195	3,1	2.701	3,8	7.308	10,3	-92	-0,1	70.771	100
1986	18.695	25,4	40.676	55,2	2.336	3,2	2.282	3,1	9.761	13,3	-108	-0,1	73.642	100
1987	18.003	23,6	42.520	55,8	2.648	3,5	2.358	3,1	10.755	14,1	-132	-0,2	76.152	100
1988	15.248	19,3	44.282	56,0	3.440	4,4	3.035	3,8	13.151	16,6	-115	-0,1	79.041	100
1989	19.173	22,3	46.025	53,6	4.505	5,2	1.640	1,9	14.625	17,0	-157	-0,2	85.811	100
1990	18.974	21,6	47.741	54,2	5.000	5,7	2.205	2,5	14.138	16,1	-36	0,0	88.022	100
1991	18.992	21,0	49.367	54,5	5.511	6,1	2.349	2,6	14.484	16,0	-58	-0,1	90.645	100
1992	19.277	21,0	50.464	54,9	5.851	6,4	1.724	1,9	14.537	15,8	55	0,1	91.908	100
1993	18.418	20,3	49.709	54,7	5.829	6,4	2.155	2,4	14.609	16,1	109	0,1	90.828	100
1994	18.018	19,3	51.894	55,6	6.479	6,9	2.425	2,6	14.415	15,4	160	0,2	93.390	100
1995	18.721	19,2	54.610	55,9	7.504	7,7	2.000	2,0	14.449	14,8	386	0,4	97.670	100
1996	15.810	16,1	55.433	56,6	8.401	8,6	3.521	3,6	14.680	15,0	91	0,1	97.936	100
1997	18.010	17,4	57.396	55,3	11.057	10,7	3.117	3,0	14.411	13,9	-264	-0,3	103.726	100
1998	18.300	16,5	61.670	55,7	11.816	10,7	3.220	2,9	15.376	13,9	293	0,3	110.676	100
1999	20.976	18,1	63.041	54,4	13.535	11,7	2.484	2,1	15.337	13,2	492	0,4	115.865	100
2000	22.137	18,2	64.663	53,2	15.223	12,5	2.943	2,4	16.211	13,3	382	0,3	121.558	100
2001	20.204	16,2	66.721	53,7	16.405	13,2	4.129	3,3	16.602	13,4	298	0,2	124.359	100
2002	22.651	17,6	67.611	52,6	18.757	14,6	2.733	2,1	16.422	12,8	458	0,4	128.632	100

¹ Incluye RSU y otros combustibles sólidos consumidos en generación eléctrica.

² Incluye energía eólica y solar fotovoltaica.

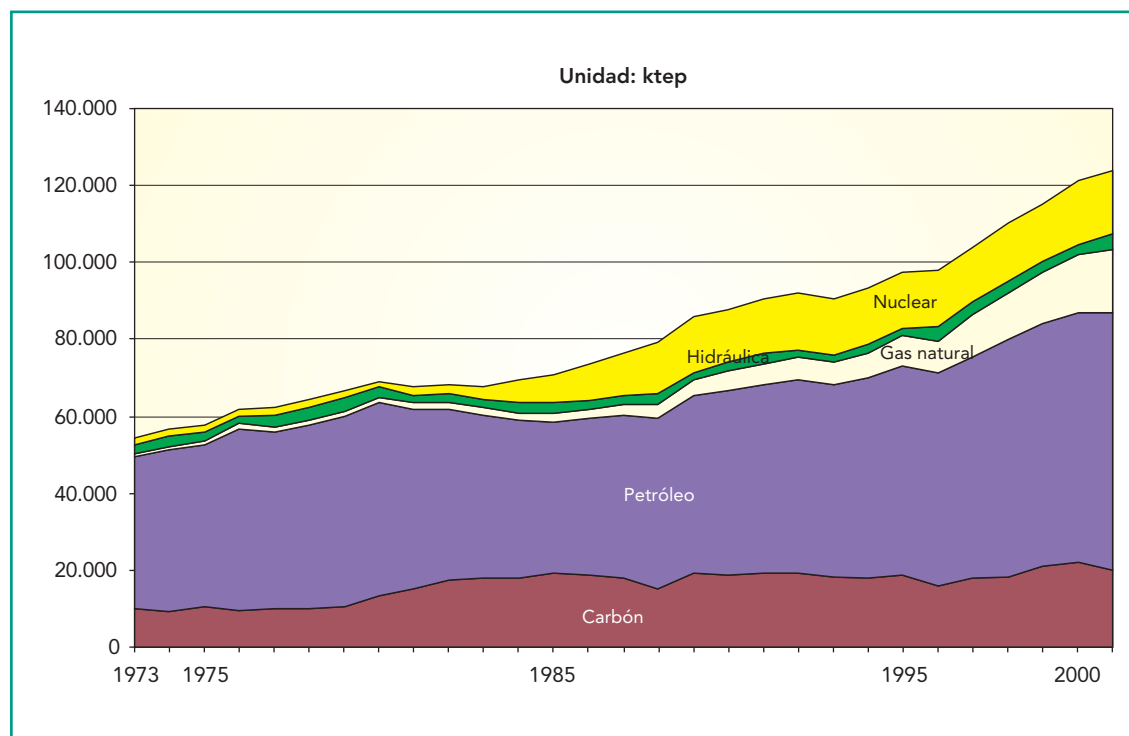
³ Saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica (Importación – Exportación).

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.2

Evolución del consumo de energía primaria



CUADRO A.1

Evolución del consumo de energía final por sectores
(1981-2002) (Unidad: ktep)

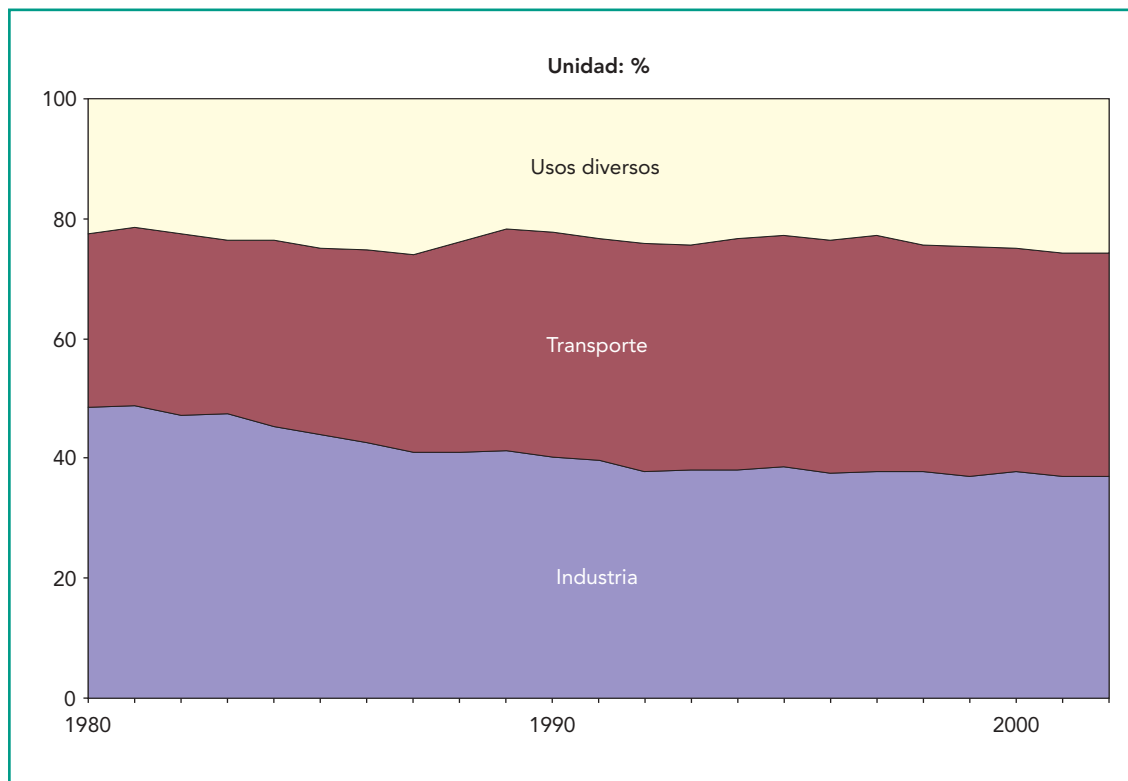
	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
INDUSTRIA	23.807	23.130	23.066	22.683	21.859	21.787	21.801	22.853	24.188	24.423	24.921	23.594	23.838	24.923	26.423	26.581	28.037	30.420	30.635	32.826	33.356	34.078
Carbón	4.130	5.094	4.829	4.873	4.418	4.131	3.752	3.766	3.884	3.893	3.796	3.248	2.980	2.847	2.581	2.306	2.180	2.414	2.467	2.466	2.479	2.432
Productos petrolíferos	14.315	12.725	12.704	11.879	11.350	11.375	11.273	11.363	11.555	11.306	11.578	10.857	11.627	12.123	12.794	12.720	13.166	13.804	12.695	13.350	12.940	12.860
Gas	738	722	842	1.024	1.211	1.417	1.835	2.635	3.384	3.677	3.987	4.000	3.800	4.333	5.123	5.650	6.457	7.604	8.428	9.602	10.168	10.798
Electricidad	4.624	4.589	4.691	4.907	4.880	4.864	4.941	5.088	5.365	5.547	5.560	5.491	5.431	5.620	5.926	5.906	6.235	6.599	7.045	7.408	7.769	7.989
TRANSPORTE	14.488	14.929	14.077	15.663	15.542	16.365	17.499	19.537	21.543	22.716	23.203	23.904	23.746	25.233	26.591	27.461	29.096	30.305	31.515	32.276	33.785	34.377
Carbón	12	8	8	2	9	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Productos petrolíferos	14.328	14.769	13.907	15.486	15.345	16.168	17.296	19.333	21.325	22.478	22.953	23.643	23.493	24.967	26.316	27.166	28.791	29.981	31.176	31.913	33.392	33.964
Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricidad	148	152	162	174	188	195	203	203	217	238	250	261	253	266	275	295	305	324	339	362	392	412
USOS DIVERSOS	10.497	11.006	11.409	11.850	12.365	12.902	13.819	13.204	12.735	13.531	14.622	15.135	15.244	15.293	15.651	16.680	16.803	19.488	20.488	21.671	23.157	23.574
Carbón	408	443	479	568	603	650	459	470	468	378	339	263	151	130	121	158	154	140	106	80	65	55
Productos petrolíferos	6.609	6.983	7.270	7.216	7.415	7.678	8.448	7.631	6.706	7.109	7.709	7.981	7.878	7.735	7.842	8.221	8.151	9.897	9.895	10.365	10.923	10.811
Gas	446	456	268	525	557	587	628	518	732	854	1.012	1.154	1.330	1.315	1.427	1.675	1.706	2.084	2.506	2.690	3.039	3.348
Electricidad	3.034	3.124	3.392	3.541	3.790	3.987	4.283	4.585	4.828	5.190	5.562	5.737	5.885	6.114	6.261	6.627	6.792	7.367	7.980	8.536	9.131	9.361
TOTAL	48.792	49.065	48.552	50.196	49.766	51.054	53.119	55.593	58.466	60.669	62.746	62.634	62.828	65.449	68.666	70.722	73.935	80.214	82.638	86.772	90.298	92.029
Carbón	4.550	5.545	5.315	5.443	5.030	4.783	4.212	4.237	4.353	4.271	4.135	3.511	3.131	2.977	2.702	2.464	2.334	2.554	2.573	2.546	2.544	2.486
Productos petrolíferos	35.252	34.477	33.882	34.581	34.110	35.221	37.017	38.328	39.587	40.893	42.240	42.481	42.998	44.826	46.952	48.107	50.108	53.682	53.766	55.628	57.255	57.635
Gas	1.184	1.178	1.110	1.549	1.768	2.004	2.463	3.153	4.116	4.531	4.999	5.154	5.130	5.647	6.550	7.325	8.162	9.688	10.934	12.292	13.208	14.146
Electricidad	7.806	7.865	8.245	8.622	8.858	9.046	9.427	9.876	10.410	10.974	11.372	11.488	11.569	11.999	12.462	12.827	13.331	14.290	15.364	16.306	17.292	17.762
ESTRUCTURA (%)																						
Industria	48,79	47,14	47,51	45,19	43,92	42,67	41,04	41,11	41,37	40,26	39,72	37,67	37,94	38,08	38,48	37,59	37,92	37,92	37,07	37,83	36,94	37,03
Transporte	29,69	30,43	28,99	31,20	31,23	32,05	32,94	35,14	36,85	37,44	36,98	38,17	37,79	38,55	38,73	38,83	39,35	37,78	38,14	37,20	37,41	37,35
Usos diversos	21,51	22,43	23,50	23,61	24,85	25,27	26,01	23,75	21,78	22,30	23,30	24,16	24,26	23,37	22,79	23,59	22,73	24,30	24,79	24,97	25,65	25,62

Nota: no incluye energías renovables.

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.3

Sectorización del consumo de energía final

CUADRO A.4
Evolución del consumo de energía final por unidad de PIB
(1981-2002) (tep/miles de euros ctes. de 1995)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
PIB	303,8	307,6	313,1	318,6	326,0	336,6	355,3	373,4	391,4	406,3	416,6	420,5	416,1	426,0	437,8	448,5	466,1	486,2	505,8	526,4	540,6	551,4
Carbón/PIB	0,015	0,018	0,017	0,017	0,015	0,014	0,012	0,011	0,011	0,011	0,010	0,008	0,008	0,007	0,006	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
P. petrolíferos/PIB	0,116	0,112	0,108	0,109	0,105	0,105	0,104	0,103	0,101	0,101	0,101	0,101	0,103	0,105	0,107	0,107	0,107	0,110	0,106	0,106	0,106	0,105
Gas/PIB	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,006	0,007	0,008	0,011	0,011	0,012	0,012	0,012	0,013	0,015	0,016	0,018	0,020	0,022	0,023	0,024	0,026
Electricidad/PIB	0,026	0,026	0,026	0,027	0,027	0,027	0,027	0,026	0,027	0,027	0,027	0,027	0,028	0,028	0,028	0,029	0,029	0,029	0,030	0,031	0,032	0,032
ENERGÍA FINAL/PIB	0,161	0,160	0,155	0,158	0,153	0,152	0,149	0,149	0,149	0,149	0,151	0,149	0,151	0,154	0,157	0,158	0,159	0,165	0,163	0,165	0,167	0,167
ÍNDICE (Año 1980=100)	97,31	96,65	93,97	95,45	92,49	91,89	90,58	90,21	90,50	90,49	91,26	90,26	91,48	93,08	95,04	95,55	96,11	99,96	99,00	99,89	101,21	101,13

Metodología: AIE.
 PIB en miles de millones de euros constantes de 1995.
 Fuente: DGPEM.



CUADRO A.5
Evolución del consumo de energía final por habitante
(1981-2002) (tep/habitante)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
POBLACIÓN	37,75	37,96	38,18	38,34	38,50	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,92	39,01	39,10	39,17	39,22	39,28	39,85	40,20	40,54	40,87	41,12	41,44
Carbón/hab.	0,12	0,15	0,14	0,14	0,13	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
P. petrolíferos/hab.	0,93	0,91	0,89	0,90	0,89	0,91	0,96	0,99	1,02	1,05	1,09	1,09	1,10	1,14	1,20	1,22	1,26	1,34	1,33	1,36	1,39	1,39
Gas/hab.	0,03	0,03	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,08	0,11	0,12	0,13	0,13	0,13	0,14	0,17	0,19	0,20	0,24	0,27	0,30	0,32	0,34
Electricidad/hab.	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,25	0,27	0,28	0,29	0,29	0,30	0,31	0,32	0,33	0,33	0,36	0,38	0,40	0,42	0,43
ENERGÍA FINAL/PIB	1,29	1,29	1,27	1,31	1,29	1,32	1,37	1,43	1,50	1,56	1,61	1,61	1,61	1,67	1,75	1,80	1,86	2,00	2,04	2,12	2,20	2,22
ÍNDICE (Año 1980=100)	96,25	96,25	94,70	97,50	96,26	98,32	102,16	106,67	111,96	115,97	120,06	119,57	119,67	124,44	130,38	134,09	138,16	148,59	151,79	158,12	163,55	165,37

Metodología: AIE.

Población en millones de habitantes.

Fuente: DGPEM.

CUADRO A.6
**Evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB
 (1981-2002) (tep/miles de euros ctes. de 1995)**

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
PIB	303,8	307,6	313,1	318,6	326,0	336,6	355,3	373,4	391,4	406,3	416,6	420,5	416,1	426,0	437,8	448,5	466,1	486,2	505,8	526,4	540,6	551,4
Carbón/PIB	0,050	0,056	0,056	0,057	0,059	0,056	0,051	0,041	0,049	0,047	0,046	0,046	0,044	0,042	0,043	0,035	0,039	0,038	0,041	0,042	0,037	0,041
Petróleo/PIB	0,153	0,144	0,136	0,128	0,121	0,121	0,120	0,119	0,118	0,118	0,119	0,120	0,119	0,122	0,125	0,124	0,123	0,127	0,125	0,123	0,123	0,123
Gas natural/PIB	0,006	0,006	0,007	0,006	0,007	0,007	0,007	0,009	0,012	0,012	0,013	0,014	0,014	0,015	0,017	0,019	0,024	0,024	0,027	0,029	0,030	0,034
Nuclear/PIB	0,008	0,007	0,009	0,019	0,022	0,029	0,030	0,035	0,037	0,035	0,035	0,035	0,035	0,034	0,033	0,033	0,031	0,032	0,030	0,031	0,031	0,030
Hidráulica/PIB	0,006	0,007	0,007	0,009	0,008	0,007	0,007	0,008	0,004	0,005	0,006	0,004	0,005	0,006	0,005	0,008	0,007	0,007	0,005	0,006	0,008	0,005
Saldo internacional/PIB	0,000	-0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	-0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
ENERGÍA PRIMARIA/PIB	0,223	0,221	0,216	0,219	0,217	0,219	0,214	0,212	0,219	0,217	0,218	0,219	0,218	0,219	0,223	0,218	0,223	0,228	0,229	0,231	0,230	0,233
ÍNDICE (Año 1980=100)	98,52	97,57	95,39	96,90	96,05	96,80	94,84	93,67	97,00	95,88	96,28	96,73	96,59	97,00	98,72	96,64	98,47	100,72	101,37	102,19	101,80	103,23

Metodología: AIE.
 PIB en miles de millones de euros constantes de 1995.
 Fuente: DGPEM.

CUADRO A.7
Evolución del consumo de energía primaria por habitante
(1981-2002) (tep/habitante)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
POBLACIÓN	37,75	37,96	38,18	38,34	38,5	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,92	39,008	39,096	39,166	39,22	39,278	39,853	40,202	40,544	40,868	41,117	41,442
Carbón/hab.	0,40	0,45	0,46	0,47	0,50	0,48	0,46	0,39	0,49	0,49	0,49	0,49	0,47	0,46	0,48	0,40	0,45	0,46	0,52	0,54	0,49	0,55
Petróleo/hab.	1,23	1,17	1,11	1,07	1,03	1,05	1,10	1,14	1,18	1,23	1,27	1,29	1,27	1,32	1,39	1,41	1,44	1,53	1,55	1,58	1,62	1,63
Gas natural/hab.	0,05	0,05	0,06	0,05	0,06	0,06	0,07	0,09	0,12	0,13	0,14	0,15	0,15	0,17	0,19	0,21	0,28	0,29	0,33	0,37	0,40	0,45
Nuclear/hab.	0,07	0,06	0,07	0,16	0,19	0,25	0,28	0,34	0,38	0,36	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,36	0,38	0,38	0,40	0,40	0,40
Hidráulica/hab.	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06	0,06	0,08	0,04	0,06	0,06	0,04	0,06	0,06	0,05	0,09	0,08	0,08	0,06	0,07	0,10	0,07
Saldo internacional/hab.	0,00	-0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	-0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
ENERGÍA PRIMARIA/PIB	1,79	1,79	1,77	1,82	1,84	1,90	1,97	2,04	2,21	2,26	2,33	2,36	2,32	2,38	2,49	2,49	2,60	2,75	2,86	2,97	3,02	3,10
ÍNDICE (Año 1980=100)	97,45	97,18	96,13	98,97	99,97	103,57	106,96	110,76	120,00	122,87	126,66	128,14	126,35	129,68	135,44	135,60	141,55	149,72	155,42	161,76	164,49	168,81

Metodología: AIE.

Población en millones de habitantes.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.4
Intensidad energética final

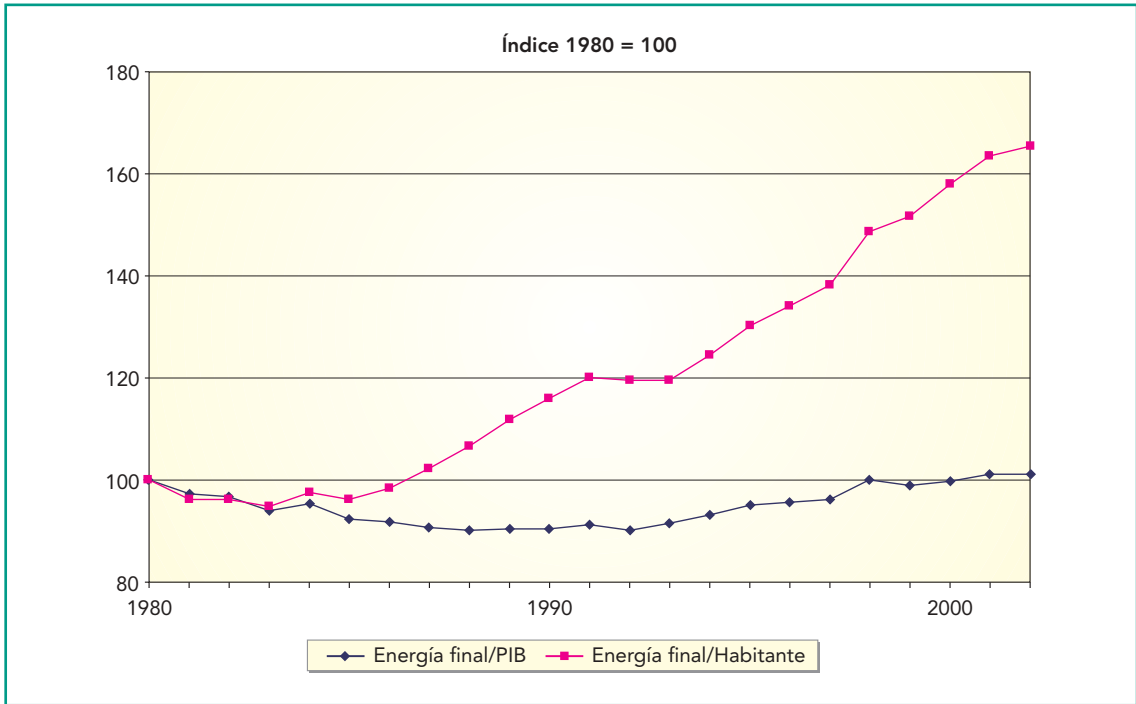
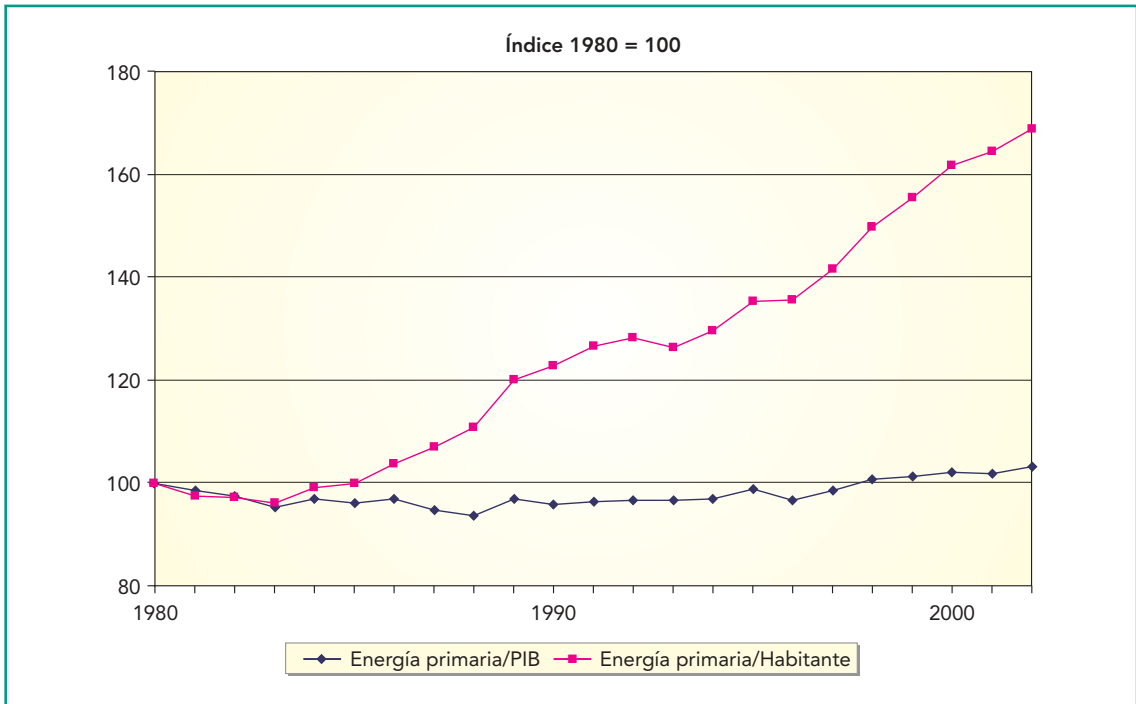


GRÁFICO A.5
Intensidad energética primaria



CUADRO A.8

**Evolución de la producción nacional de carbón
(1981-2002) (Unidad: miles de toneladas)**

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Hulla + Antracita	14.758	15.423	15.419	15.289	16.091	15.909	14.147	14.259	14.579	14.882	13.884	14.691	14.085	13.991	13.657	13.712	13.886	12.402	11.732	11.334	10.491	9.752
Lignito negro	6.268	6.433	7.248	6.898	6.280	5.887	4.860	4.690	4.724	4.697	4.113	3.829	4.133	4.138	4.032	4.071	4.118	3.923	3.694	3.628	3.475	3.557
Lignito pardo	14.650	17.449	17.286	17.405	17.292	16.527	15.627	12.960	17.275	16.373	15.523	14.779	13.347	11.362	10.775	9.587	8.463	9.750	8.832	8.524	8.718	8.726
TOTAL	35.676	39.305	39.953	39.592	39.663	38.323	34.634	31.909	36.577	35.952	33.520	33.299	31.566	29.491	28.465	27.370	26.466	26.075	24.258	23.486	22.685	22.035

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

CUADRO A.9

**Evolución de la producción nacional de carbón
(1981-2002) (Unidad: ktep)**

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Hulla + Antracita	7.646	7.951	7.993	7.819	8.151	8.421	7.283	7.278	7.351	7.323	6.732	7.022	6.885	6.767	6.729	6.754	6.940	6.189	5.852	5.715	5.293	4.895
Lignito negro	1.560	1.808	2.117	2.118	1.834	1.889	1.518	1.472	1.464	1.362	1.160	1.130	1.222	1.227	1.204	1.190	1.175	1.234	1.177	1.149	1.075	1.058
Lignito pardo	2.851	3.190	3.044	3.089	2.931	2.924	2.693	2.138	2.833	2.698	2.544	2.450	2.324	1.874	1.801	1.669	1.517	1.815	1.557	1.477	1.495	1.731
TOTAL	12.057	12.948	13.154	13.027	12.916	13.233	11.493	10.888	11.649	11.383	10.436	10.602	10.431	9.868	9.734	9.614	9.632	9.238	8.586	8.341	7.863	7.685

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

CUADRO A.10

Evolución de la producción nacional de energía (1981-2002) (Unidad: ktep)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Carbón	12.057	12.948	13.154	13.027	12.916	13.233	11.493	10.888	11.649	11.383	10.436	10.602	10.431	9.868	9.734	9.614	9.632	9.238	8.586	8.341	7.863	7.685
Petróleo	1.226	1.531	2.976	2.245	2.183	1.861	1.640	1.483	1.086	795	1.067	1.073	874	807	652	519	371	532	300	224	338	316
Gas natural	40	45	64	204	291	367	655	833	1.425	1.228	1.248	1.122	615	753	537	413	155	98	123	148	471	467
Nuclear	2.494	2.285	2.778	6.016	7.308	9.761	10.755	13.151	14.625	14.138	14.484	14.537	14.609	14.415	14.449	14.680	14.411	15.376	15.337	16.211	16.602	16.422
Hidráulica	1.894	2.265	2.335	2.718	2.701	2.282	2.358	3.035	1.640	2.205	2.349	1.724	2.155	2.425	2.000	3.521	3.117	3.220	2.484	2.943	4.129	2.733
TOTAL	17.711	19.073	21.307	24.210	25.399	27.504	26.901	29.390	30.425	29.749	29.584	29.059	28.684	28.268	27.372	28.746	27.686	28.464	26.830	27.867	29.404	27.622

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

CUADRO A.11

Evolución del grado de autoabastecimiento (1981-2002) (%)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Carbón	79,4	75,0	74,6	72,1	67,5	70,8	63,8	71,4	60,8	60,0	55,0	55,0	56,6	54,8	52,0	60,8	53,5	50,5	40,9	37,7	38,9	33,9
Petróleo	2,6	3,4	7,0	5,5	5,5	4,6	3,9	3,3	2,4	1,7	2,2	2,1	1,8	1,6	1,2	0,9	0,6	0,9	0,5	0,3	0,5	0,5
Gas natural	2,3	2,4	2,9	10,8	13,2	15,7	24,7	24,2	31,6	24,6	22,6	19,2	10,5	11,6	7,2	4,9	1,4	0,8	0,9	1,0	2,9	2,5
Nuclear	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Hidráulica	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
TOTAL	26,2	28,1	31,6	34,7	35,9	37,3	35,3	37,2	35,5	33,8	32,6	31,6	31,6	30,3	28,0	29,4	26,7	25,7	23,2	22,9	23,6	21,5

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.6

Producción nacional de carbón

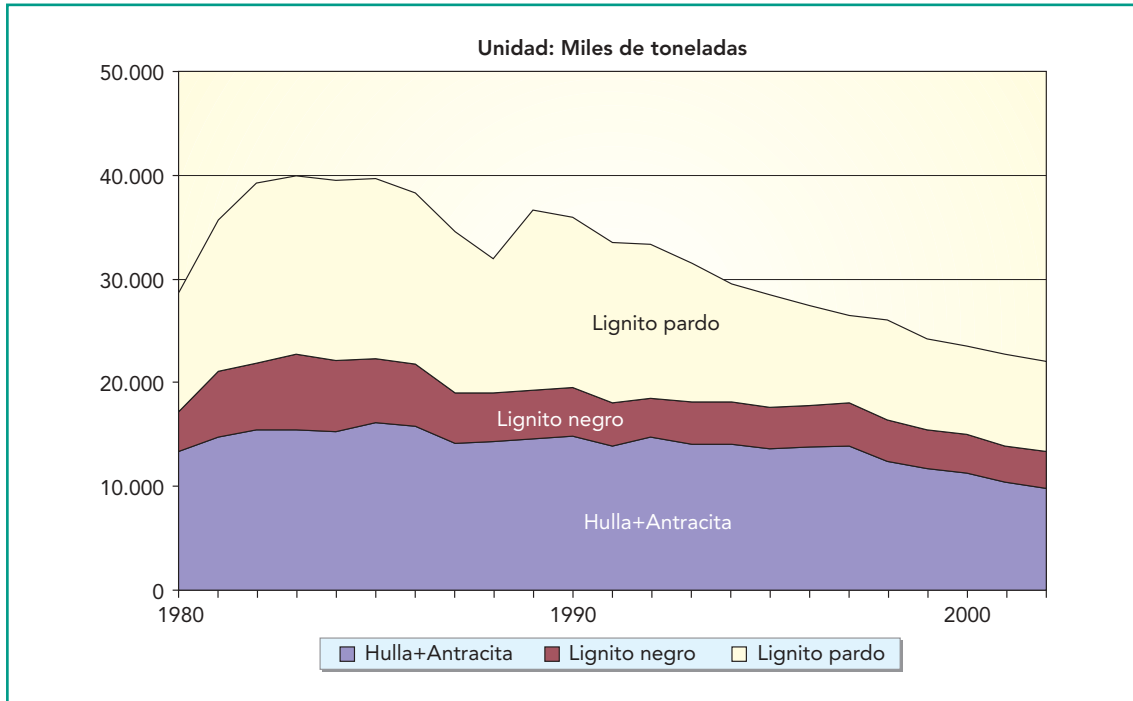


GRÁFICO A.7

Producción nacional de carbón

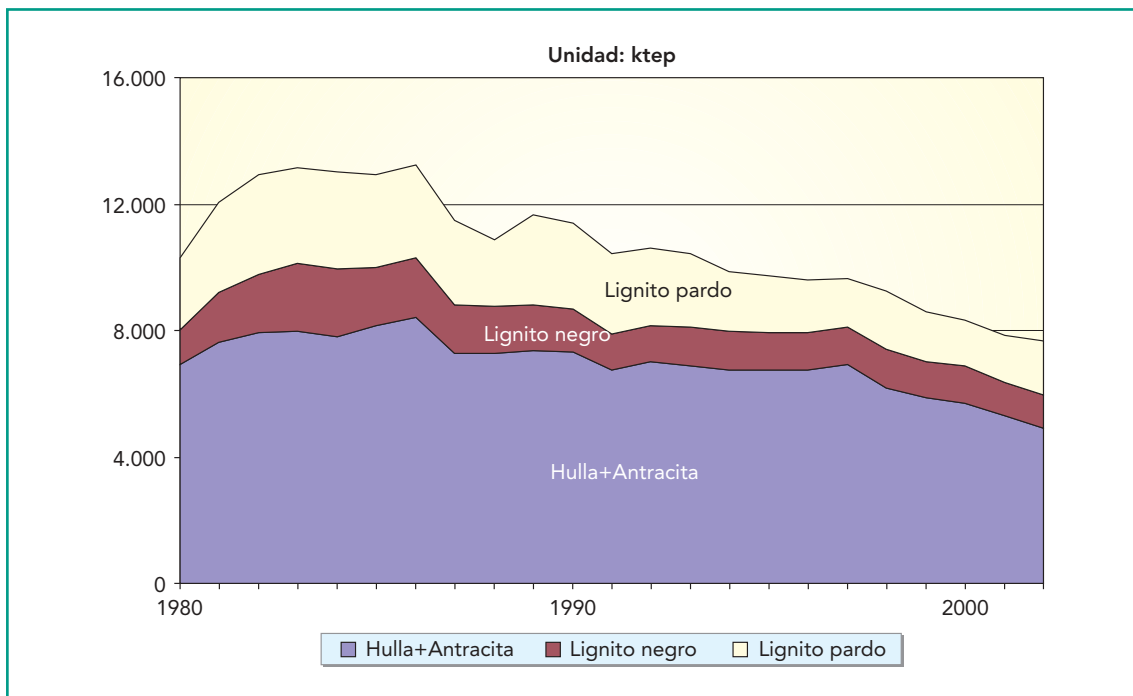
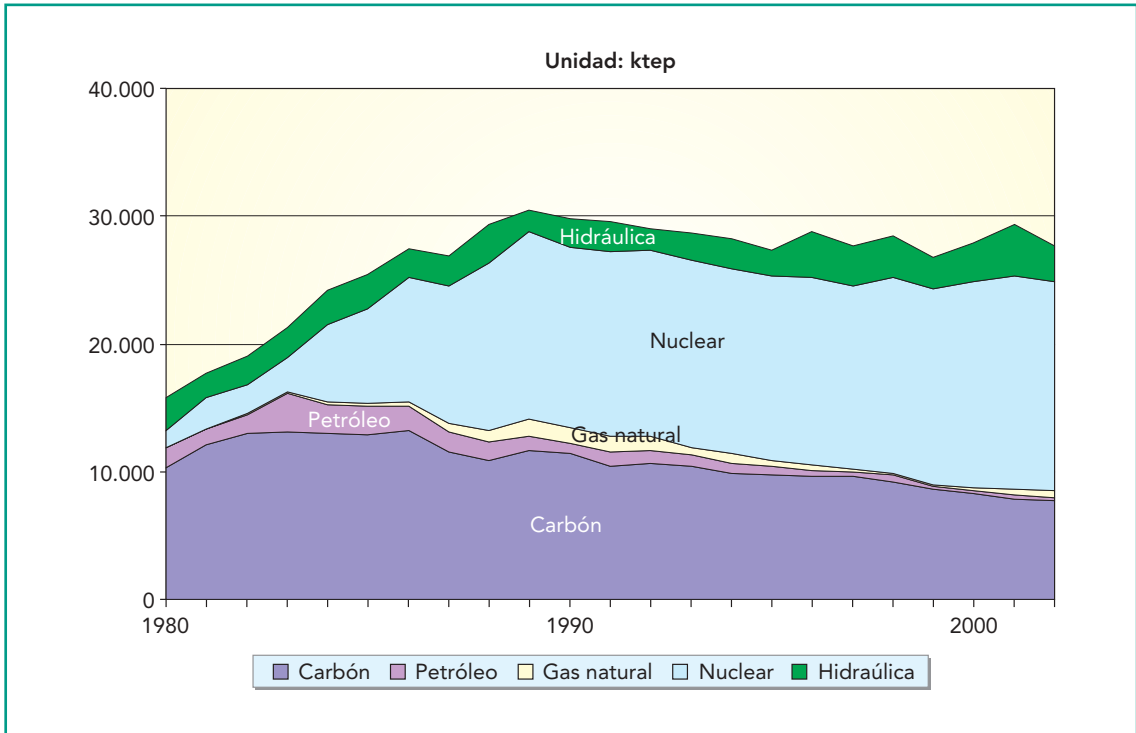


GRÁFICO A.8
Producción nacional de energía



Metodología

La AIE expresa sus balances de energía en una unidad común que es la tonelada equivalente de petróleo (tep). Una tep se define como 10^7 Kcal. La conversión de unidades habituales a tep se hace en base a los poderes caloríficos inferiores de cada uno de los combustibles considerados.

Carbón

Comprende los distintos tipos de carbón, (hulla, antracita, lignito negro y lignito pardo), así como productos derivados (aglomerados, coque, etc). En el consumo final de carbón se incluye el consumo final de gas de horno alto y de gas de coquería. El consumo primario de carbón recoge, además del consumo final, los consumos en el sector transformador (generación eléctrica, coquerías, resto de sectores energéticos) y las pérdidas. El paso a tep se hace utilizando los poderes caloríficos inferiores reales, según la tabla adjunta.

Petróleo

Comprende:

- Petróleo crudo, productos intermedios y condensados de gas natural.
- Productos petrolíferos incluidos los gases licuados del petróleo (GLP) y gas de refinería.

El consumo final, en el sector transporte, comprende todo el suministro a aviación, incluyendo a compañías extranjeras. En cambio los combustibles de barcos (bunkers) tanto nacionales como extranjeros, para transporte internacional, se asimilan a una exportación, no incluyéndose en el consumo nacional.

Gas

En consumo final incluye el gas natural y gas manufacturado procedente de cualquier fuente. En consumo primario incluye únicamente gas natural, consumido directamente o manufacturado.

Energía hidráulica

Recoge la producción bruta de energía hidroeléctrica primaria, es decir, sin contabilizar la energía eléctrica procedente de las centrales de bombeo. En la metodología

empleada, su conversión a tep se hace en base a la energía contenida en la electricidad generada, es decir, 1 MWh = 0,086 tep.

Energía nuclear

Recoge la producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear. Su conversión a tep se hace considerando un rendimiento medio de una central nuclear (33%), por lo que 1 MWh = 0,2606 tep.

Electricidad

Su transformación a tep, tanto en el caso de consumo final directo como en el saldo de comercio exterior se hace con la equivalencia 1 MWh = 0,086 tep.

El consumo de energía primaria se calcula suponiendo que las centrales eléctricas mantienen el rendimiento medio del año anterior. Salvo en el caso de electricidad o de grandes consumidores (generación eléctrica, siderurgia, cemento, etc.) en que se contabilizan los consumos reales, en el resto se consideran como tales las ventas o entregas de las distintas energías, que pueden no coincidir con los consumos debido a las posibles variaciones de existencias, que en períodos cortos de tiempo pueden tener relevancia.

Coeficientes de paso a toneladas equivalentes de petróleo (tep)

Valores estimados	(Tep/Tm)	Coeficientes recomendados por la AIE	(Tep/Tm)
Carbón		Productos petrolíferos	
Generación eléctrica:		- Petróleo crudo	1,019
- Hulla + Antracita	0,4970	- Condensados de gas natural	1,080
- Lignito negro	0,3188	- Gas de refinería	1,150
- Lignito pardo	0,1762	- Fuel de refinería	0,960
- Hulla importada	0,5810	- GLP	1,130
Coquerías:		- Gasolinas	1,070
- Hulla	0,6915	- Keroseno aviación	1,065
Resto usos:		- Keroseno agrícola y corriente	1,045
- Hulla	0,6095	- Gasóleos	1,035
- Coque metalúrgico	0,7050	- Fuel-oil	0,960
		- Naftas	1,075
		- Coque de petróleo	0,740
		- Otros productos	0,960
		Gas natural (Tep/GCal P.C.S.)	0,090
		Electricidad (Tep/Mwh)	0,086
		Hidráulica (Tep/Mwh)	0,086
		Nuclear (Tep/Mwh)	0,2606

Prefijos

Mega (M): 10^6 Giga (G): 10^9 Tera (T): 10^{12}

Unidades y factores de conversión para energía

	A:	Tj	Gcal	Mtep	Mtermias	GWh
De:	Multiplicar por:					
Tj		1	238,8	$2,388 \times 10^{-5}$	0,2388	0,2778
Gcal		$4,1868 \times 10^{-3}$	1	10^{-7}	10^{-3}	$1,163 \times 10^{-3}$
Mtermias		4,1868	10^3	10^{-4}	1	1,163
Mtep		$4,1868 \times 10^4$	10^7	1	10^4	11.630
GWh		3,6	860	$8,6 \times 10^{-5}$	0,86	1

Unidades y factores de conversión para volumen

	A:	Galones (US)	Barriles	Pie cúbico	Litro	Metro cúbico
De:	Multiplicar por:					
Galones (US)		1	0,02381	0,1337	3,785	0,0038
Barriles		42,0	1	5,615	159,0	0,159
Pie cúbico		7,48	0,1781	1	28,3	0,0283
Litro		0,2642	0,0063	0,0353	1	0,001
Metro cúbico		264,2	6,289	35,3147	1000,0	1

Utilizado en gas: bcm = 10^9 m³.

1 bcm aprox. equivalente a 10^4 Mtermias.

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

AIE	Agencia Internacional de la Energía.
AEAT	Agencia Estatal de Administración Tributaria.
EUROSTAT	Oficina Estadística de las Comunidades Europeas.
FOB \$/Bbl	Precio «Free on Board» en dólares/barril.
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

INE	Instituto Nacional de Estadística.
CLH	Compañía Logística de Hidrocarburos.
REE	Red Eléctrica de España, S. A.
DGPEM	Dirección General de Política Energética y Minas.
UE	Unión Europea.
UNESA	Asociación Española de la Industria Eléctrica.
b.c.	Barras de central.
b.g.	Bornes de generador.
Gcal. PCS	Gigacalorías de Poder Calorífico Superior.
GWh	Gigawatio hora.
MWh	Megawatio hora.
Ktep.	Miles de toneladas equivalentes de petróleo.
Kt.	Miles de toneladas.
tep.	Toneladas equivalentes de petróleo.