

LA ENERGÍA

EN ESPAÑA

2005



**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

SECRETARÍA GENERAL
DE ENERGÍA

Catálogo general de publicaciones oficiales
<http://publicaciones.administracion.es>



**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

**DIVISIÓN DE INFORMACIÓN,
DOCUMENTACIÓN Y PUBLICACIONES**
CENTRO DE PUBLICACIONES

Paseo de la Castellana, 160. 28071 Madrid

Tels.: 91.349 51 29 / 4968 / 4000

Fax: 91.349 44 85

www.mityc.es

NIPO: 701-06-035-8

I.S.B.N.-10: 84-96275-34-5

I.S.B.N.-13: 978-84-96275-34-8

D.L.: M-31347-2006

Impresión: GRAYMO, S.A.

Maquetación y diseño de cubierta: A. L. G.

ECPMITYC: 500/0706

EUAEVF: 14,00 € + IVA

ÍNDICE

INTRODUCCION	7
ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO EN MATERIA DE ENERGÍA Y MINAS	9
1. SITUACION Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES	11
1.1 POLITICA ENERGETICA.....	11
1.2 DEMANDA, PRODUCCION Y COMERCIO ENERGÉTICO.....	13
1.3 PRECIOS ENERGETICOS.....	17
2. DEMANDA DE ENERGIA EN ESPAÑA	21
2.1 DEMANDA DE ENERGIA FINAL.....	21
2.2 DEMANDA DE ENERGIA PRIMARIA	22
2.3 PRODUCCION INTERIOR DE ENERGIA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO.....	23
3. SECTOR ELECTRICO	31
3.1 DEMANDA ELECTRICA	31
3.2 OFERTA ELECTRICA	32
3.2.1 EXPLOTACION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	32
3.2.2 EXPLOTACION DEL SISTEMA PENINSULAR.....	33
3.2.3 EXPLOTACION DEL SISTEMA EXTRAPENINSULAR	36
3.2.4 RED DE TRANSPORTE	40
3.3 ESTRUCTURA DE TARIFAS	40
3.4 REGULACION LEGAL DEL SECTOR.....	47
3.5 EVOLUCION DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN 2005.....	49
3.6 EVOLUCIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	50
4. SECTOR NUCLEAR	55
4.1 GENERACION ELECTRICA DE ORIGEN NUCLEAR	55
4.2 PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR	55
4.3 SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR.....	55

4.4 EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS.	56
4.5 NORMATIVA NACIONAL Y DE LA UE APROBADA EN EL AÑO Y EN ELABORACIÓN . . .	57
4.6 ACTIVIDAD DE ORGANISMOS INTERNACIONALES.	64
4.7 “MESA DE DIÁLOGO SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA” . .	68
5. SECTOR CARBON	69
5.1 SITUACION ACTUAL	69
5.1.1. PANORÁMICA GENERAL DEL SECTOR	69
5.1.2. DEMANDA INTERIOR	69
5.1.3. CARACTERÍSTICAS DE LA OFERTA Y DEL PROCESO PRODUCTIVO	70
5.1.4. COMERCIO EXTERIOR	71
5.2. ESTRUCTURA DEL SECTOR	71
5.3. LA POLITICA CARBONERA EN 2005.	72
6. SECTOR GAS	75
6.1 DEMANDA.	76
6.2 OFERTA.	81
6.3 PRECIOS.	81
6.4 NORMATIVA	93
7. SECTOR PETROLEO	97
7.1 DEMANDA.	97
7.2 OFERTA.	98
7.3 PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS	99
7.4 REGULACION LEGAL DEL SECTOR	103
8. EFICIENCIA ENERGETICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	107
8.1 EFICIENCIA ENERGÉTICA.	107
8.2 COGENERACIÓN	115
8.3 ENERGÍAS RENOVABLES	129
8.4 DESARROLLO NORMATIVO.	139
9. ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE	145
9.1 AMBITO INTERNACIONAL	145
9.2 UNION EUROPEA.	146
9.3 AMBITO NACIONAL	150
10. INVESTIGACION Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGETICO	159
10.1 PLAN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, DESARROLLO E INNOVACIÓN TECNOLÓGICA (I+D+i) 2004-2007	159
10.2 RESULTADOS DEL PROGRAMA NACIONAL DE ENERGIA EN 2004	166
10.3 CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT)	168

11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA.	175
11.1 REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2005	175
11.2 REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2005.	179
11.3 PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ...	181
ANEXO ESTADISTICO	191
METODOLOGÍA.	207

INTRODUCCIÓN

Este informe recoge la evolución del mercado energético en España durante 2005, 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 2005 ha crecido un 2,6% respecto al del año anterior, aumento debido tanto al crecimiento de la demanda de los sectores consumidores finales como a la baja producción hidroeléctrica del conjunto del año, que ha obligado a un mayor uso de energías fósiles en generación eléctrica, bajando el rendimiento medio. Esta evolución ha venido acompañada de un aumento importante de los precios de las energías primarias en los mercados internacionales.

La demanda final ha crecido un 2,4%, tasa menor que la de años anteriores, 3,7% en 2004 y 5,4% en 2003. Por sectores consumidores finales, se ha registrado un mayor aumento de la demanda energética del transporte y en el sector doméstico y terciario, potenciado por las condiciones climáticas ligeramente más severas que las del año anterior. El consumo energético final continúa evolucionando hacia mayor peso del gas y la electricidad y menor en productos petrolíferos. El ratio de intensidad energética final ha bajado, rompiendo su tendencia al alza de los últimos años y también ha mejorado el ratio de intensidad energética primaria respecto del año anterior, a pesar de la menor generación hidroeléctrica citada, debido a la entrada en operación de los nuevos grupos de gas de ciclo combinado de alto rendimiento relativo y del creciente peso de otras energías renovables como la eólica.

En este año, en los sectores eléctrico y gasista ha continuado el desarrollo de las nuevas redes de transporte, asociadas al aumento de la capacidad de generación, fundamentalmente asociada a nuevos parques eólicos y las nuevas centrales de ciclo

combinado de gas. También se ha revisado, según lo previsto, la “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011”, aprobada en 2002. La revisión tiene el alcance temporal de 2005-2011, incluye las infraestructuras del sector del petróleo y fue aprobada el 31 de marzo de 2006. Entre las infraestructuras de gas previstas en la revisión cabe destacar el aumento del abastecimiento del sistema a través del nuevo gasoducto de MEDGAZ, que se espera entre en servicio en 2009 y las plantas de regasificación, donde se ha aumentado un 40% la capacidad planificada en 2002. Asociado al incremento de la capacidad de entrada al sistema, se ha procedido a incrementar la longitud de los gasoductos planificados en un 39%.

En cuanto a la normativa legal, se ha aprobado en 2005 un conjunto de reformas para el impulso a la productividad, que incluyen a los sectores energéticos, con medidas relativas al aumento de la competencia, transparencia de precios y al impulso del consumo de energías renovables, como la biomasa y los biocarburantes.

También en este año se han aprobado las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, que constituyen un marco estable, transparente y no discriminatorio, tanto para las actividades que se realicen para el suministro del mercado a tarifa como en el mercado liberalizado. Son una poderosa herramienta que contribuirá a optimizar el funcionamiento del sistema y a la seguridad global del mismo.

En materia de eficiencia energética, se ha aprobado el Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4), con el objetivo de conseguir ahorros energéticos equivalentes al 8,5% del consumo y al 20% de las importaciones de petróleo actuales. En el Plan se relacionan y concretan las actuaciones que deben ponerse en marcha a corto y

medio plazo en cada sector, detallando para ello objetivos, plazos, recursos y responsabilidades, y evaluando finalmente los impactos globales derivados de estas actuaciones.

Se ha aprobado el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, que constituye la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 hasta ahora vigente. Con esta revisión, se trata de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010, así como de incorporar los otros dos objetivos indicativos —29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para ese año— adoptados con posterioridad al anterior Plan. El nuevo Plan, entre otras novedades, revisa y modifica de manera sensible los objetivos referidos a la energía eólica, solar fotovoltaica y termoeléctrica, así como los de producción de biocarburantes.

Finalmente, el año 2005 ha sido especialmente significativo en los temas relacionados con el medio ambiente, ya que a nivel internacional ha entrado en vigor del Protocolo de Kioto el 16 de febrero del 2005, tras ratificarlo un número suficiente de países. A nivel Comunitario ya ha empezado el período de vigencia para la Directiva del Comercio de emisiones en su primera fase 2005-2007 y dentro de la legislación nacional ha sido aprobado el Plan Nacional de Asignación de emisiones de CO₂ para los años 2005-2007 para los sectores de la Directiva, entre ellos el de generación eléctrica, y se han puesto en marcha tanto los mecanismos para el registro, seguimiento y verificación del comercio de permisos de emisión de gases de efecto invernadero. También en España, se ha aprobado la propuesta de Plan Nacional de Reducción de Emisiones para las Grandes Instalaciones de Combustión.

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 Industria, Turismo y Comercio por Real Decreto 562/2004 de 19 de abril de 2004, y cuya estructura orgánica básica se estableció por Real Decreto 1554/2004 de 25 de junio de 2004, modificado por R.D. 254/2006 de 3 de marzo.

Dentro de éste, en la Secretaría General de Energía, 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.

De la Secretaría General de Energía depende la Subdirección General de Planificación Energética.

De la Secretaría General de Energía depende la Dirección General de Política Energética y Minas, cuya estructura es:

- Subdirección General de Energía Eléctrica.
- Subdirección General de Energía Nuclear.

– Subdirección General de Hidrocarburos.

– Subdirección General de Minas.

Organismos adscritos al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio:

A través de la la Secretaría General de Energía,

- **Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.**
- **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).** Sus funciones son el fomento de la eficiencia energética y de las energías renovables.
- **ENRESA**, entidad pública empresarial de gestión de residuos radiactivos.

Corresponde a la Secretaría General de Energía la tutela sobre la **Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES)**, órgano de gestión y mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de petróleo y productos petrolíferos.

La **Comisión Nacional de Energía** queda adscrita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a través de la Secretaría General de Energía.

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

- El **Ministerio de Educación y Ciencia**: 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 Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y es el organismo competente en materia de seguridad nuclear y protección radiológica.

1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES

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

1.1 POLÍTICA ENERGÉTICA

Las políticas energéticas de los países desarrollados siguen orientadas a lograr los objetivos básicos de seguridad en el abastecimiento energético, contribución de la energía al aumento de la competitividad de la economía y la integración de los objetivos medioambientales. El marco en el que se desarrollan estas políticas es el mercado energético internacional caracterizado en los últimos años por un crecimiento sostenido de la demanda que se ha correspondido con oferta de energía suficiente, aunque, a pesar de ello, se ha registrado un aumento generalizado de precios.

Las medidas tendentes a la consecución de estos objetivos y hacerlos compatibles, requiere establecer un 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 se pretende que la competencia entre empresas logre precios energéticos más bajos. La mayor producción y desarrollo de energías limpias mediante el apoyo a su rentabilidad económica por sistema de primas, hace gravar los precios energéticos, lo que repercute en la competitividad de la economía. Por otra parte, las tecnologías de uso final o de transformación de la energía más eficientes suelen ser también de menor impacto ambiental y las más competitivas.

Como instrumentos de política energética para lograr estos objetivos, se tiende 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 ener-

gías y 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 regulación destinada a la protección del medio ambiente a nivel internacional, en particular, las relativas a las emisiones de gases de efecto invernadero, está teniendo una importancia creciente en las actividades energéticas, lo que está llevando a la realización de importantes inversiones, el desarrollo de tecnologías más limpias y diseño de nuevas estrategias en el sector.

El fomento de las energías renovables y la mejora de eficiencia, en particular mediante el impulso a la cogeneración, se ha concretado en legislación específica, que se detalla en otros capítulos de este Informe, y que contiene objetivos cuantitativos que los Estados miembro reflejarán en su legislación.

Libro verde sobre una Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura

Este documento recoge la revisión de política energética propuesta por la Comisión Europea en 2006, en base a la nueva realidad con que se encuentra Europa en cuanto a la energía, plantea cuestiones para el debate y sugiere posibles medidas a nivel europeo.

La política energética europea debería fijarse tres grandes objetivos:

- Sostenibilidad:
 - desarrollar fuentes renovables de energía competitivas y otras fuentes y vectores energéticos de baja emisión de carbono, en particular combustibles alternativos para el transporte;

- mejorar la eficiencia energética en Europa,
- liderar los esfuerzos mundiales por detener el cambio climático y mejorar la calidad de la atmósfera local.

• Competitividad:

- asegurar que la apertura del mercado de la energía resulta beneficiosa para los consumidores y para la economía en general y, al mismo tiempo, estimula las inversiones destinadas a la producción de energía limpia y al incremento de la eficiencia energética;
- amortiguar las repercusiones del aumento de los precios internacionales de la energía en la economía de la UE y en sus ciudadanos,
- mantener a Europa en la vanguardia de las tecnologías energéticas.

• Seguridad de abastecimiento: se trata de frenar la creciente dependencia de la UE respecto de la energía importada mediante:

- un enfoque integrado de eficiencia energética, diversificación de los tipos de energía consumida por la UE mediante un mayor uso de las energías autóctonas y renovables competitivas y diversificación de las rutas y las fuentes de abastecimiento de la energía importada;
- la creación de un marco que estimule las inversiones adecuadas para hacer frente a la creciente demanda de energía;
- la mejora del equipamiento de la UE para hacer frente a las situaciones de emergencia;
- la mejora de las condiciones de las empresas europeas que desean acceder a los recursos globales,
- la garantía de que todos los ciudadanos y todas las empresas tienen acceso a la energía.

El Libro Verde fórmula varias propuestas para alcanzar estos objetivos:

- La UE tiene que implantar plenamente sus mercados interiores del gas y de la electricidad. Siguiendo medidas:
 - el desarrollo de una red europea,
 - la mejora de las interconexiones;
 - la creación de un marco para estimular las nuevas inversiones;
 - una separación de actividades más eficaz;
 - el reforzamiento de la competitividad, por ejemplo mediante la mejora de la coordinación entre órganos de reglamentación, autoridades de competencia y la Comisión.
- La UE ha de conseguir que su mercado interior de la energía garantice la seguridad del abastecimiento y la solidaridad entre los Estados miembros.

Medidas siguientes:

- una revisión de la legislación comunitaria vigente sobre reservas de petróleo y gas, para adaptarlas a los problemas actuales;
- un Observatorio europeo del suministro energético que aumente la transparencia sobre las cuestiones relativas a la seguridad del abastecimiento en la UE;
- una mejora de la seguridad de la red mediante el aumento de la cooperación entre los operadores de redes y quizá una agrupación europea oficial de operadores de redes;
- una mayor seguridad física de esas infraestructuras, conseguida posiblemente con unas normas comunes;
- una mayor transparencia sobre las reservas energéticas a nivel europeo.
- La Comunidad necesita un debate real en todo su ámbito sobre las diferentes fuentes de energía, con inclusión de los costes y la contribución al cambio climático, para poder tener la seguridad de que, en general, la combinación energética de la UE se ajusta a los objetivos de seguridad del abastecimiento, competitividad y desarrollo sostenible.
- Europa tiene que hacer frente a los desafíos del cambio climático de forma compatible con los objetivos de Lisboa. Posibles medidas:
 - prioridad a la eficiencia energética, con el objetivo de ahorrar el 20 % de la energía que la UE utilizaría en caso contrario para 2020, y acordar una serie de medidas concretas para alcanzar este objetivo: campañas de eficiencia energética, incluida la de los edificios; utilización de instrumentos y mecanismos financieros para estimular las inversiones; intensificación de los esfuerzos en el sector del transporte; implantación de un régimen paneuropeo de comercio de «certificados blancos»; mayor información sobre el rendimiento energético de algunos aparatos, vehículos y equipos industriales, y posible fijación de normas mínimas de rendimiento;
 - adoptar una guía a largo plazo de las fuentes de energía renovable, que incluiría los elementos siguientes: nuevos esfuerzos por alcanzar los objetivos existentes; estudio de las metas u objetivos necesarios después de 2010; una nueva directiva comunitaria sobre calefacción y refrigeración; un plan detallado de estabilización y progresiva reducción de la dependencia de la UE respecto del petróleo importado; unas iniciativas para acercar las fuentes de energía limpia y renovable a los mercados.
 - Un plan estratégico de tecnología energética que permita utilizar lo mejor posible los recursos europeos, aprovechar las plataformas tecnológicas europeas y, con la opción de recurrir

a iniciativas tecnológicas comunes o a la creación de empresas comunes, desarrollar mercados líderes de innovación energética.

- Una política energética exterior común. Para responder al reto que suponen los elevados y volátiles precios de la energía, la creciente dependencia respecto de las importaciones, el rápido aumento de la demanda mundial de energía y el calentamiento global, la UE necesita disponer de una política energética exterior y con ese fin, la Comisión propone: determinar las prioridades europeas de construcción de la nueva infraestructura necesaria para la seguridad del suministro energético de la UE; establecer un Tratado de la Comunidad Paneuropea de la Energía; crear una nueva asociación en el sector de la energía con Rusia; dotarse de un nuevo mecanismo comunitario que permita reaccionar de manera rápida y coordinada ante las crisis del suministro energético exterior que afecten a los suministros de la UE; profundizar las relaciones en materia de energía con los principales productores y consumidores; promover un acuerdo internacional sobre eficiencia energética.

1.2 DEMANDA, PRODUCCION Y COMERCIO ENERGETICO

Mundo

La demanda energética en 2004, último año del que se dispone de datos en el momento de elaboración de este Informe, creció un 4,3% y un 2,9% en 2003, muy por encima de la tendencia del 1,4% anual medio en los diez años anteriores, pero con gran dispersión según áreas geográficas. Esta aceleración del crecimiento se debió a la reactivación económi-

ca global y destaca de forma significativa la continuidad del aumento del consumo en China, cerca del 20% en 2002, el 13,8% en 2003 y 15,1% en 2004, alcanzando ya en este año cerca del 14% del consumo energético total mundial.

Por regiones, en 2004 y en línea con el crecimiento económico, la demanda creció sólo ligeramente en Europa, 1,3% y Japón, 1,9%, mientras que en las economías emergentes, la demanda creció el 5% en Centro-Sur de América y en Asia-Pacífico aumentó un 8,9%.

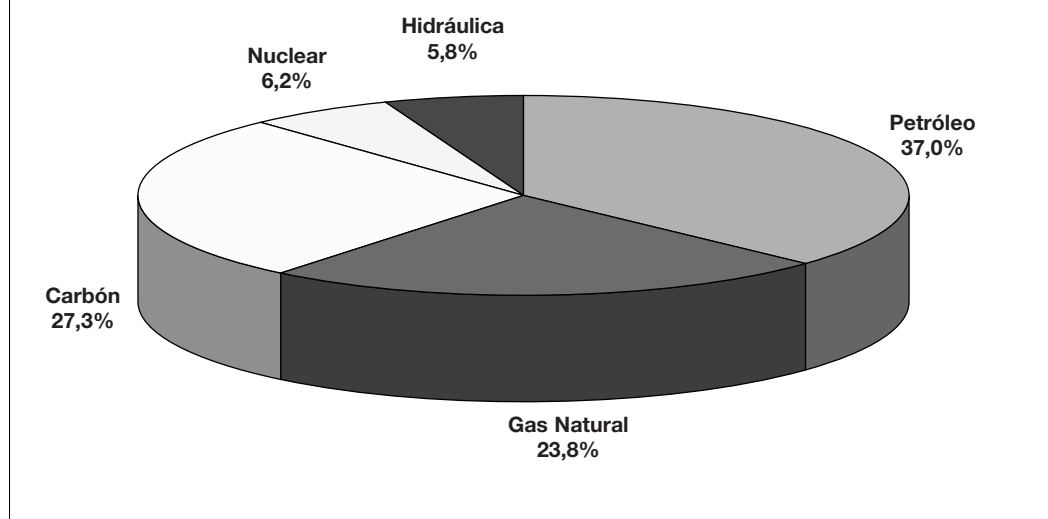
Estructuralmente, destaca el peso de Asia en el consumo mundial, que ha alcanzado el 32% en 2004, desde el 15,8% en 1980. La OCDE consume el 55%, Norteamérica el 28% y la UE-25 el 17%. Dentro de los países de la OCDE, los de Europa son los que han registrado un menor crecimiento de la demanda energética en la última década y el mayor aumento se registró en los de Norteamérica y del Pacífico (Cuadro 1.1)

La energía primaria de mayor crecimiento en el consumo fue el carbón, un 6,3% en 2004, tras el 7% tanto en 2002 como en 2003, frente a una tendencia media anual del 1% en los diez años anteriores, y derivado del aumento en economías emergentes, como China, con aumento del 14,6% en 2004, 28% en 2002 y 15,2% en 2003. El consumo de gas natural creció un 3,3% en 2004, 2,8% en 2002 y 2% en 2003, debido al crecimiento en países no-OCDE. La energía nuclear creció un 4,4% en 2004, tras un ligero descenso en 2003, siendo la energía de mayor crecimiento en el área de OCDE. La generación hidroeléctrica aumentó un 5% en 2004, también debido al aumento en economías emergentes (gráfico 1.1)

CUADRO 1.1
CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA EN 2004, POR FUENTES
(Unidad : Mtep; Millones de toneladas equivalentes de petróleo)

AREAS ECONOMICAS	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Energía Nuclear	Energía Hidráulica	TOTAL	estructura %
Norteamérica	1122,4	705,9	603,8	210,4	141,9	2784,4	27,9
Latinoamérica	221,7	106,2	18,7	4,4	132,1	483,1	4,8
Unión Europea -25	694,5	420,2	307,0	223,4	73,7	1718,8	17,2
Oriente Medio	250,9	218,0	9,1	-	4,0	482,0	4,8
Países de antigua URSS	186,0	531,0	175,0	56,0	56,3	1004,3	10,1
Africa	124,3	61,8	102,8	3,4	19,8	312,1	3,1
Asia y Australia	1090,5	330,9	1506,6	118,9	152,0	3198,9	32,0
TOTAL MUNDIAL	3690,3	2374,0	2723,0	616,5	579,8	9983,6	100,0
Del cual, OCDE	2252,3	1265,5	1163,2	529,6	292,7	5503,3	55,1

GRÁFICO 1.1
CONSUMO MUNDIAL ENERGIA



El consumo de petróleo creció un 3,4% en 2004 y 2,1% en 2003, tras haberse mantenido estable en los tres años anteriores. El aumento en OCDE fue el 1,3%, mientras en economías emergentes creció un 7%, destacando China, donde el consumo creció un 15,8%.

La eficiencia energética mejoró en 1990-94, un 0,8% anual, se estabilizó en 1994-96 y mejoró por encima del 2% anual en 1997-2004, aunque en esta mejora tuvieron influencia algunos períodos de crisis económica y las favorables condiciones climáticas. En la OCDE la eficiencia ha mejorado ligeramente pero de forma continua, mientras que en países no-OCDE se está registrando una evolución hacia peor eficiencia en los últimos años, de forma particularmente significativa en Asia.

El consumo de energía final (excluyendo el de los sectores transformadores), crece al 1,4% anual en la OCDE y más del 2% en el resto del mundo desde 1980, aunque presenta evoluciones dispares entre sectores. En la industria existen significativas ganancias de eficiencia, y el consumo está a nivel similar que en 1980. Los consumos bajaron en el área OCDE un 0,9% anual desde 1980, pero fue debido a las fuertes reestructuraciones de industrias básicas, por lo que desde 1990 han crecido al 0,9% anual. En el resto del mundo estos consumos crecieron una media del 0,7% anual desde 1980, alcanzando el 60% del total mundial. La industria en Asia, excluyendo Japón y Nueva Zelanda, consume un tercio de la energía final de la industria mundial.

A pesar de la moderación en los últimos años, el consumo energético en el transporte ha crecido 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, y desde 1990, el consumo del transporte en la OCDE ha crecido a una tasa del 2% anual, muy por encima de los demás sectores.

Por energías, el mix de combustibles está cambiando hacia el gas desde 1990. El petróleo sigue siendo la fuente predominante, con un estable 37% de la demanda total mundial y fuerte crecimiento en áreas no-OCDE. 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, destacando el crecimiento de la nuclear en el área OCDE. Las fuentes renovables se estima que alcanzan alrededor del 14% del total, 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 2,2% 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 en los países desarrollados.

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 1,2% anual desde 1990, especialmente en petróleo, gas y nuclear, mientras en los países no-OCDE crece en carbón, a tasas altas en los últimos años, y renovables a tasa mucho menor. En este efecto tuvo gran influencia en ese período la caída de la producción en los países del este de Europa y Rusia, aunque desde 2002 se ha registrado una importante recuperación de la producción y comercialización de petróleo y gas. La producción de petróleo de la OPEP, con oscilaciones, se mantiene por encima del 41% del total, habiendo crecido significativamente en los últimos años, mientras la producción en la OCDE desciende ligeramente hasta el 25% 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 2003 un 21% superiores a las de 1990, a pesar del fuerte descenso en el área de Rusia y este de Europa en el período debido a la reducción del consumo por la crisis económica. En Europa occidental hubo un aumento del 7% 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, mientras en 1980 era el 28%. En cambio, en la industria suponen un 17% frente al 26% en 1980.

Unión Europea-25

En el período 1990-2003 (últimos datos disponibles de Eurostat), el consumo total de energía aumentó el

0,8% anual, por debajo del crecimiento medio del PIB, por lo que se ha producido una mejora de la eficiencia energética, un descenso del 1,3% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.2).

Por energías, en el período citado, el consumo de gas natural ha crecido el 3,6% anual, muy por encima de las demás energías. Esta aceleración se debe a la demanda en generación eléctrica, con aumento del 9,4% 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 2,4% anual, tanto en 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 suponen alrededor del 6% del consumo energético primario.

El balance conjunto de energía final de la UE-25 indica el significativo crecimiento de la demanda del transporte, que ha venido creciendo el 1,8% 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 1990 y 2003, el consumo del transporte aumentó un 26%, lo que supuso el 60% del crecimiento de la demanda final total.

La evolución por sectores es muy dispar entre los países de EU-15 y los nuevos países miembros del este de Europa. En EU-15, 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 1,1% anual desde 1990, mayor en EU-15, 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, 1,9% anual desde 1990, aunque se observa ganancia de eficiencia en los usos finales. En EU-15, 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 0,8% desde 1990, debido especialmente a los

CUADRO 1.2
BALANCE ENERGETICO DE LA UNION EUROPEA - 25 (Mtep)

	1990	2003	%03/90 anual
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA:	877,9	888,2	0,1
Carbón	351,8	196,6	-4,4
Petróleo	120,3	145,1	1,5
Gas natural	139,6	189,4	2,4
Nuclear	197,0	251,2	1,9
Renovables	67,5	103,1	3,3
Resto	1,7	2,7	3,9
IMPORTACIONES-EXPORTACIONES:	709,0	875,5	1,6
Carbón	75,25	111,3	3,1
Petróleo	507,99	547,3	0,6
Gas natural	123,4	216,2	4,4
Electricidad	2,2	0,4	-12,1
Renovables	0,1	0,3	6,0
CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA	1553,0	1726,0	0,8
Carbón	431,5	314,4	-2,4
Petróleo	593,7	645,9	0,7
Gas natural	259,1	408,1	3,6
Nuclear	197,0	251,2	1,9
Renovables	67,9	103,4	3,3
Resto	3,9	3,2	-1,5
PRODUCCION ELECTRICA (TWh)	2380,0	3120,5	2,1
Carbón	887,5	960,4	0,6
Prod. Petrolíferos	214,0	162,4	-2,1
Gas	180,9	581,6	9,4
Nuclear	780,2	973,7	1,7
Renovables	293,8	398,6	2,4
Resto	23,5	43,9	4,9
CONSUMO DE ENERGÍA FINAL	1010,5	1131,6	0,9
Carbón	123,9	51,2	-6,6
Prod. Petrolíferos	428,6	476,4	0,8
Gas	202,9	275,2	2,4
Electricidad	176,5	224,6	1,9
Energías Renovables	33,8	48,2	2,8
Resto	44,8	56,1	1,7
CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR SECTORES			
Industria	331,6	317,2	-0,3
Transporte	273,1	344,4	1,8
Doméstico	259,3	300,5	1,1
Comercio y servicios	146,35	169,4	1,1
Usos no energéticos	94,3	100,8	0,5
EMISIONES DE CO2 (Mt, sin bunkers marinos)	3775,0	3853,0	0,2
Consumo En. Primaria/PIB (tep/M€ 95)	246	208,0	-1,3
Emisiones CO2/cápita (t. CO2/habitante)	8,6	8,4	-0,1

Fuente: Eurostat

combustibles del transporte, especialmente queroseno aviación y gasóleo de automoción, este último debido al fuerte aumento del parque de vehículos diesel. No obstante, en los últimos años se ha registrado una moderación del crecimiento.

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.

Desde 1990, las emisiones de CO₂ han tenido un aumento medio del 0,2% mientras la economía lo ha hecho a tasas muy superiores, 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. En la última década, destacan las emisiones del transporte, que crecen de forma continua (cerca del 30% del total), 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 baja desde el 56% en 1990 hasta 51% en 2003, debido a la creciente importación de todas las fuentes energéticas primarias, especialmente gas y el carbón, así como el 77% del petróleo. En el período 1990-2003 aumentó significativamente la producción de todas las energías excepto de carbón.

1.3 PRECIOS ENERGETICOS

Durante 2005 el crudo Brent Dated, utilizado como “marcador”, siguió la tendencia creciente iniciada en abril de 2003 y alcanzó un nuevo máximo histórico de 67,32 \$/barril el 12 de agosto de 2005, debido al impacto sobre el sector de los huracanes sobre el Golfo de Méjico. A partir de ese momento descendió hasta un mínimo de menos de 53 dólares el 30 de noviembre. Pero posteriormente, debido a tensiones geopolíticas en Oriente Medio, comenzó una carrera alcista que a mediados de 2006 todavía no ha terminado y que lo ha llevado a batir siete marcas históricas consecutivas, en unos niveles que amenazan la estabilidad de la economía mundial. Comenzó enero de 2005 con una media mensual de 44,23 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 56,21 \$/Bbl.

La evolución de las cotizaciones internacionales de las gasolinas y el gasóleo de automoción en 2005 fue similar a la del crudo: ascenso de enero a sep-

tiembre (con una leve bajada de marzo a junio), fuerte descenso de septiembre a noviembre, y a partir de ahí, nueva subida. Pero las gasolinas fueron mucho más sensibles a la interrupción de suministro provocada por el huracán Katrina, que dejó fuera de servicio numerosas refinerías norteamericanas: durante unos días la gasolina en el mercado de Nueva York alcanzó un nivel nunca visto, mil dólares la tonelada.

CUADRO 1.3

Cotización crudo tipo Brent Dated				
Dólares por barril				Media anual
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	€/Bbl
2005	54,52	56,91	58,21 (30/12/05)	44,01
2004	38,27	39,53	40,47 (31/12/04)	30,78
Dif. absoluta	16,26	17,38	17,74	13,23
Dif. %	42,48%	43,96%	43,83%	42,99%

La cotización media anual del dólar frente al euro prácticamente no varió en 2005 respecto a 2004, por lo que las variaciones porcentuales en euros y en dólares fueron casi iguales.

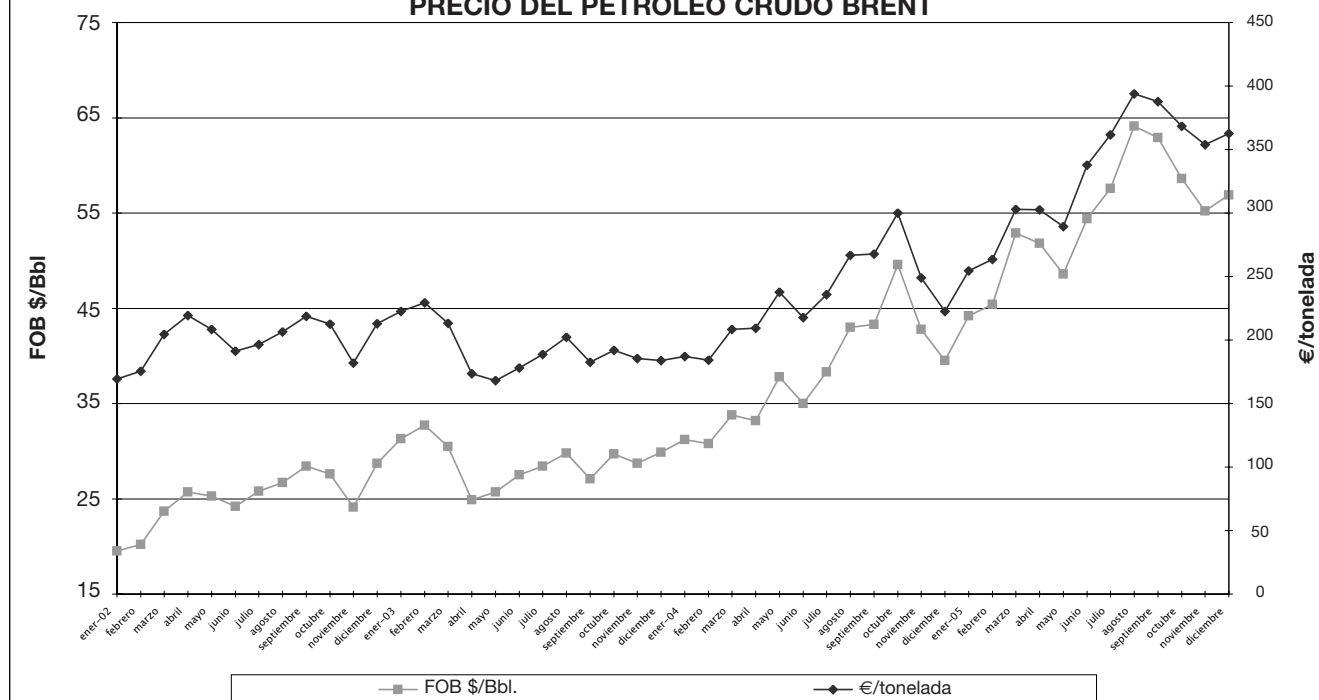
CUADRO 1.4

Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italy			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2005	520,3	508,8	520,9 (30/12/05)
2004	389,9	344,4	337,7 (31/12/04)
Dif. Absoluta	130,4	164,4	183,2
Dif. %	33,43%	47,72%	54,25%

Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italy			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2005	533,5	524,4	518,6 (30/12/05)
2004	361,1	391,8	373,5 (31/12/04)
Dif. Absoluta	172,4	132,6	145,1
Dif. %	47,75%	33,84%	38,85%

La evolución de las cotizaciones del crudo y productos petrolíferos en los últimos años se representan en los gráficos 1.2 y 1.3. Los precios del gas importado en España, según datos de la AIE, se indican en el Gráfico 1.4, observándose una tendencia alcista en los últimos años. Los precios medios del carbón térmico importado en España, también en datos de AIE, se indican en el gráfico 1.5, registrándose un aumento muy significativo desde 2004.

GRÁFICO 1.2
PRECIO DEL PETROLEO CRUDO BRENT



PRECIO MEDIO DEL CRUDO BRENT

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Media(\$/Bbl)	23,7	20,0	19,3	17,0	15,8	17,0	20,7	19,1	12,7	18,0	28,5	24,5	25,0	28,8	38,2	54,4

GRÁFICO 1.3
PRECIO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN EUROPA

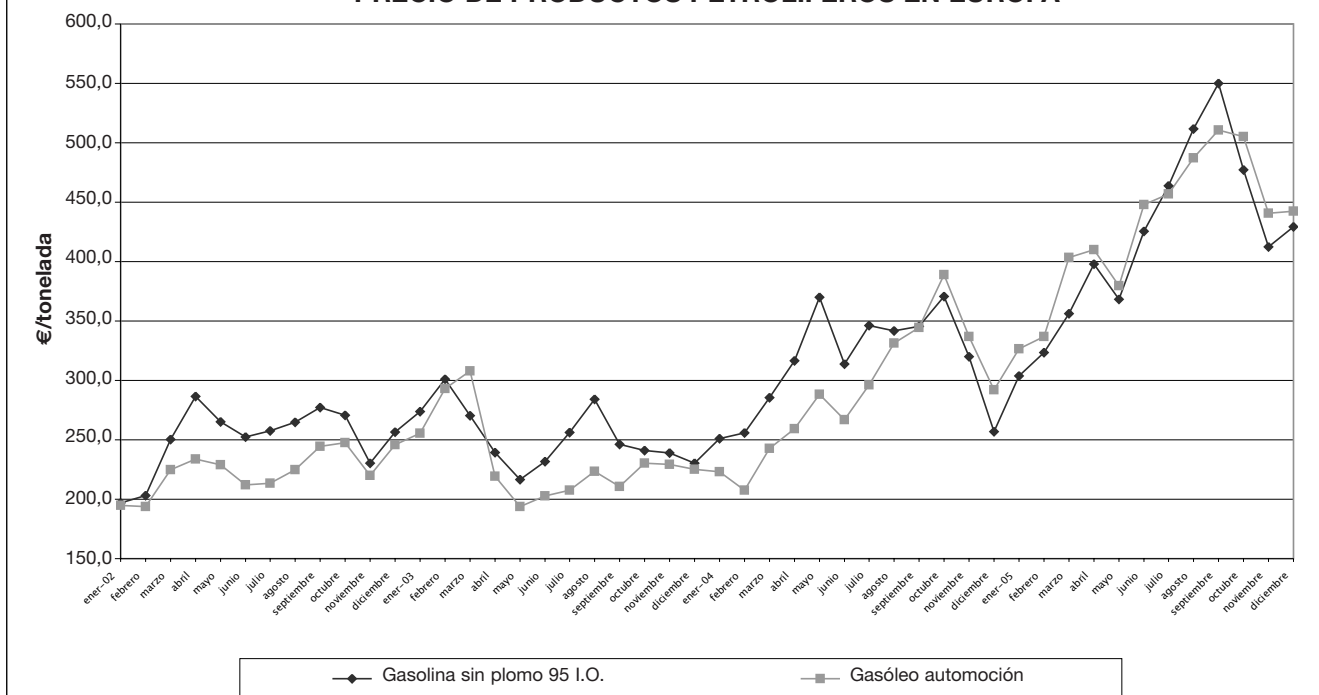


GRÁFICO 1.4
PRECIO DEL GAS NATURAL EN LA UE

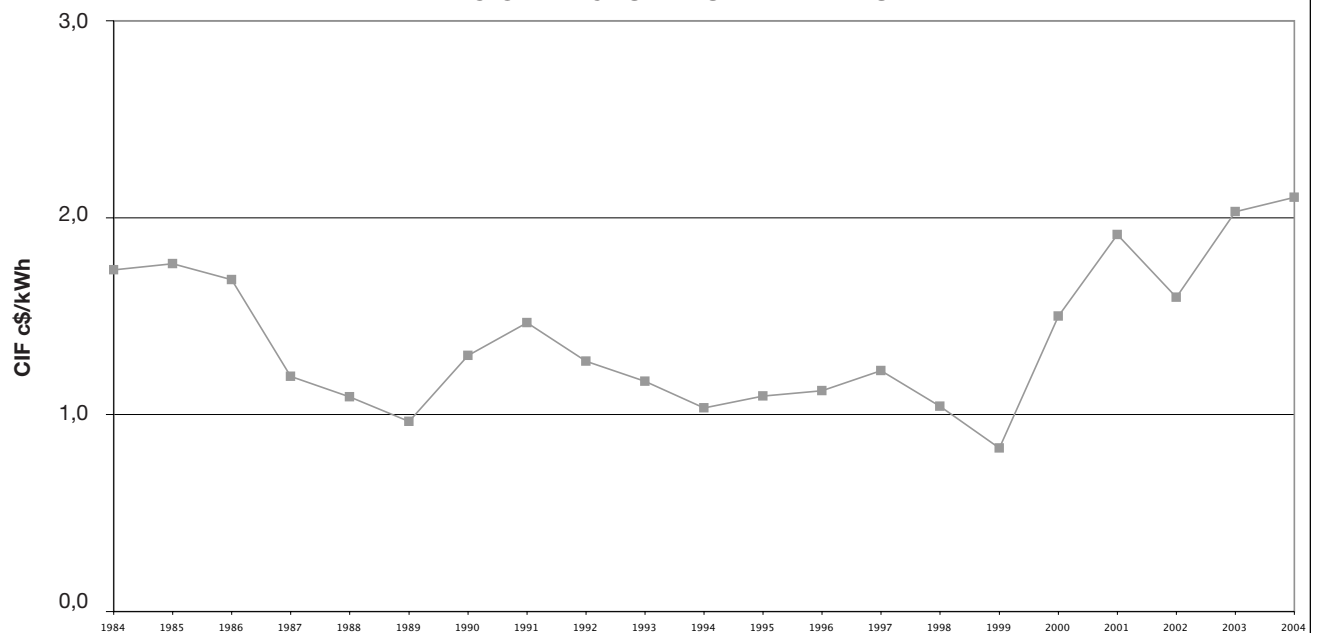
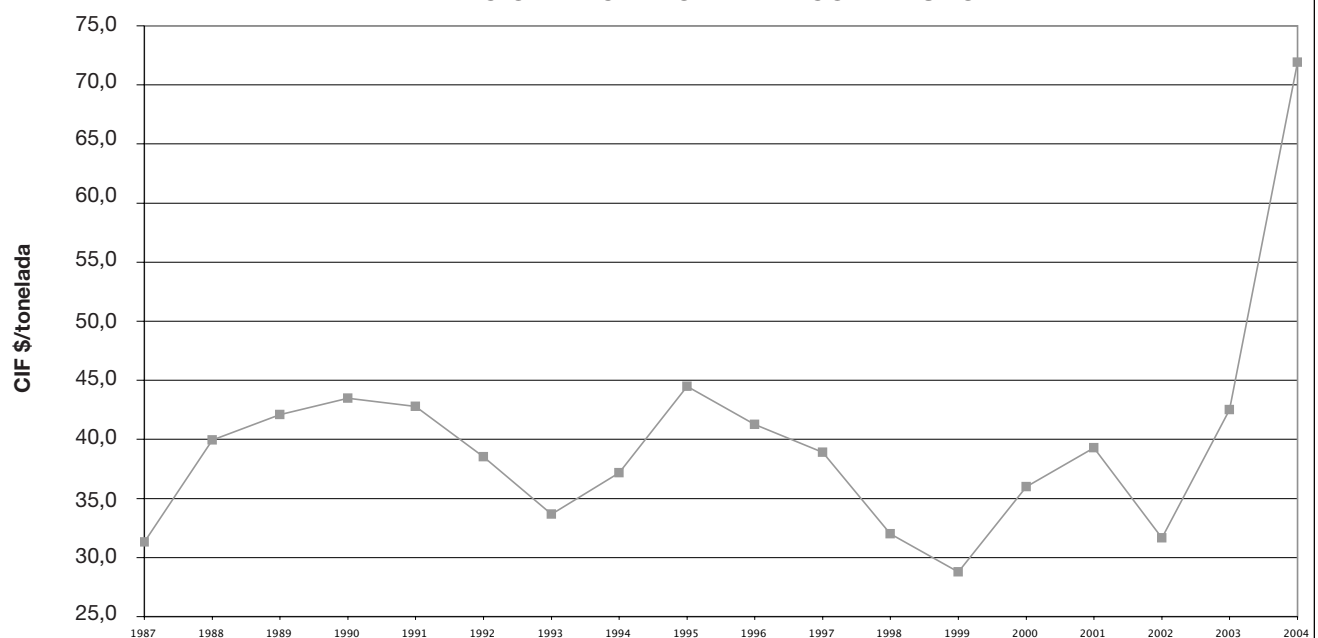


GRÁFICO 1.5
PRECIO DEL CARBÓN TÉRMICO EN EUROPA



2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA

2.1 DEMANDA DE ENERGÍA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2005, incluyendo el consumo final de energías renovables fue de 106940 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 2,4% superior al del año anterior. Esta tasa, inferior a la registrada en los dos años anteriores, se ha debido a la actividad económica, dado que las condiciones climáticas medias han sido ligeramente más severas.

Por sectores, se ha producido una significativa aceleración del crecimiento de la demanda energética en los sectores residencial y terciario, ligeramente potenciado por el efecto climático citado. Las demandas en el transporte y en la industria han ralentizado su crecimiento, aunque en este último sector, por encima del aumento del Índice de Producción Industrial.

La demanda de energía eléctrica ha aumentado un 4,5% en 2005, tasa similar a la del año anterior y superior al crecimiento del conjunto de energías finales, por las causas generales citadas. En relación con los combustibles, hay que destacar los crecimientos del 8,5% en el consumo final de gas, mientras se ha mantenido estable el consumo final de productos petrolíferos, a pesar de las condiciones climáticas y del crecimiento citado de la demanda del transporte. En este apartado destaca el aumento del 6,6% en el consumo de querosenos de aviación, reflejando un crecimiento continuo del transporte aéreo en los dos últimos años, tras la ralentización de 2001 y 2002. Destaca también el aumento del 4,1% en gasóleos A y B, aunque por debajo de años anteriores, mientras la demanda de gasolinas ha bajado un 6%.

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:

Carbón

El consumo final de carbón fue de 2424 Ktep. (Cuadro 2.1.3), sólo un 0,8% superior al de 2004, aunque rompe 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 80% 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 aumentó un 1,8% y en cemento un 7,8%, bajando la demanda en el resto de sectores.

Productos petrolíferos

El consumo final de productos petrolíferos fue 61748 ktep, con un aumento del 0,1% respecto al de 2004, mostrándose en el cuadro 2.1.4 el desglose por productos. Por sectores, destaca el crecimiento de la demanda del transporte, en especial de la de gasóleo auto, aunque a tasas muy inferiores a las de años anteriores, debido al menor aumento del tráfico de mercancías y a pesar de la dieselización del parque de turismos, que continúa creciendo de forma continua.

La demanda de querosenos sigue creciendo por encima de la de los demás productos, aunque también a tasas menores que en años anteriores, debido al crecimiento de la demanda de movilidad aérea turística. En gasolinas, el cambio tecnológico indicado en los turismos nuevos ha provocado que el parque de automóviles que emplean este combustible se haya estancado y la demanda del mismo tienda a bajar, con un nuevo descenso del 6% en 2005.

Finalmente, en el sector doméstico y terciario, aumentó la demanda de gasóleo C para calefacción y bajó la de GLP, con efectos contrarios de las condiciones climáticas del año y de su sustitución por gas natural.

Gas

Durante 2005 el consumo final de gas fue de 18133 ktep (Cuadro 2.1.5), un 8,5% superior al de 2004, muy por encima de las demás energías y superior a la tasa del año anterior, debido principalmente al crecimiento de la demanda industrial final, pero también por las condiciones climáticas en el sector residencial y terciario. El gas continúa ganando peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 17% en 2005.

Energía Eléctrica

El consumo de electricidad para usos finales, en 2005 (cuadro 2.1.6), fue equivalente a 20820 Ktep con un incremento del 4,5% respecto al consumo del año anterior. En la Península, el incremento de la demanda fue del 4,5%, mientras que en los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) creció el 4,8%. Estas altas tasas, similares a las del año 2004, pero significativamente menores que las de años anteriores, son atribuibles a la actividad económica, junto con temperaturas medias más severas. 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). En los cuadros de este Informe en los que, como en este caso, aparece una serie histórica 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 2005 fue de 145816 Ktep (Cuadro 2.2.1), con aumento del 2,6% sobre el de 2004. 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 2005 ha tenido relevancia el descenso de la producción hidroeléctrica, lo que ha supuesto un mayor recurso a la generación termoeléctrica con gas, carbón y productos petrolíferos, a pesar del fuerte aumento de la generación con renovables. Destaca el aumento de la generación con gas en las nuevas centrales de ciclo combinado, de mayor rendimiento que las clásicas y también la generación con energías renovables, como la eólica y biomasa.

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2005:

- El consumo total de carbón fue de 21183 Ktep, con un aumento del 1,3% sobre el de 2004, correspondiendo cerca del 90% del consumo total al de centrales eléctricas. Este aumento se debe fundamentalmente al mayor uso en generación, dada la desfavorable hidraulicidad media del año.
- El consumo total de petróleo fue de 71785 Ktep, un 1% superior al del año anterior, tasa ligeramente superior a la de los consumos finales debido al mayor consumo en generación eléctrica, aunque su peso en la estructura de generación es poco significativo.
- La demanda total de gas natural fue de 29120 Ktep con un aumento del 18% respecto a 2004, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 20%, destacando el incremento de su uso en generación eléctrica, tanto en cogeneración como en las nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado.
- Las energías renovables, sin incluir la hidráulica, contribuyen al balance total con 7170 Ktep, el 4,9% del total. Este consumo corresponde a usos directos finales, en especial la biomasa, así como al consumo en generación eléctrica a partir de eólica, R.S.U, solar, etc.
- La energía hidroeléctrica fue un 38,4% inferior a la de 2004, muy por debajo de los niveles considerados medios, continuando con el fuerte descenso del año anterior.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear bajó un 9,5%, debido a paradas programadas de algunos grupos.

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 mejora en el último año, rompiendo la tendencia de significativo aumento en los años anteriores, debido a los consumos finales. 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 PRODUCCION INTERIOR DE ENERGIA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO.

Como se indica en el cuadro 2.3.2 y gráfico 2.5, la producción interior de energía primaria en 2005 fue de 30779 Ktep, un 7,3% inferior a la del año anterior, con descensos en todas las fuentes, excepto renovables distintas de la hidráulica.

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un 4,3%.

Expresada en toneladas, bajó la producción tanto en hulla y antracita como en lignito pardo y lignito negro, alcanzando 19,3 Mt en total (cuadro 2.3.1).

La producción de petróleo y gas, que en conjunto supone el 1% de la producción nacional de energía, ha bajado significativamente, manteniéndose en niveles muy bajos con respecto al consumo.

Como se ha indicado, la producción de energía hidroeléctrica bajó un 38,4%; bajó la producción de energía nuclear un 9,5% y la de otras energías renovables creció un 11,6%, fundamentalmente debido a la generación eólica.

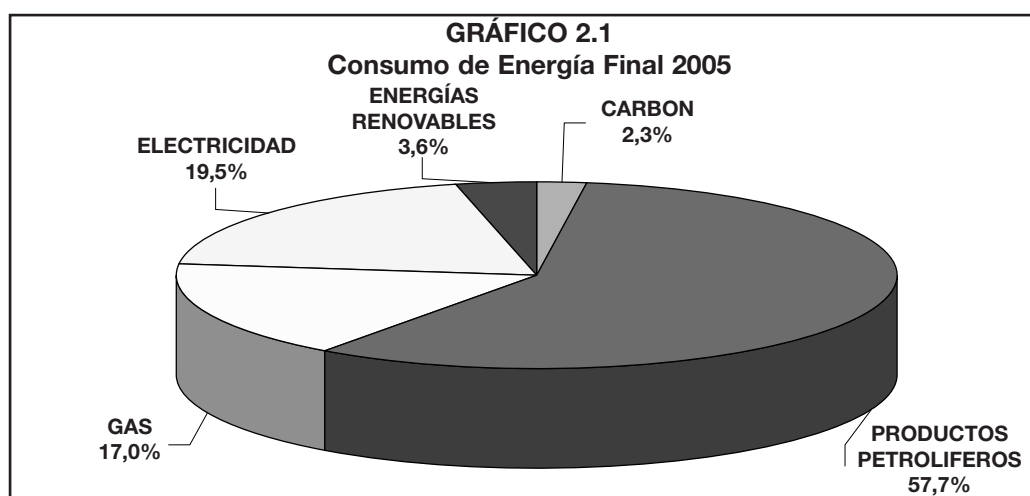
El aumento de la demanda por encima de la producción interior, ha hecho que el grado de autoabastecimiento energético, expresado en Ktep, se sitúe en el 21,1%, como se indica en el cuadro 2.3.3.

CUADRO 2.1.1.-Consumo de energía final

	2004		2005		2005/04
	ktep	Estruc.	ktep	Estruc.	%
CARBÓN	2.405	2,3	2.424	2,3	0,8
PRODUCTOS PETROLIFEROS	61.689	59,0	61.748	57,7	0,1
GAS	16.720	16,0	18.133	17,0	8,5
ELECTRICIDAD	19.914	19,1	20.820	19,5	4,5
ENERGÍAS RENOVABLES	3.746	3,6	3.815	3,6	1,8
- Biomasa	3.428	3,3	3.444	3,2	0,5
- Biogás	28	0,0	36	0,0	26,1
- Biocarburantes	228	0,2	265	0,2	16,2
- Solar térmica	54	0,1	62	0,1	15,1
- Geotérmica	8	0,0	8	0,0	0,0
TOTAL	104.474	100,0	106.940	100,0	2,4

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE (Secretaría General de la Energía.)



CUADRO 2.1.2.-Consumo de energía final. Sectorización

	2004		2005		2005/04
	ktep	Estruc.	ktep	Estruc.	%
INDUSTRIA	37.623	36,0	38.135	35,7	1,4
TRANSPORTE	37.844	36,2	38.695	36,2	2,2
USOS DIVERSOS	29.006	27,8	30.110	28,2	3,8
TOTAL	104.474	100,0	106.940	100,0	2,4

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

CUADRO 2.1.3.-Consumo final de carbón

	2004	2005	2005/04
	ktep	ktep	%
Siderurgia	1.703	1.734	1,8
Cemento	100	108	7,8
Resto de Industria	556	553	-0,6
Usos domésticos	46	29	-36,6
TOTAL	2.405	2.424	0,8

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

CUADRO 2.1.4.-Consumo final de productos petrolíferos

	2004	2005	2005/04
	ktep	ktep	%
G.L.P.	2.643	2.591	-2,0
GASOLINAS	8.260	7.768	-6,0
- Sin plomo	7.258	7.313	0,8
- Resto	1.003	455	-54,6
KEROSENO	5.180	5.521	6,6
GAS-OIL	33.167	34.476	3,9
- Gasoleo A+B	28.986	30.180	4,1
- Gasoleo C	4.180	4.296	2,8
OTROS PRODUCTOS	12.438	11.392	-8,4
TOTAL	61.689	61.748	0,1

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

CUADRO 2.1.5.-Consumo final de gas

	2004	2005	2005/04
	ktep	ktep	%
GAS NATURAL	16.681	18.090	8,4
GAS MANUFACTURADO	39	44	13,1
TOTAL	16.720	18.133	8,5

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

CUADRO 2.1.6.-Consumo final de electricidad

	2004	2005	2005/04
	ktep	ktep	%
PENINSULAR	18.839	19.693	4,5
EXTRAPENINSULAR	1.076	1.127	4,8
TOTAL	19.914	20.820	4,5

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

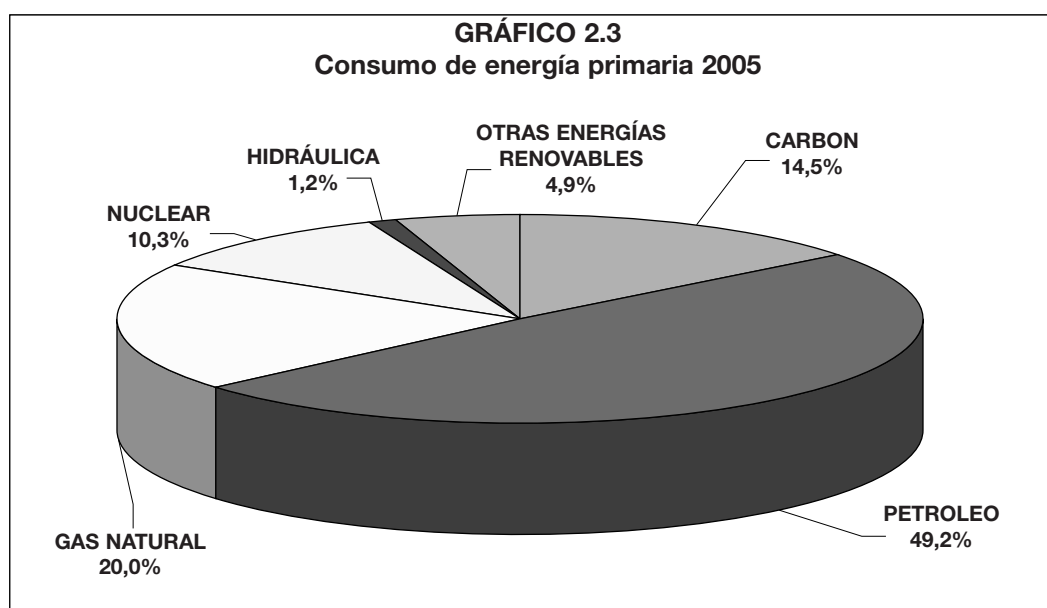
CUADRO 2.2.1.-Consumo de energía primaria

	2004		2005		2005/04
	ktep	Estruc.	ktep	Estruc.	%
CARBON	20.921	14,7	21.183	14,5	1,3
PETROLEO	71.054	50,0	71.785	49,2	1,0
GAS NATURAL	24.671	17,4	29.120	20,0	18,0
NUCLEAR	16.576	11,7	14.995	10,3	-9,5
ENERGÍAS RENOVABLES	9.150	6,4	8.849	6,1	-3,3
- HIDRÁULICA	2.725	1,9	1.679	1,2	-38,4
- OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	6.424	4,5	7.170	4,9	11,6
- Eólica	1.389	1,0	1.808	1,2	30,2
- Biomasa y residuos	4.712	3,3	4.984	3,4	5,8
- Biogás	28	0,0	36	0,0	26,1
- Biocarburantes	228	0,2	265	0,2	16,2
- Geotérmica	8	0,0	8	0,0	0,0
- Solar	58	0,0	68	0,0	17,1
SALDO ELECTR. (Imp.-Exp.)	-260	-0,2	-116	-0,1	
TOTAL	142.112	100,0	145.816	100,0	2,6

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

GRÁFICO 2.3
Consumo de energía primaria 2005



CUADRO 2.3.1.-Producción nacional de carbón

	2004	2005	2005/04	2004	2005	2005/04
	Miles de Toneladas		%	Miles de tep.		%
HULLA Y ANTRACITA	8.923	8.553	-4,1	4.334	4.179	-3,6
LIGNITO NEGRO	3.426	3.214	-6,2	1.038	1.005	-3,2
LIGNITO PARDOS	8.147	7.587	-6,9	1.550	1.442	-7,0
TOTAL	20.496	19.354	-5,6	6.922	6.626	-4,3

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

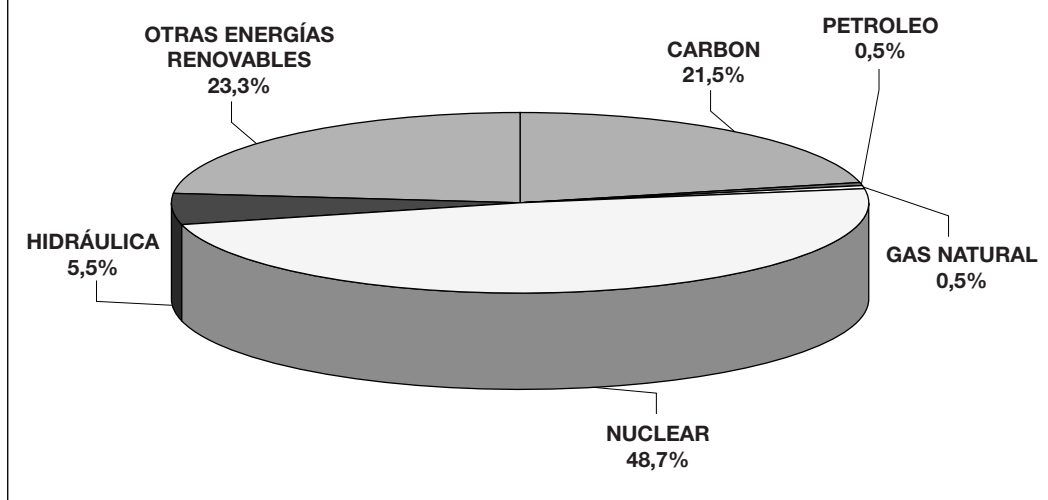
CUADRO 2.3.2.-Consumo nacional de energía

	2004		2005		2005/04
	ktep	Estruc.	ktep	Estruc.	%
CARBON	6.922	20,8	6.626	21,5	-4,3
PETROLEO	255	0,8	166	0,5	-34,9
GAS NATURAL	310	0,9	144	0,5	-53,5
NUCLEAR	16.576	49,9	14.995	48,7	-9,5
HIDRÁULICA	2.725	8,2	1.679	5,5	-38,4
OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	6.424	19,3	7.170	23,3	11,6
TOTAL	33.212	100,0	30.779	100,0	-7,3

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

GRÁFICO 2.5
Producción Nacional de Energía 2005



CUADRO 2.3.3.-Grado de autoabastecimiento (1)

	2004	2005
CARBON	33,1	31,3
PETROLEO	0,4	0,2
GAS NATURAL	1,3	0,5
NUCLEAR	100,0	100,0
HIDRÁULICA	100,0	100,0
ENERGIAS RENOVABLES	100,0	100,0
TOTAL	23,4	21,1

(1): Relación entre producción interior y consumo total de energía.

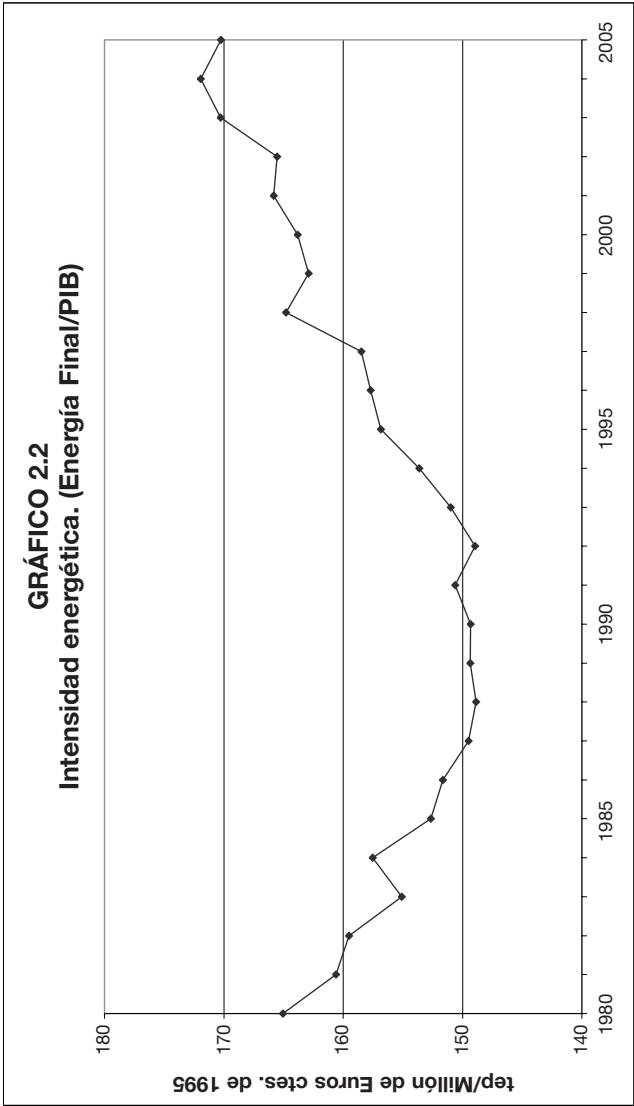
Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

CUADRO 2.1.7.-Consumo de energía final por unidad de PIB. (tep./Millón de Euros ctes. de 1995)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2001	2003	2004	2005
PIB	304,23	313,05	336,64	391,44	420,46	437,79	486,79	544,50	570,56	585,88	605,80
Carbón/PIB	11,52	16,98	14,21	11,12	8,35	6,17	5,25	4,67	4,27	4,11	4,00
P. Petrolíferos/PIB	124,04	108,23	104,63	101,13	101,03	107,25	110,28	105,15	105,30	105,29	101,93
Gas/PIB	4,01	3,55	5,95	10,52	12,26	14,96	19,90	24,26	27,34	28,54	29,93
Electricidad/PIB	25,47	26,34	26,87	26,59	27,32	28,47	29,36	31,76	33,37	33,99	34,37
Energía final/PIB	165,04	155,09	151,66	149,36	148,96	156,85	164,78	165,84	170,29	171,93	170,23
Índice. (Año 1980=100)	100,00	93,98	91,89	90,50	90,26	95,04	99,85	100,49	103,18	104,17	103,15

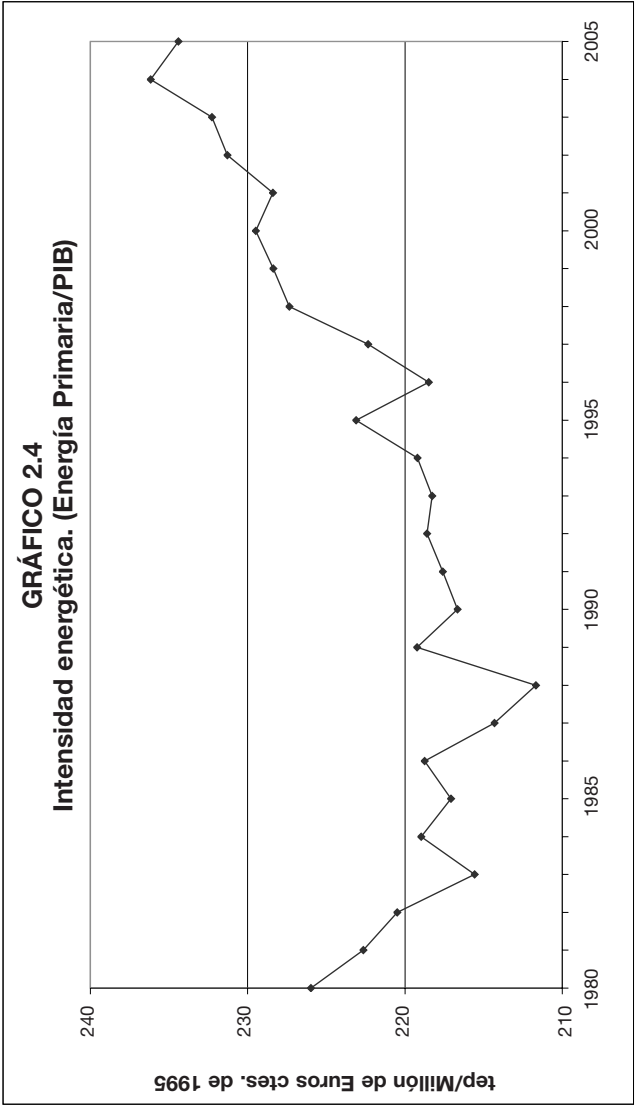
Metodología: A.I.E.
No incluye energías renovables.
PIB en miles de millones de Euros constantes de 1995.
Fuente: SGE



CUADRO 2.2.2.-Consumo de energía primaria por unidad de PIB. (tep./Millón de Euros ctes. de 1995)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2001	2003	2004	2005
PIB	304,23	313,05	336,64	391,44	420,46	437,79	486,79	544,50	570,56	585,88	605,80
Carbón/PIB	43,84	56,34	55,53	48,98	45,85	42,76	37,59	37,11	37,06	37,90	37,51
Petróleo/PIB	164,58	135,91	120,83	117,58	120,02	124,74	126,69	122,54	121,48	121,48	118,50
Gas natural/PIB	5,15	7,03	6,94	11,51	13,91	17,14	24,27	30,13	37,25	42,11	48,07
Nuclear/PIB	4,44	8,87	29,00	37,36	34,57	33,00	31,59	30,49	28,26	28,29	24,75
Hidráulica/PIB	8,36	7,46	6,78	4,19	4,10	4,57	6,62	7,58	8,03	7,03	5,77
Saldo electr./PIB	-0,39	-0,03	-0,32	-0,40	0,13	0,88	0,60	0,55	0,19	-0,44	-0,19
Energía primaria/PIB	225,99	215,58	218,76	219,22	218,59	223,10	227,36	228,39	232,27	236,17	234,40
Índice. (Año 1980=100)	100,00	95,40	96,80	97,01	96,73	98,72	100,61	101,07	102,78	104,51	103,73

Metodología: A.I.E.
PIB en miles de millones de Euros constantes de 1995.
Fuente: SGE



3. SECTOR ELÉCTRICO

3.1 DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda nacional de energía eléctrica en barras de central (demanda b.c.) en 2005 fue de 273975 GWh, que supone un incremento del 4,6% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1.1).

En el sistema peninsular, la demanda b.c. creció un 4,6% en dicho año, correspondiendo a las centrales del sistema de Red Eléctrica de España (REE) un crecimiento del 4,4%, y al Régimen Especial un 9,7%. 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 autoproductores. En los sistemas extrapeninsulares, la demanda b.c. fue un 4,8% superior a la del año anterior.

Estas tasas, ligeramente superiores a las del año anterior, son imputables tanto a la actividad económica como a que las temperaturas extremas han sido más severas que las de 2004.

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 2,9%, el del transporte un 2,3% y el de los sectores doméstico y terciario, un 6%, este último incremento, potenciado por las condiciones climáticas citadas, se ha debido al crecimiento del sector terciario de la economía y al aumento del equipamiento de los hogares, en particular para climatización.

CUADRO 3.1.1.-Demanda de energía eléctrica en barras de central

SISTEMA	2004 (Gwh)	2005 (Gwh)	2005/04 %
1.-PENINSULAR	248.032	259.366	4,6
1.1-Sistema de R.E.E.	236.059	246.436	4,4
-Centrales propias	193.157	197.165	2,1
-Saldo de I.I. (1)	-3.027	-1.343	
-Adquirida al régimen especial	45.929	50.614	10,2
1.2-Régimen especial	57.902	63.544	9,7
-Vendida a R.E.E.	45.929	50.614	10,2
-Disponible para autoconsumo	11.973	12.930	8,0
2.-EXTRAPENINSULAR	13.937	14.608	4,8
2.1-Canarias	8.194	8.573	4,6
-UNELCO	7.567	7.974	5,4
-Régimen especial	626	598	-4,5
2.2-Baleares	5.415	5.685	5,0
-GESA	5.253	5.544	5,6
-Régimen especial	162	141	-13,1
2.3-Ceuta y Melilla	329	351	6,6
3.-DEMANDA TOTAL NACIONAL (bc) (1+2)	261.969	273.975	4,6

(1) Import. - Export.

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

CUADRO 3.1.2.-Consumo final de electricidad

	2004 (Gwh)	2005 (Gwh)	2005/04 %
-TOTAL NACIONAL	231.560	242.095	4,5
-PENINSULAR	219.053	228.985	4,5
-EXTRAPENINSULAR	12.507	13.110	4,8
-INDUSTRIA	102.057	105.035	2,9
-TRANSPORTE	5.242	5.363	2,3
-RESTO	124.261	131.698	6,0

Fuente: SGE (Secretaría General de la Energía.)

En el Cuadro 3.1.3 se recoge la evolución mensual de la demanda en el sistema de REE. En todos los meses creció la demanda, destacando los aumentos en enero, febrero, junio y diciembre, relacionados con las condiciones climáticas más severas que las de los mismos meses del año anterior.

CUADRO 3.1.3.-Demanda eléctrica peninsular en b.c. (1)

MES	2004 (Gwh)	2005 (Gwh)	2005/04	
			Mensual	Acumu.
Enero	20.353	22.416	10,1	10,1
Febrero	19.489	20.952	7,5	8,9
Marzo	20.587	21.018	2,1	6,5
Abril	18.241	19.031	4,3	6,0
Mayo	18.533	19.182	3,5	5,6
Junio	19.386	20.558	6,0	5,6
Julio	20.669	21.586	4,4	5,5
Agosto	19.029	19.642	3,2	5,2
Septiembre	19.360	19.569	1,1	4,7
Octubre	19.126	19.242	0,6	4,3
Noviembre	20.180	20.714	2,6	4,2
Diciembre	21.106	22.528	6,7	4,4
TOTAL	236.059	246.436		4,4

(1) Incluye compras al régimen especial.

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

El comportamiento de la demanda en las distintas zonas que integran el mercado peninsular se encuentra recogido en el cuadro 3.1.4., destacando los crecimientos de la demanda en las zonas andaluza y catalana.

El Cuadro 3.1.5 recoge la evolución del Índice de Producción Industrial (IPI), que aumentó un 0,1% respecto al del año anterior, con evolución irregular en sus componentes, destacando el aumento en energía y bienes de consumo.

CUADRO 3.1.4.-Demanda eléctrica peninsular en b.c. por zonas (1)

ZONAS	2004 (Gwh)	2005 (Gwh)	2005/04 %
Catalana	38.048	43.732	14,9
Centro-Levante	63.319	63.643	0,5
Centro-Norte	29.239	27.251	-6,8
Noroeste	23.206	23.717	2,2
Aragonesa	3.655	2.831	-22,5
Andaluza	32.663	34.648	6,1
TOTAL	190.130	195.822	3,0

(1) Sin incluir compras al régimen especial.

Fuente: Red Eléctrica de España.

CUADRO 3.1.5.-Índice de Producción Industrial (Base 2000). Media anual

	2004	2005	2005/04
POR RAMAS DE ACTIVIDAD			
Índice General	102,3	102,4	0,1
Industrias extractivas	91,7	86,0	-6,2
Industria manufacturera	101,1	100,8	-0,3
Producción y distribución de energía eléctrica, gas y agua	114,8	119,5	4,1
POR DESTINO ECONÓMICO DE LOS BIENES			
Bienes de consumo	102,1	102,2	0,1
Bienes de equipo	94,4	93,8	-0,6
Bienes intermedios	103,2	102,6	-0,6
Energía	112,2	115,4	2,9

Fuente: INE.

3.2 OFERTA ELÉCTRICA

3.2.1 EXPLOTACION DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En el cuadro 3.2.1.1 se indica la potencia de generación eléctrica total instalada a 31-12-2005, 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 2005 a 294066 Gwh, un 4,6% 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, muy por debajo de los niveles del año hidráulico medio.

La producción en centrales nucleares bajó un 9,5%, debido a la parada programada de algunos grupos, continuando en el resto la elevada disponibilidad y utilización. Por lo que respecta a la producción con centrales de carbón, se produjo un aumento del 1%, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto total nacional alcanzó el 27,7%.

La producción en centrales de fuel-oil en el Régimen Ordinario ha subido un 14,3%, aunque 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 las nuevas centrales de gas de ciclo combinado y también de autoprodutores, en particular de energía eólica.

En el cuadro 3.2.1.3 se muestra el balance eléctrico total nacional por fuentes de energía, apreciándose que baja en hidroeléctrica y nuclear y sube en el resto de tipos.

La producción eléctrica neta, en barras de central, total nacional fue, en 2005 de 282113 GWh, con un aumento del 4,6% en relación con dicho valor en 2004.

CUADRO 3.2.1.1.-Potencia instalada a 31-12-2005.
Total nacional

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
Regimen ordinario	58.667	75,5	77,4
Hidráulica	16.658	21,4	6,5
-Convencional	14.112		
-Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.876	10,1	19,6
Carbón	11.934	15,4	27,5
-Hulla y antracita nacional	5.974		
-Lignito negro	1.502		
-Lignito pardo	2.031		
-Carbon importado	2.454		
Fuel oil-Gas oil	6.843	8,8	5,5
Gas natural	15.356	19,8	18,3
-Ciclo combinado	12.258		
Régimen especial	19.079	24,5	22,6
Hidráulica	1.703	2,2	1,3
Carbón	130	0,2	0,2
Gas natural	4.210	5,4	8,6
Fuel oil-Gas oil	1.479	1,9	2,5
Eólica	9.930	12,8	7,2
R.S.U. y Biomasa	1.558	2,0	2,8
Solar fotovoltaica	70	0,1	0,0
Total nacional	77.746	100,0	100,0

Fuente: SGE, Red Eléctrica de España y CNE.

Los consumos en generación han aumentado un 4,9% debido a la mayor participación de las centrales convencionales de combustibles fósiles y, finalmente, la energía eléctrica en barras de central, disponible para el mercado nacional aumentó un 4,6% en relación con la de 2004, debido al aumento del consumo en bombeo y al aumento de las exportaciones.

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 0,2% y el de productos petrolíferos aumentó un 11,2%, mientras el de gas en tep aumentó un 38,6%. Debido a esta estructura de generación, con mayor recurso a los combustibles fósiles en centrales convencionales, el consumo de combustibles para generación, medido en tep, aumentó globalmente un 12,7%.

Para generar la energía eléctrica producida en 2005 ha sido preciso consumir, en los diferentes tipos de instalaciones de generación eléctrica, 54475 Ktep, un 3,5% superior al del 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.

3.2.2 EXPLOTACION DEL SISTEMA PENINSULAR

En el Cuadro 3.2.2.1 se detalla la potencia instalada a 31 de diciembre de 2005, 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 2004 a 278500 GWh, un 4,6% superior a la producción de 2004.

Los consumos en generación aumentaron un 5,1%, debido a la mayor generación con carbón y gas y menor producción hidroeléctrica. La producción eléctrica neta aumentó un 4,6%, alcanzando 267499 GWh, en barras de central.

El consumo por bombeo aumentó en el año, mientras el saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica resultó exportador. En consecuencia, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado, creció un 4,6%. En el Cuadro 3.2.2.2 se muestra el balance eléctrico del Sistema Peninsular, según centrales, de los dos últimos años.

CUADRO 3.2.1.2.-Balance de energía eléctrica según centrales. Total nacional

	2004		2005		2005/04
	Gwh	%	Gwh	%	%
Régimen ordinario	220.414	78,4	227.706	77,4	3,3
Hidroeléctrica	29.777	10,6	19.170	6,5	-35,6
Nuclear	63.606	22,6	57.539	19,6	-9,5
Carbón	80.096	28,5	80.923	27,5	1,0
-Hulla y antracita nacional	38.926	13,9	40.416	13,7	3,8
-Lignito negro	15.463	5,5	13.277	4,5	-14,1
-Lignito pardo	8.888	3,2	9.780	3,3	10,0
-Carbón importado	16.820	6,0	17.449	5,9	3,7
Fuel oil-Gas oil	14.213	5,1	16.243	5,5	14,3
Gas natural	32.721	11,6	53.831	18,3	64,5
-Ciclo combinado	28.974	10,3	48.840	16,6	68,6
Régimen especial	60.600	21,6	66.360	22,6	9,5
Hidráulica	4.800	1,7	3.828	1,3	-20,2
Carbón	534	0,2	535	0,2	0,1
Gas natural	24.648	8,8	25.322	8,6	2,7
Fuel oil-Gas oil	7.285	2,6	7.215	2,5	-1,0
Eólica	16.155	5,7	21.029	7,2	30,2
R.S.U. y Biomasa	7.122	2,5	8.353	2,8	17,3
Solar fotovoltaica	56	0,0	78	0,0	39,3
Producción bruta	281.013	100,0	294.066	100,0	4,6
Consumos en generación	11.399		11.953		4,9
Producción neta	269.615		282.113		4,6
Consumo de bombeo	4.605		6.709		
Saldo de intercambios	-3.027		-1.344		
Demanda (bc)	261.983		274.060		4,6

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.1.3.-Balance de energía eléctrica por fuentes de energía. Total nacional

	2004		2005		2005/04
	Gwh	%	Gwh	%	%
Régimen ordinario	220.414	78,4	227.706	77,4	3,3
Hidroeléctrica	29.777	10,6	19.170	6,5	-35,6
Nuclear	63.606	22,6	57.539	19,6	-9,5
Carbón	79.755	28,4	79.982	27,2	0,3
-Hulla y antracita nacional	24.769	8,8	22.028	7,5	-11,1
-Lignito negro	4.533	1,6	4.607	1,6	1,6
-Lignito pardo	5.991	2,1	5.417	1,8	-9,6
-Carbón importado	44.462	15,8	47.930	16,3	7,8
Fuel oil-Gas oil	15.628	5,6	17.453	5,9	11,7
Gas natural	31.647	11,3	53.563	18,2	69,3
Régimen especial	60.600	21,6	66.360	22,6	9,5
Hidráulica	4.800	1,7	3.828	1,3	-20,2
Carbón	534	0,2	535	0,2	0,1
Gas natural	24.648	8,8	25.322	8,6	2,7
Fuel oil-Gas oil	7.285	2,6	7.215	2,5	-1,0
Eólica	16.155	5,7	21.029	7,2	30,2
R.S.U. y Biomasa	7.122	2,5	8.353	2,8	17,3
Solar fotovoltaica	56	0,0	78	0,0	39,3
Producción bruta	281.013	100,0	294.066	100,0	4,6

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.1.4.-Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total nacional

	2004	2005	2005/04	2004	2005	2005/04
	Miles de toneladas (1)		%	Miles de tep.		%
Carbón	39.881	39.964	0,2	17.706	17.936	1,3
-Hulla + antracita nacional	9.949	9.031	-9,2	4.838	4.295	-11,2
-Carbón importado	17.986	18.987	5,6	10.220	11.018	7,8
-Lignito negro	3.770	3.770	0,0	1.137	1.212	6,6
-Lignito pardo	8.177	8.177	0,0	1.511	1.412	-6,6
Productos petrolíferos	5.009	5.571	11,2	4.822	5.388	11,7
Gas natural	86.588	119.978	38,6	7.793	10.798	38,6
Gas siderúrgico	3.314	3.241	-2,2	315	324	3,0
Otros combustibles sólidos	5.245	6.400	22,0	1.284	1.540	19,9
Total				31.920	35.986	12,7

(1) Gas natural y gas siderúrgico en millones de termias PCS

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.1.5.-Consumo de energía primaria en generación de electricidad. Total nacional

	2004		2005		2005/04
	ktep	%	ktep	%	%
Hidroeléctrica	2.726	5,2	1.679	3,1	-38,4
Nuclear	16.576	31,5	14.995	27,5	-9,5
Carbón	18.021	34,2	18.260	33,5	1,3
-Nacional	7.509	14,3	6.949	12,8	-7,5
-Importado	10.511	20,0	11.312	20,8	7,6
Petróleo	4.822	9,2	5.388	9,9	11,7
Gas natural	7.793	14,8	10.798	19,8	38,6
Otros	2.679	5,1	3.355	6,2	25,3
Total	52.615	100,0	54.475	100,0	3,5

(1) Biomasa, R.S.U., eólica y solar fotovoltaica.

Fuente: SGE

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 0,5%, y con las de gas del Régimen Ordinario aumentó un 69,3%. La producción eléctrica de origen nuclear experimentó un descenso del 9,5% en relación a la de 2004, con elevados grados de utilización de las plantas existentes. La producción en centrales con fuel del Régimen Ordinario bajó el 27,1%.

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

En el Cuadro 3.2.2.6 se muestra la energía hidroeléctrica producible por meses, observándose que ésta

fue muy inferior a la de 2004 en el primer semestre y siempre por debajo de la media histórica en acumulado, quedando en diciembre muy por debajo de ésta.

La gestión de reservas, conjuntamente con la evolución, antes indicada, del producible hidráulico, dio como resultado una producción hidroeléctrica total en bornes de generador en el sistema peninsular de 19170 GWh, en el Régimen Ordinario, un 35,6% inferior a la del año 2004 y de 3828 GWh en el Régimen Especial, un 20,2% inferior.

Carbón

La producción eléctrica, en bornes de generador, en centrales de carbón del Régimen Ordinario del Sistema Peninsular fue, en 2005, de 77395 GWh, siendo la participación en la producción total del 27,8%, peso inferior al del año anterior, como consecuencia de la mayor producción con gas y con otras renovables distintas de la hidráulica.

CUADRO 3.2.2.1.-Potencia instalada a 31-12-2005.
Total peninsular

	Potencia Mw	Estructura %	Participa- ción en genera- ción %
Regimén ordinario	54.828	74,4	76,5
Hidráulica	16.657	22,6	6,9
-Convencional y mixta	14.111		
-Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.876	10,7	20,7
Carbón	11.424	15,5	27,8
-Hulla y antracita nacional	5.974		
-Lignito negro	1.502		
-Lignito pardo	2.031		
-Carbon importado	1.944		
Fuel oil-Gas oil	3.515	4,8	1,8
Gas natural	15.356	20,8	19,3
-Ciclo combinado	12.258		
Régimen especial	18.841	25,6	23,5
Hidráulica	1.703	2,3	1,4
Carbón	130	0,2	0,2
Gas natural	4.210	5,7	9,1
Fuel oil-Gas oil	1.408	1,9	2,5
Eólica	9.798	13,3	7,4
R.S.U. y Biomasa	1.523	2,1	2,9
Solar fotovoltaica	70	0,1	0,0
Total nacional	73.669	100,0	100,0

Fuente: SGE, Red Eléctrica de España y CNE.

El consumo de carbón alcanzó 38690 Kt, superior en un 0,4% al del año anterior, destacando, en toneladas, el descenso del 9,2% en hulla y antracita nacional y la estabilización del consumo en lignito negro y lignito pardo y aumento del 6,4% en carbón importado 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 2005 (Cuadro 3.2.2.7), ascendían a 4963 Kt, un 14,2% superior a las existencias al 31 de diciembre de 2004.

Fueloil y gas natural

En 2005, en el Régimen Ordinario peninsular, se generaron 6874 GWh, en bornes de generador, en centrales de fueloil, con aumento del 27,1% y 53831 GWh en centrales de gas natural, con aumento del 64,5% y alcanzando ya el 19,3% de la generación bruta peninsular.

El consumo de productos petrolíferos en generación de dicho Régimen ascendió, en 2005, a 2580 Kt, un 15% superior al de 2004. El de gas natural fue de 119978 millones de termias PCS, un 38,6% superior al valor del año anterior.

Otras energías renovables

Este apartado ha registrado en el año un fuerte crecimiento respecto al del año anterior, destacando la producción eólica, 20702 GWh, un 30,8% superior a la del año anterior y debido a la entrada en servicio de nueva potencia. En biomasa y RSU, el producción fue 8203 GWh, un 18,1% superior a la del año anterior.

Nuclear

En el Capítulo 4 del presente Informe se efectúa un análisis detallado tanto de la explotación de las centrales nucleares en 2005 como del resto de las actividades relacionadas con la generación eléctrica de origen nuclear.

3.2.3 EXPLOTACION 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 2005.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto del sistema extrapeninsular, en 2005, fue de 15578 GWh, lo que representa un incremento del 4,7% en relación con 2004.

Los consumos en generación aumentaron un 2,4%, por lo que la producción neta, o energía eléctrica disponible en barras de central, ha sido, en 2005, de 14625 GWh, un 4,8% superior al valor del año 2004.

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.

CUADRO 3.2.2.2.-Balance de energía eléctrica según centrales. Total peninsular

	2004		2005		2005/04
	Gwh	%	Gwh	%	%
Régimen ordinario	206.412	77,6	212.957	76,5	3,2
Hidroeléctrica	29.777	11,2	19.170	6,9	-35,6
Nuclear	63.606	23,9	57.539	20,7	-9,5
Carbón	76.358	28,7	77.395	27,8	1,4
-Hulla y antracita nacional	38.926	14,6	40.416	14,5	3,8
-Lignito negro	15.463	5,8	13.277	4,8	-14,1
-Lignito pardo	8.888	3,3	9.780	3,5	10,0
-Carbón importado	13.082	4,9	13.921	5,0	6,4
Fuel oil-Gas oil	3.950	1,5	5.022	1,8	27,1
Gas natural	32.721	11,6	53.831	18,3	64,5
-Ciclo combinado	28.974	10,9	48.840	17,5	68,6
Régimen especial	59.725	22,4	65.543	23,5	9,7
Hidráulica	4.800	1,8	3.828	1,4	-20,2
Carbón	534	0,2	535	0,2	0,1
Gas natural	24.648	9,3	25.322	9,1	2,7
Fuel oil-Gas oil	6.916	2,6	6.874	2,5	-0,6
Eólica	15.824	5,9	20.702	7,4	30,8
R.S.U. y Biomasa	6.948	2,6	8.203	2,9	18,1
Solar fotovoltaica	56	0,0	78	0,0	39,3
Producción bruta	266.137	100,0	278.500	100,0	4,6
Consumos en generación	10.467		11.000		5,1
Producción neta	255.671		267.499		4,6
Consumo de bombeo	4.605		6.709		
Saldo de intercambios	-3.027		-1.344		
Demanda (bc)	248.039		259.446		4,6

(1) Biomasa, R.S.U., eólica y solar fotovoltaica.

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.2.3.-Balance de energía eléctrica por fuentes de energía. Total peninsular

	2004		2005		2005/04
	Gwh	%	Gwh	%	%
Régimen ordinario	206.412	77,6	212.957	76,5	3,2
Hidroeléctrica	29.777	11,2	19.170	6,9	-35,6
Nuclear	63.606	23,9	57.539	20,7	-9,5
Carbón	76.093	28,6	76.502	27,5	0,5
-Hulla y antracita nacional	24.769	9,3	22.028	7,9	-11,1
-Lignito negro	4.533	1,7	4.607	1,7	1,6
-Lignito pardo	5.991	2,3	5.417	1,9	-9,6
-Carbón importado	40.800	15,3	44.450	16,0	8,9
Fuel oil-Gas oil	5.289	2,0	6.184	2,2	16,9
Gas natural	31.647	11,9	53.563	19,2	69,3
Régimen especial	59.725	22,4	65.543	23,5	9,7
Hidráulica	4.800	1,8	3.828	1,4	-20,2
Carbón	534	0,2	535	0,2	0,1
Gas natural	24.648	9,3	25.322	9,1	2,7
Fuel oil-Gas oil	6.916	2,6	6.874	2,5	-0,6
Eólica	15.824	5,9	20.702	7,4	30,8
R.S.U. y Biomasa	6.948	2,6	8.203	2,9	18,1
Solar fotovoltaica	56	0,0	78	0,0	39,3
Producción bruta	266.137	100,0	278.500	100,0	4,6

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.2.4.-Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total peninsular

	2004	2005	2005/04	2004	2005	2005/04
	Miles de toneladas (1)		%	Miles de tep.		%
Carbón	38.541	38.690	0,4	16.888	17.159	1,6
-Hulla + antracita nacional	9.949	9.031	-9,2	4.838	4.295	-11,2
-Carbón importado	16.647	17.713	6,4	9.402	10.240	8,9
-Lignito negro	3.770	3.770	0,0	1.137	1.212	6,6
-Lignito pardo	8.177	8.177	0,0	1.511	1.412	-6,6
Productos petrolíferos	2.244	2.580	15,0	2.102	2.428	15,5
Gas natural	86.588	119.978	38,6	7.793	10.798	38,6
Gas siderúrgico	3.314	3.241	-2,2	315	324	3,0
Otros combustibles sólidos	4.930	6.128	24,3	1.225	1.488	21,5
Total				28.322	32.197	13,7

(1) Gas natural y gas siderúrgico en millones de termias PCS

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.2.5.-Consumo de energía primaria en generación de electricidad. Total peninsular

	2004		2005		2005/04
	ktep	%	ktep	%	%
Hidroeléctrica	2.726	5,6	1.679	3,1	-38,4
Nuclear	16.576	33,8	14.995	29,6	-9,5
Carbón	17.203	35,1	17.483	34,5	1,6
-Nacional	7.486	15,3	6.919	13,7	-7,6
-Importado	9.717	19,8	10.564	20,9	8,7
Petróleo	2.102	4,3	2.428	4,8	15,5
Gas natural	7.793	15,9	10.798	21,3	38,6
Otros	2.590	5,3	3.276	6,5	26,5
Total	48.989	100,0	50.658	100,0	3,4

(1) Biomasa, R.S.U., eólica y solar fotovoltaica.

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.2.6.-Índice de energía hidroeléctrica productible

	2004		2005	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	0,91	0,91	0,22	0,22
Febrero	0,60	0,75	0,19	0,20
Marzo	0,77	0,77	0,39	0,26
Abril	0,89	0,79	0,65	0,34
Mayo	1,04	0,83	0,58	0,38
Junio	0,75	0,82	0,52	0,40
Julio	0,65	0,82	0,05	0,38
Agosto	0,75	0,81	0,29	0,38
Septiembre	1,01	0,82	0,34	0,38
Octubre	0,90	0,83	0,48	0,39
Noviembre	0,78	0,82	0,52	0,40
Diciembre	0,50	0,79	0,60	0,42

Fuente: Red Eléctrica de España

CUADRO 3.2.2.7.-Existencias de carbón en las centrales térmicas peninsulares

	Existenc. en miles de toneladas a:		Variación	
	31-12-04	31-12-05	Miles de t.	%
Hulla +				
Antracita nac.	1.883	1.946	63	3,3
Hulla importada	2.407	2.001	-406	-16,9
Lignito pardo	141	25	-116	-82,1
Lignito negro	1.353	991	-362	-26,7
Total	5.784	4.963	-821	-14,2

Fuente: Red Eléctrica de España

CUADRO 3.2.3.1.-Potencia instalada a 31-12-2005. Extrapeninsular

	Baleares Mw	Canarias Mw	Ceuta Mw	Melilla Mw	Total Mw
Régimen ordinario	1.628,0	2.107,8	48,0	56,0	3.839,0
Hidráulica	0,0	0,8	0,0	0,0	0,8
Térmica	1.628,0	2.107,0	48,0	56,0	3.839,0
- Carbón	510,0	0,0	0,0	0,0	510,0
- Fuel oil-Gas oil	1.118,0	2.107,0	48,0	56,0	3.329,0
Régimen especial	42,0	194,0	0,0	2,0	238,0
Fuel oil-Gas oil	6,0	65,0	0,0	0,0	71,0
Eólica	3,0	129,0	0,0	0,0	132,0
R.S.U.	33,0	0,0	0,0	2,0	35,0
Total	1.670	2.301,8	48,0	58,0	4.077,8

Fuente: SGE y Red Eléctrica de España

CUADRO 3.2.3.2.-Balance eléctrico extrapeninsular según centrales. (Gwh)

	Baleares		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2005/04 %
	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	
Régimen ordinario	5.613	5.917	8.040	8.462	348	371	14.001	14.750	5,3
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0	
Térmica	5.613	5.917	8.040	8.462	348	371	14.001	14.750	5,3
- Carbón	3.738	3.528	0	0	0	0	3.738	3.528	-5,6
- Fuel oil-Gas oil	1.875	2.389	8.040	8.462	348	371	10.263	11.222	9,3
Régimen especial	200	180	680	648	0	0	880	828	-5,9
Fuel oil-Gas oil	20,2	19,3	349,1	321,5	0,0	0,0	369	341	-7-7
Eólica	6,0	11,0	331,1	326,6	0,0	0,0	337	338	0,1
R.S.U.	173,9	149,9	0,0	0,0	0,0	0,0	174	150	-13,8
Producción bruta	5.813	6.097	8.720	9.110	348	371	14.882	15.578	4,7
Consumos en generación	397	407	515	526	19	20	931	953	2,4
Demanda (bc)	5.417	5.690	8.205	8.584	329	351	13.951	14.625	4,8

Fuente: SGE

CUADRO 3.2.3.3.-Consumo de combustibles y de energía primaria en generación eléctrica. Total extrapensinsular.

	Baleares		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2005/04 %
	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	
Consumo de combustibles. (Miles de toneladas)									
Carbón	1.340	1.273	0	0	0	0	1.340	1.273	-4,9
Prod. Petrolíferos	477	639	2.211	2.272	76	80	2.765	2.991	8,2
R.S.U.	315	271	0	0	0	0	315	271	-13,8
Total	2.132	2.184	2.211	2.272	76	80	4.419	4.536	2,6
Consumo de energía primaria. (Miles de tep.)									
Carbón	818	777	0	0	0	0	818	778	-5,0
Prod. Petrolíferos	476	640	2.170	2.242	74	77	2.720	2.960	8,8
R.S.U.	60	52	0	0	0	0	60	52	-13,7
Eólica	0	0	29	28	0	0	29	28	-1,4
Total	1.354	1.469	2.199	2.270	74	77	3.627	3.818	5,3

Fuente: SGE

El cuadro 3.2.3.3 muestra el balance eléctrico extrapeninsular según combustibles y el consumo de éstos.

3.2.4 RED DE TRANSPORTE

Las nuevas líneas de transporte de energía eléctrica y subestaciones que entraron en servicio en 2005 se indican en el Capítulo 11 de este Informe.

3.3 ESTRUCTURA DE TARIFAS

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.". Por el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia.

De acuerdo con la citada normativa, el R.D. 1556/2005 establece la tarifa eléctrica para el año 2006, con un aumento del 4,48% de la tarifa media sobre la del año anterior. Los consumidores a tarifas generales de alta tensión experimentarán un incremento del 5,05% mientras que para los acogidos a tarifas específicas de alta tensión, este incremento ha sido del 5,08%.

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:

- Tarifas de Baja Tensión (<1kV):
 - la tarifa social doméstica : 0,00%
 - la tarifa doméstica : 4,48%
 - las tarifas de pequeñas industrias y servicios: 4,48%
 - las tarifas de riegos y alumbrado público: 4,60%.
- Tarifas de Alta Tensión:
 - Consumidores a tarifas generales de alta tensión: 5,05%
 - Consumidores a tarifas específicas de alta tensión: 5,08%
 - Distribuidores de la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico: 7,39% (Su valor viene determinado por una fórmula establecida en el Real Decreto

1164/2001 por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución. Es función de la evolución de la tarifa doméstica y de la 1.1 y de la evolución de las cuotas establecidas de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento).

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 acceso de la forma siguiente:

- Tarifas de acceso de Baja Tensión (<1kV):
 - Tarifa doméstica sin discriminación: 4,24%
 - Resto de tarifas de acceso de baja tensión: 1,89%
- Tarifas de acceso de Alta Tensión:
 - Tarifas del 1 a 36 KV: 2,84%
 - Resto de tarifas generales: 1,89%
 - Tarifa de conexiones internacionales (escalón 6.5): 5,08%

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 espera del informe de la Comisión Nacional de Energía solicitado como consecuencia del propio informe que esta Comisión emitió 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 4,48%.

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 436/2004, las primas, precios e incentivos, se actualizan automáticamente con la evolución de la tarifa media de referencia del 4,48%.
- Instalaciones acogidas a la disposición transitoria 1ª del Real Decreto 436/2004 instalaciones

(acogidas al R.D. 2366/94, de 9 de diciembre): Sus precios se modifican de acuerdo con la variación media de las tarifas, incrementándose para todos los tipos el 4,48%, excepto los de las instalaciones del grupo d que utilicen como combustible derivados líquidos del petróleo, cuyos precios se han establecido en el Real Decreto por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

- Instalaciones acogidas a la disposición transitoria 2ª del Real Decreto 436/2004 :

Para las instalaciones de Régimen Especial que permanecen al amparo de su disposición transitoria segunda, también se procede a la actualización de sus elementos retributivos, adoptando en estos casos, además de la variación de la tarifa media, la variación del tipo de interés conforme a la del EURIBOR a tres meses correspondiente al mes de octubre de 2005 con respecto a la misma fecha del año 2004, resultando una variación del 2,26 por ciento. Como variación interanual del precio del gas se ha tomado la variación media anual de la tarifa firme de gas natural de un consumidor tipo de 40 Mte/año, resultando un valor del 16,36 por ciento. La media anual del precio final horario del mercado de producción en los últimos doce meses para el grupo b se ha calculado como la media de precios mensuales, ponderando cada uno por la energía facturada en régimen especial para cada subgrupo de dicho grupo. La estimación para 2006 de la media del precio final horario del mercado de producción es de 4,235 céntimos de Euro/kWh.

CUADRO 3.3.1.

Grupo	Sub Grupo	Potencia Mw	Actualización	
			Prima	Precio
a	a.1	P≤10		9,86%
	a.2	P≤10	72,24%	9,87%
	a.1 derivados líquidos del petróleo	P≤10	37,19%	9,87%
	a.2 fuel-oil	P≤10	37,19%	9,87%
		P≤10	37,19%	9,87%
b	b.2		12,62%	4,48%
	b.3		-2,19%	-6,23%
	b.4		2,61%	-4,59%
	b.6		-5,66%	-7,46%
	b.7		13,33%	4,48%
c		P<10	3,37%	
artículo 31			3,37%	
d	d.1		37,19%	9,87%
	d.2		58,11%	9,87%
	d.3		99,26%	9,87%

Evolución de las Tarifas Eléctricas.

a) Evolución en España

La evolución de los precios desde 1984 se detalla en los cuadros siguientes:

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 2006 son los correspondientes a las últimas previsiones realizadas a finales de 2005.

b) Comparación con otros países

Para la comparación con otros países, se han utilizado los datos vigentes a 1 de enero de 2005 en los diferentes países de Europa, facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo domésticos e industriales.

En los cuadros adjuntos, se detallan estos precios, calculados en céntimos de euro/kWh, incluyendo todos los impuestos y tasas. Como se puede observar:

- En consumidores tipo domésticos: Todos los precios en España se encuentran por debajo de la media comunitaria.
- En consumidores tipo industrial: Como en el caso de los consumidores domésticos todos los precios en España para los consumidores industriales se encuentran por debajo de la media comunitaria excepto los consumidores tipo la e lb donde el precio es ligeramente superior a la media comunitaria.

CUADRO 3.3.2.
Evolución de la tarifa media o de referencia

Año	R. Decreto Tarifas Nº	Incremento Anual	
		R.D. Tarifas %	IPC %
1983	RD 69/83, RD 1486/83	13,95	12,2
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	-1,52	2,7
2002	RD 1483/01	0,32	4,0
2003	RD 1436/02	1,65	2,6
2004	RD 1802/03	1,72	3,2
2005	RD 2392/04	1,71	3,4
2006	RD 1556/05	4,48	2,0 (*)

(*) IPC Previsto

Fuente: SGE

CUADRO 3.3.3.
Evolución de la tarifa integral de alta tensión

Año	R. Decreto Tarifas Nº	Incremento Anual		INC real %
		R.D. Tarifas %	IPC %	
1997	RD 2657/96	-4,00	2,00	-6,00
1998	RD 2016/97	-4,70	1,40	-6,10
1999	RD 2821/98 y RD LEY 6/99	-0,46	2,90	-3,36
2000	RD 2066/99	1,55	4,00	-2,45
2001	RD 3490/00	1,52	2,70	-1,18
2002	RD 1483/01	0,96	4,00	-3,04
2003	RD 1436/02	2,09	2,60	-0,51
2004	RD 1802/03	1,68	3,20	-1,52
2005	RD 2392/04	1,71	3,40	-1,69
2006	RD 1556/05	5,06	2,00 (prev.)	3,06
Total		5,41	28,20	-22,79

CUADRO 3.3.4.
Evolución de la tarifa integral doméstica

Año	R. Decreto Tarifas Nº	Incremento Anual		INC real %
		R.D. Tarifas %	IPC %	
1997	RD 2657/96	-0,98	2,00	-2,98
1998	RD 2016/97	-3,08	1,40	-4,48
1999	RD 2821/98 y RD LEY 6/99	-4,00	2,90	-6,90
2000	RD 2066/99	-2,11	4,00	-6,11
2001	RD 3490/00	-4,00	2,70	-6,70
2002	RD 1483/01	0,00	4,00	-4,00
2003	RD 1436/02	1,50	2,60	-1,10
2004	RD 1802/03	1,48	3,20	-1,72
2005	RD 2392/04	1,74	3,40	-1,66
2006	RD 1556/05	4,48	2,00 (prev.)	2,48
Total		-4,97	28,20	-33,17

CUADRO 3.3.5.-Precios de la electricidad para uso domésticos

Precios en cent Euro/kWh, con tasas incluyendo IVA (Enero 2005)

Países	Consumidores Tipo				
	Da 600 Kwh	Db 1,2 Mwh	Dc 3,5 Mwh	Dd 7,5 Mwh	De 20 Mwh
Belgica	21,07	18,14	14,81	13,81	10,11
Alemania	27,51	22,35	17,85	16,55	10,26
Grecia	8,59	8,07	6,88	7,80	5,94
España	14,04	14,04	10,97	10,07	7,19
Francia	16,67	14,70	11,87	11,54	9,52
Irlanda	16,67	14,70	11,87	11,54	9,52
Italia	9,85	10,20	19,70	18,62	
Luxemburgo	26,53	19,88	14,78	13,52	9,32
Holanda	22,67	20,78	19,55	19,23	13,76
Austria	19,72	16,83	14,13	13,35	10,90
Portugal	14,28	16,23	13,81	12,28	8,94
Finlandia	19,42	13,75	10,57	8,90	6,82
Chequia	14,49	12,94	8,68	7,23	5,35
Dinamarca	33,27	26,93	22,78	21,55	20,94
Estonia	8,42	7,11	6,78	6,78	6,15
Chipre	12,24	11,59	10,74	10,61	7,29
Letonia	6,46	6,46	8,28	6,68	5,10
Lituania	8,99	8,99	7,18	7,34	5,36
Hungria	13,04	13,04	10,64	10,89	8,20
Malta	0,00	0,23	5,85	7,84	9,44
Polonia	10,24	9,95	7,70	7,53	4,90
Eslovenia	13,68	11,77	10,33	9,24	7,24
Eslovaquia	21,60	16,36	13,38	10,45	7,91
Suecia	30,27	20,44	13,97	13,04	11,95
Reino Unido	23,26	16,28	11,28	10,27	6,60
Noruega	52,58	30,33	15,71	11,64	9,42
Bulgaria	5,83	5,98	6,44	6,80	7,11
Croacia	13,78	11,26	8,48	8,21	6,09
Rumania	5,13	9,02	7,79	7,10	6,42
Media	17,51	14,08	11,82	11,05	8,49

CUADRO 3.3.6.-Precios consumidores tipo industriales

Precios en cent Euro/kWh, con tasas incluyendo IVA (Enero 2005)

Países	Consumidores Tipo								
	la	lb	lc	ld	le	lf	lg	lh	li
	30 Kw 1000 h	50 Kw 1000 h	100 Kw 1600 h	500 Kw 2500 h	500 Kw 4000 h	2,5 Mw 4000 h	4 Mw 6000 h	10 Mw 5000 h	10 Mw 7000 h
Belgica	15,20	14,62	13,31	10,83	9,38	8,84	7,15	6,75	6,09
Alemania	20,70	19,00	15,09	11,73	10,47	10,27	9,27	9,75	9,06
Grecia	10,28	10,24	9,45	7,60	6,97	6,97	5,84	5,48	4,81
España	12,09	12,09	8,48	7,21	6,64	6,25	5,98	5,91	5,75
Francia	11,21	10,93	10,05	8,06	6,91	6,91	5,98		
Irlanda	18,15	17,91	14,97	12,38	10,56	10,21	9,06	8,64	8,05
Italia	15,12	15,57	13,46	12,44	12,02	10,88	10,62	10,10	9,55
Luxemburgo	14,87	13,50	11,26	10,00	9,02				
Holanda	17,73	16,93	14,41	11,67	10,70	8,85	7,07	6,82	6,53
Austria	14,97	14,87	13,27	10,59	9,92	8,43	8,08	8,19	7,67
Portugal	12,41	11,21	9,33	8,16	7,49	7,47	6,70	5,80	5,36
Finlandia	8,18	8,62	8,36	7,57	6,99	7,03	6,61	5,74	5,62
Chequia	9,90	9,34	8,71	8,22	7,13	6,20	5,87	5,81	5,15
Dinamarca	12,39	11,87	11,31	11,19	10,86				
Estonia	6,67	6,31	6,21	5,92	5,57	5,05	4,61	4,28	3,89
Chipre	21,18	21,01	15,92	10,57	9,27	9,27	8,56	8,77	8,25
Letonia	7,59	7,57	5,41	4,89	4,82	3,90	3,87	3,88	3,86
Lituania	8,70	8,84	7,70	6,16	5,88	5,87	5,69	5,93	5,80
Hungría	13,45	13,45	13,18	10,61	8,86	6,51	6,38	6,58	6,39
Malta	8,33	8,33	6,48	6,48	6,48	5,78	5,62		
Polonia	10,52	11,84	10,08	7,34	6,78	6,64	6,12	6,00	5,93
Eslovenia	12,68	12,60	9,12	8,09	7,33	7,12	6,37		
Eslovaquia	12,60	11,41	10,53	9,00	8,37	8,27	7,88	7,54	
Suecia	7,03	6,82	5,76	5,37	4,68	4,30	3,88	3,88	3,64
Reino Unido	9,30	11,66	10,08	7,59	6,96	6,19	5,25		
Noruega	10,87	10,44	10,80	9,01	8,12	7,12	6,25	5,99	5,88
Bulgaria	5,88	5,93	5,83	5,42	5,16	4,86	4,60	4,55	4,09
Croacia	8,21	7,82	10,99	8,21	6,76	5,30	4,50	4,77	4,24
Rumania	10,79	18,33	15,83	14,47	9,15	9,15	8,01	8,46	7,50
Media	11,97	12,04	10,53	8,85	7,91	7,17	6,51	6,51	6,05

Otras actuaciones de interés derivadas de la normativa de tarifas

En el Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, además se regula lo siguiente:

Retribución de las actividades reguladas

- Costes considerados e incremento medio de la tarifa para 2006.

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, así como los correspondientes a las empresas insulares y extra-

peninsulares y los de las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, actualizados de acuerdo con lo establecido en la normativa.

Se 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 la Ley 9/2001, de 4 de junio.

Asimismo se incluye la cuantía correspondiente a la anualidad que resulta para recuperar linealmente el valor actual neto del déficit de ingresos de las actividades reguladas y de la revisión de las compensaciones a los sistemas insulares y extrapeninsulares durante 2001 y 2002, tal como establece la Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social para el año 2003.

De la aplicación de los criterios de revisión de los costes considerados para el incremento medio de la tarifa para 2006 se adicionan a éstos los correspondientes a la previsión de los costes de generación, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes, y teniendo en cuenta que se considera un incremento de demanda para 2006 del 5,00%, calculada de acuerdo con la metodología vigente, se deriva una variación de la tarifa media o de referencia al alza del 1,40%.

Posteriormente, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se realiza la revisión de las previsiones contenidas en el cálculo de la tarifa de 2005 correspondientes a los años 2004 y 2005. De la aplicación de estos criterios de revisión se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia del 0,6%.

Como consecuencia de las modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas, según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se produce un coste de 453.027 miles de euros, consecuencia de considerar el sobrecoste derivado de la generación del régimen especial que acude al mercado como consecuencia de la aplicación del Real Decreto 436/2004, de 12 marzo, que asciende a 158.467 miles de euros, el sobrecoste de generación que se produce en concepto de compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares, que ascienden a 121.100 miles de euros y el coste derivado de la aplicación del Plan de Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 que asciende a 173.460 miles de euros. De la aplicación de estos nuevos costes se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia al alza de 2,48%.

En consecuencia para el año 2006, 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, tarifa media o de referencia, del 4,48%.

Con los criterios citados, 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:	1.013.328 miles de euros
Costes de distribución:	3.540.997 miles de euros
Costes de comercialización:	29.796 miles de euros
TOTAL:	4.584.121 miles de euros

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 2006, estos costes son los siguientes:

Costes de transporte:	80.859 miles de euros
Costes de distribución:	259.377 miles de euros
Costes de gestión comercial:	19.026 miles de euros
TOTAL:	358.262 miles de euros

El margen de los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico asciende en el año 2006 a 174.900 miles de euros. Se incluyen además como costes de distribución una partida de 90.000 miles de Euros destinada a la realización de planes de mejora de calidad de servicio en régimen de cofinanciación con las Comunidades Autónomas. De ellos 10.000 miles de Euros se destinarán al desarrollo de planes para el desbrozado y limpieza de los terrenos que se encuentran bajo las líneas aéreas.

La retribución fija a percibir en concepto de costes de transición a la competencia se cifra en 110.064 miles de euros.

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 2006 en 226.578 miles de euros.

La cuantía por revisión de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2005 correspondiente a los años 2004 y 2005 asciende a 109.607 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 suministro de los correspondientes a tarifas de acceso o peajes, con objeto de que se cubran los costes a que atienden los mismos.

Destacar que el porcentaje del 3,04% de la facturación por la moratoria nuclear se reduce hasta el 1,724% ya que el importe total pendiente de compensación se ha amortizado en más del 50%.

Para los distribuidores que adquieran su energía a tarifa de acuerdo con la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico, se mantiene su régimen retributivo, como en el año 2006:

- Se mantiene la excepción con carácter general de la entrega de los porcentajes en concepto de moratoria nuclear y costes de transición a la competencia por las facturaciones correspondientes a los suministros a tarifa.
- Se clasifican estas empresas, a efectos de la entrega de los porcentajes en concepto de costes permanentes y de diversificación y abastecimiento, en función de la cantidad de energía adquirida y distribuida, en los tres grupos siguientes:
 - Los de menos de 15 millones de kWh, exentos de cotizar ningún porcentaje por las facturaciones correspondientes a los suministros a tarifa.
 - Los comprendidos entre 15 y 40 millones de kWh, con reducciones variables de sus porcentajes por las facturaciones correspondientes a los suministros a tarifa, en función del carácter rural de su distribución.
 - Los de más de 45 millones de kWh, que cotizan el 100% de estos porcentajes por las facturaciones correspondientes a los suministros a tarifa.
 - Para la empresa extrapeninsular ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L. por los suministros a tarifas en Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla quedan exentos de ingresar las cuotas correspondientes a su propia compensación.

- Información a remitir al Ministerio

Se mantiene la obligación de aportar información al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, cumpliendo lo establecido en la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, 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 y comprobaciones que deberá efectuar la Comisión Nacional de Energía, tal como contempla la Ley, sobre las facturaciones de las empresas eléctricas que permitan la comprobación de datos que requiere el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para el eficaz ejercicio de sus funciones así como para el ejercicio de funciones propias de la Comisión.

- Otras Revisiones de tarifas y precios

- 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 tarifa media.
- Coste y verificación de instalaciones fotovoltaicas: Se actualiza con la tarifa media de referencia 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.

- Otras revisiones

- Se contempla que los planes de control de tensión que realicen las empresas distribuidoras para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las mismas respecto a la red de transporte, tienen como objeto cumplir los requisitos de calidad de servicio establecidos para estas empresas en la normativa, por lo que los costes que de ellos se derivan deberán ser incluidos, en su caso, en la cuantía que se destina en los Planes de Calidad, antes citados, que contempla el artículo 4 Real Decreto.

En consecuencia, para evitar que estos planes se financien dos veces es necesario eliminar la excepción de que las facturaciones correspondientes a la aplicación del término de facturación de energía reactiva que se regula en el apartado 2 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, no estén incluidas en el proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

- En virtud de lo establecido en el último párrafo del apartado 5 de la Disposición Adicional Sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificada por el artículo vigésimo quinto del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación, se modifican de los valores unitarios a aplicar y facturar por ENRESA a los titulares de las centrales nucleares durante el año 2006.

Asimismo, en virtud de lo establecido en el último párrafo del apartado 17 del artículo octavo “Creación de la entidad pública empresarial ENRE-SA de gestión de residuos radiactivos” de la Ley 24/2005, de 18 de Noviembre, de Reformas para el Impulso a la productividad, se revisan para el año 2006 los tipos de gravamen y elementos tributarios para la determinación de la cuota de las tasas reguladas en esta Ley.

3.4 REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

Las principales disposiciones publicadas durante el año 2005, se relacionan a continuación, comentando las principales:

- RESOLUCIÓN de 11 de febrero de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico. (B.O.E. nº 51 de 1 de marzo de 2005).
- REAL DECRETO LEY 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública. (B.O.E. nº 62 de 14 de marzo de 2005).

En aras de profundizar en la liberalización ordenada del sector energético, el Consejo de Ministros, a propuesta, entre otros del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, adoptó una serie de mandatos para que, a corto plazo, se desarrollaran un conjunto de medidas que complementaran y dieran continuidad a las medidas de impulso a la productividad adoptadas en el Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo.

El apartado trigésimo segundo del Acuerdo por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad aprobado en su reunión de 25 de febrero de 2005, instaba al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para que elevara al Consejo de Ministros un proyecto de Real Decreto de reformas para el impulso de la productividad en el sector energético, que abordara una serie de objetivos, de los cuales los seis primeros se referían al sector eléctrico.

Como desarrollo del citado Real Decreto Ley 5/2005 así como para el cumplimiento de los mandatos a que se refiere el mencionado Acuerdo, se ha aprobado hasta la fecha la siguiente normativa:

- Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

- Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

- Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

- Resolución de 14 de marzo de 2006 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece la tabla de potencias normalizadas para todos los suministros en baja tensión.

- RESOLUCIÓN de 1 de abril de 2005, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros, de 25 de febrero de 2005, por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad. (B.O.E. nº 79 de 2 de abril de 2005).
- RESOLUCIÓN de 22 de marzo de 2005 de la Secretaría General de la energía, por la que se aprueba el Procedimiento de Operación 13.1. “Criterios de Desarrollo de la Red de Transporte”, de carácter técnico e instrumental necesario para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico. (B.O.E. nº 85 de 9 de abril de 2005).
- RESOLUCIÓN de 7 de abril de 2005, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública. (B.O.E. nº 89 de 14 de abril de 2005).
- RESOLUCIÓN de 16 de mayo de 2005, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2004, del derecho de compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003. (B.O.E. nº 135 de 7 de junio de 2005).
- RESOLUCIÓN de 24 de junio de 2005, de la Secretaría General de Energía, por la que se modifican determinadas Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y se añaden nuevas reglas. (B.O.E. nº 155 de 30 de junio de 2005).
- RESOLUCIÓN de 24 de junio de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueban los Procedimientos de Operación 3.1.

“Programación de la Generación” y 3.2 “Resolución de Restricciones Técnicas”, para su adaptación al Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre. (B.O.E. nº 155 de 30 de junio de 2005).

- ORDEN ITC/2670/2005, de 3 de agosto, por la que se determina la información que los distribuidores de energía eléctrica deben remitir a la Comisión Nacional de Energía para la elaboración de una propuesta de nueva metodología de retribución a la distribución. (B.O.E. nº 195 de 16 de agosto de 2005).
- ORDEN ITC/3164/2005, de 30 de septiembre, por la que se efectúa la convocatoria del programa nacional de gestión de la demanda para 2005 de instalación de contadores horarios en el sector doméstico y se determinan los requisitos y el procedimiento para su aprobación. (B.O.E. nº 245 de 13 de octubre de 2005).
- LEY 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad. (B.O.E. nº 277 de 19 de noviembre de 2005).

En la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, se ha establecido una medida de carácter horizontal que afecta a todos los mercados energéticos y que se refiere a la adaptación de la financiación de la Comisión Nacional de Energía, así como una serie de medidas específicas para el sector eléctrico que se concretan en las siguientes:

- Adaptación de la fecha en la que desaparecerán las tarifas de suministro de energía eléctrica en alta tensión.
- Adaptación del régimen retributivo especial para distribuidores.
- Fomento de la co-combustión.
- Fomento de la biomasa.
- Fomento de los biocarburantes
- Medidas de protección al consumidor.
- Adaptación del carácter de las tarifas de acceso.
- RESOLUCIÓN de 13 de diciembre de 2005, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento para asignar las adquisiciones de energía procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores directamente o a través del comercializador con otros países de la Unión Europea. (B.O.E. nº 305 de 22 de diciembre de 2005).

- REAL DECRETO 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico. (B.O.E. nº 306 de 23 de diciembre de 2005)

Las reformas concretas llevadas a cabo en aras del impulso a la productividad se han plasmado en las modificaciones de la siguiente normativa:

- Modificación del Real Decreto 2019/1997:

Las modificaciones introducidas surgen como consecuencia de su adaptación a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, y al Convenio Internacional relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de 2004.

Las principales modificaciones realizadas en el Capítulo I sobre disposiciones generales y sujetos del mercado, del citado Real Decreto se refieren a la definición del objeto de la propia norma, extendiéndolo a su nueva organización:

- Mercado diario e intradiario
- Sistemas de contratación bilateral
- Servicios de ajuste del sistema

Se definen los sujetos que pueden actuar en este mercado, incorporando la figura de los representantes y estableciendo los requisitos que deben cumplir para poder ser considerados como tales.

En el Capítulo II, sobre la organización del mercado de producción de energía eléctrica, se definen las transacciones que pueden realizarse en el mercado diario e intradiario gestionados por el operador del mercado. Además se establecen los requisitos que deben cumplir los sujetos que pueden actuar en este mercado para obtener la condición de agentes del mismo, mediante la adhesión a las reglas del mercado y la prestación de garantías.

- REAL DECRETO 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006. (B.O.E. nº 310 de 28 de diciembre de 2005).
- RESOLUCIÓN de 22 de diciembre de 2005, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija, para el año 2006, 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. (B.O.E. nº 311 de 29 de diciembre de 2005).

- ORDEN ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica. (B.O.E. nº 313 de 31 de diciembre de 2005).

El objeto de la orden es regular en un único texto el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, adaptando dicho régimen a los cambios normativos.

Se adaptan a la nueva normativa los sujetos habilitados para la realización de intercambios y se limita la actuación de los operadores dominantes en el sector eléctrico para la realización de operaciones de importación, de acuerdo con lo establecido en el artículo 13.7 de la Ley del Sector Eléctrico.

Como novedad se establece que los programas de intercambios de energía estarán constituidos por números enteros de MWh sin decimales, con lo que se facilita el cálculo correspondiente a las cantidades finales que corresponden a cada agente.

Además se establecen los principios por los que se regirán los mecanismos de gestión de las interconexiones. El primero referido a la interconexión España- Francia y el segundo de ellos a las interconexiones con Portugal y Marruecos, que deberán ser desarrollados en los procedimientos de operación y en las reglas de funcionamiento del mercado de producción español.

Paralelamente, se han previsto una serie de periodos transitorios para la plena aplicación del sistema de gestión de la interconexión con Francia.

Por su parte, la gestión de la interconexión con Portugal se seguirá rigiendo por el principio de subasta implícita en tanto en cuanto no se produzca un acuerdo entre operadores del sistema portugués y español semejante al establecido para la interconexión con Francia.

- RESOLUCIÓN de 28 de diciembre de 2005, 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. (B.O.E. nº 313 de 31 de diciembre de 2005).

3.5 EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN 2005.

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 cuentan con 6 sesiones.

Los precios medios mensuales ponderados del mercado diario en el 2005 han variado, desde el mayor correspondiente al mes de diciembre de 2005 (7,018 cEur/kWh), al menor correspondiente al mes de enero de 2005 (4,418 cEur/kWh). Para el 3% 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 5,368 cEur/kWh y el precio medio ponderado de 5,573 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 5,947 cEur/kWh, precio ponderado y en 5,759 cEur/kWh, precio sin ponderar.

El precio medio ponderado del mercado intradiario ha sido de 5,320 cEur/kWh en este período y el precio medio sin ponderar ha sido de 5,501 cEur/kWh.

El precio medio de venta de energía en el conjunto de los procesos de operación técnica ha sido de 7,833 cEur/kWh frente a 4,797 cEur/kWh del mismo período del año 2004.

En cuanto al precio medio horario final ponderado se ha situado en 6,242 cEur/kWh.

Para el año 2005 la contratación de energía en el mercado diario en el período ha ascendido a 223.290 GWh y 12.444.931 KEur, lo que supone un incremento del 10,45% y un notable descenso del 114,15% respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

La contratación de energía en el mercado intradiario en el mismo período ha descendido a 20.488 GWh y 1.090.041 KEur, lo que supone una notable disminución del 17,819% y un incremento del 45,82% 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 2005 en 8.402 GWh y 493.664 KEur, lo que supone un descenso del 1,390% en energía y un ascenso del 80,12% 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 230.731 GWh y 14.401.739 KEur, lo que ha supuesto un incremento del 8,37% en energía y del 89,88% 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 2005 representan el 20,31% en energía, sobre el total adquirido en el mercado diario y el 19,45% en volumen económico de la demanda mensual en este mercado.

Las adquisiciones realizadas por los agentes externos en el mercado diario han sido de 773,9 GWh en el mes de diciembre de 2005.

3.6 EVOLUCIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SECTOR ELÉCTRICO

La economía española en el año 2005 ha tenido un buen comportamiento como así lo indican tanto el

hecho de que la tasa de crecimiento del P.I.B. fuese del 3,4%, superior a la del año anterior, como que superase a la del conjunto de países de la zona euro. El dinamismo de la actividad económica, continúa impulsando el crecimiento de la demanda eléctrica en España, así como la realización de nuevas inversiones, de las que son especialmente significativas la entrada en servicio de ocho nuevas centrales de ciclo combinado así como, al aumento de la instalación de parques eólicos.

La estructura de generación ha variado sensiblemente respecto al año precedente, puesto que en 2005 hubo una fuerte sequía (el producible hidráulico registrado ha sido el segundo mas bajo desde el año 1920) a lo que hay que añadir, la menor disponibilidad de los grupos nucleares, lo que ha motivado la notable participación de las centrales de ciclo combinado de gas y de los parques eólicos, compensando la escasa generación hidroeléctrica .

3.6.1 Estados financieros

Se analiza la información económica y financiera de las actividades eléctricas desarrolladas en España por las siguientes grupos de empresas: IBERDROLA, UNIÓN FENOSA, HIDROCANTÁBRICO, ENEL VIESGO, ENDESA.

Los cuadros que figuran a continuación son los Balances agregados para los años 2004 y 2005, haciendo separación de las actividades liberalizadas por un lado, esto es la actividad conjunta de Generación-Comercialización, y por otro de la actividad regulada de Distribución, sin tener en consideración el resto de actividades realizadas por las empresas de sector, dentro y fuera de España.

Actividad eléctrica nacional

La cifra de negocios de la actividad eléctrica nacional durante el ejercicio 2005 se situó en 17.087 Millones de euros, lo que significa un incremento del 30,1% respecto a 2004, que ha sido consecuencia de los siguientes factores:

- Incremento de un 4,3% de la producción de energía.
- El precio medio de la energía en el mercado mayorista, que se situó en 6.24 €/kWh.
- Incremento de la retribución regulada de la Distribución en un 5,1 %.
- Aumento de un 14% del suministro a clientes elegibles.

Los costes de aprovisionamiento se incrementan en 2.023 mill.€, de los cuales 1.335 mill.€ corresponden al aumento de precio de los combustibles utilizados en los procesos de producción debido, no sólo a la baja hidráulicidad del período, sino también a la caída de la producción nuclear. Si a ello añadimos el coste de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, consumidos en el año, como consecuencia del primer ejercicio de aplicación del Plan Nacional de Asignación, el incremento de coste asciende a 3,490 mill.€. Incide también en el coste de aprovisionamiento el incremento de la energía adquirida a las instalaciones de Régimen Especial que el pasado año ha aumentado un 10,4%. Como consecuencia de ello, el 45% del coste de la electricidad se debe a costes de aprovisionamiento, que se ha situado en 61,3 euro/MWh.

Los costes de personal y los gastos externos y de explotación, aumentaron un 7,8%, debido entre otras razones a la incorporación de nuevas centrales de ciclos combinados y a la actualización de los cálculos actuariales para cubrir compromisos futuros con el personal pasivo.

El resultado bruto de explotación, ha aumentado un 22,1% respecto al mismo período del año anterior. El resultado neto de explotación del negocio eléctrico nacional, 1.208 Mill ? de euros ha aumentado un 33,6% con relación a 2004.

Hay que señalar que estos resultados se producen después de haber contabilizado como ingreso la recuperación del denominado déficit de tarifas que asciende a 3.500 mill?, cuya recuperación ha sido garantizada por la Administración, que se produjo como consecuencia de que la tarifa eléctrica regulada aprobada el año anterior, no tuvo en consideración la baja hidráulicidad de 2005, los altos precios de los combustibles, el coste de los derechos de emisión, y el aumento de las adquisiciones de energía al Régimen Especial.

Actividad de generación – comercialización.

Como ya se ha indicado, se analizan de forma conjunta, por estar ambas actividades eléctricas, liberalizadas.

La cifra de negocios de la actividad se ha visto incrementada en el período analizado en un 38,5%. Ello es consecuencia:

- Del aumento de la generación en centrales térmicas de carbón y fuel-óleo para hacer frente al elevado crecimiento de demanda, ya que no fue suficiente la incorporación de nueva potencia en otras tecnologías, dado el fuerte descenso de la producción hidráulica y nuclear.

- De que el precio de la electricidad en el mercado mayorista haya pasado de 3,56 cEur/kWh en 2004 a 6,24 cEur/kWh en 2005.
- Del incremento de suministro a clientes elegibles en un 14%

El resultado bruto de explotación aumenta un 33%. Este margen incluye el ingreso registrado por los derechos de emisión atribuido por el Plan Nacional de Asignaciones, cuyo importe asciende a 695 millones ?. El resultado neto de explotación de la actividad conjunta aumenta un 51,8%.

Con relación a los costes de la actividad, señalar como se ha indicado anteriormente, que los costes de aprovisionamiento que constituyen el 68,5% del total han aumentado un 70,3%, a consecuencia de la menor producción hidroeléctrica y nuclear, del aumento del coste de las compras de energía efectuadas y de los combustibles utilizados, así como de la incorporación del coste de los derechos de emisión, y de la internalización del coste del 2º ciclo del combustible nuclear que el año anterior no estaban incluidos. A consecuencia de ello, el coste medio unitario del MWh producido ha aumentado un 12,7%, situándose en 27,8 ?/MWh.

Actividad de distribución.

La actividad de Distribución se ve especialmente afectada por la aplicación de la nueva normativa contable establecida en la UE de las Normas Internacionales de Información Financiera (N.I.I.F.), en especial la cifra de ingresos y la de aprovisionamientos.

Puesto que la Distribución es una actividad regulada, la cifra de negocios incluida en las cuentas anuales, 125 millones de euros, que es un 3,3% superior a la del año anterior, refleja la retribución fijada en el expediente de tarifas correspondiente a la actividad.

La cifra de costes operativos aumenta un 4,2% en el período y la cifra de amortizaciones lo hace un 5,8%, a consecuencia del importante proceso inversor, 2.210 mill.€ motivado por las necesidades de demanda. Por ello, el Beneficio antes de intereses e impuestos de la actividad, 1.162 mill.€, se reduce un 3%.

El resultado financiero de la actividad eléctrica nacional en 2005 ha aumentado su saldo negativo en 161 mill.€ debido al incremento de la deuda financiera por impacto del déficit de tarifas, las inversiones del período y el aumento de los gastos financieros derivados de las obligaciones de la aplicación de las normas N.I.I.F. en relación a provisiones para pensiones, expedientes de regulación de empleo y costes de participaciones preferentes.

A pesar de ello, y como consecuencia del incremento del margen de explotación comentado, el Resultado antes de impuestos y de venta de activos se sitúa en 3.880 mill.€, cifra que es un 37% superior al obtenido en 2004.

Endeudamiento

La cifra de deuda financiera a 31.12.2005 ascendió a 27.200 mill.€, lo que representa un incremento del 29,5%, 6.200 mill.€, con respecto al año anterior. Hay que señalar que de este importe, 3.913 mill.€ son debidos al cambio de la normativa contable aplicada, a lo que hay que añadir el déficit ocasionado por la tarifa eléctrica por importe de 3.512 millones de euros. Además de ello, el intenso proceso inversor por valor de 4.860 millones de euros ha obligado a aumentar la cifra de deuda financiera. La tasa de coste de la deuda financiera imputable a la actividad eléctrica nacional en 2005 ha sido de un 3,9%, cuatro puntos básicos inferior a la tasa del 4,3% del año anterior, debido fundamentalmente a que la mayoría sea deuda a tipo fijo denominada en euros, dada la positiva evolución de los tipos a largo plazo en la zona euro.

Por el contrario la tasa de coste de la deuda total de los grupos eléctricos ha aumentado del 4,9% de 2004 al 5,1% en 2005, debido al repunte de los tipos del dólar apreciados frente al euro, puesto que un

gran porcentaje de la financiación en países sudamericanos está nominada en dólares.

3.6.2 Rentabilidad de la inversión.

La tasa de rentabilidad (ROA) del negocio eléctrico nacional en el año 2005 fue del 5,2%. Ello es consecuencia de que las actividades realizadas en competencia, Generación-Comercialización, tuvieron una tasa del 6,4%, similar a la de años anteriores, mientras que la actividad regulada de Distribución, disminuyó por cuarto año consecutivo, situándose en el 3,3%, que es inferior al coste de los capitales que financian la actividad.

El índice de precios de cotización de las acciones de las empresas del sector eléctrico español ha experimentado un crecimiento importante en el año, a consecuencia, del aumento del precio de la energía, debido no solo al aumento del precio del petróleo sino también, al efecto derivado de las operaciones de fusión y adquisición (OPAS de Endesa por Gas Natural y de Unión Fenosa por ACS). Asimismo han influido sobre las cotizaciones, los compromisos de políticas de reparto de beneficios expresadas por las empresas. Como resultado de todo ello, la capitalización bursátil de las empresas integradas en UNESA ha experimentado un incremento del 31,3% con respecto al año anterior.

CUADRO 3.6.1.-Balance agregado por actividades

Ejercicio Económico 2005						
Conceptos	Generac.+Comercializ.		Distribución		Unidad: Millones de Euros Total	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%
ACTIVO						
Inmovilizado	32089	61,4	20157	38,6	52246	100,0
Inmov. Inmaterial	1743	74,1	608	25,9	2351	100,0
Inmov. Material	26270	60,1	17462	39,9	43732	100,0
Inmov. Financiero	4076	66,1	2087	33,9	6163	100,0
Activo Circulante	7333	66,9	3631	33,1	10964	100,0
Existencias	970	96,6	34	3,4	1004	100,0
Clientes	5291	61,6	3305	38,4	8596	100,0
Otro activo circulante	1072	78,6	292	21,4	1364	100,0
TOTAL ACTIVO	39422	62,4	23788	37,6	63210	100,0
PASIVO						
Fondos propios	11069	75,6	3580	24,4	14649	100,0
Ingresos diferidos	297	10,1	2637	89,9	2934	100,0
Provisiones para riesgos y gastos	3119	54,1	2646	45,9	5765	100,0
Acreedores a largo plazo	10186	64,0	5731	36,0	15917	100,0
Acreedores a corto plazo	14751	61,6	9192	38,4	23943	100,0
TOTAL PASIVO	39422	62,4	23786	37,6	63208	100,0

Ejercicio Económico 2004

Unidad: Millones de Euros

Conceptos	Generac.+Comercializ.		Distribución		Total	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%
ACTIVO						
Inmovilizado	27616	60,5	18061	39,5	45677	100,0
Inmov. Inmaterial	1022	60,3	674	39,7	1696	100,0
Inmov. Material	24720	61,5	15505	38,5	40225	100,0
Inmov. Financiero	1874	49,9	1882	50,1	3756	100,0
Activo Circulante	4342	51,9	4029	48,1	8371	100,0
Existencias	1016	97,8	23	2,2	1039	100,0
Clientes	2417	51,5	2272	48,5	4689	100,0
Otro activo circulante	909	34,4	1734	65,6	2643	100,0
TOTAL ACTIVO	31958	59,1	22090	40,9	54048	100,0

Conceptos	Generac.+Comercializ.		Distribución		Total	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%
PASIVO						
Fondos propios	12137	68,7	5532	31,3	17669	100,0
Ingresos diferidos	289	10,9	2373	89,1	2662	100,0
Provisiones para riesgos y gastos	1771	46,7	2020	53,3	3791	100,0
Acreedores a largo plazo	8615	60,8	5549	39,2	14164	100,0
Acreedores a corto plazo	9146	58,0	6617	42,0	15763	100,0
TOTAL PASIVO	31958	59,1	22091	40,9	54049	100,0

CUADRO 3.6.2.-Cuenta de pérdidas y Ganancias

Conceptos	Generac.+Comercializ.			Distribución			Total		
	2005	2004	%	2005	2004	%	2005	2004	%
Cifra de negocios	14852	10724	38,5	3885	3760	3,3	18737	14484	29,4
Aprovisionamientos	-7030	-4753	47,9	-151	-104	45,2	-7181	-4857	47,8
derechos de emisión	-1066	0	0,0	0	0	0,0	-1066	0	0,0
Margen Bruto	6756	5971	13,1	3734	3656	2,1	10490	9627	9,0
Ingresos accesorios	935	181	416,6	230	219	5,0	1165	400	191,3
TREI	50	50	0,0	200	190	5,3	250	240	4,2
Gtos. Externos	-1677	-1459	14,9	-1191	-1186	0,4	-2868	-2645	8,4
Gtos. Personal	-903	-867	4,2	-952	-870	9,4	-1855	-1737	6,8
EBITDA	5161	3876	33,2	2021	2009	0,6	7182	5885	22,0
Amortizaciones	-1513	-1471	2,9	-859	-812	5,8	-2372	-2283	3,9
EBIT	3648	2405	51,7	1162	1197	-2,9	4810	3602	33,5
Rdo. Financiero	-574	-492	16,7	-400	-324	23,5	-974	-816	19,4
Rdo. Método participación	38	38	0,0	7	9	-22,2	45	47	-4,3
Rdo. Activos no corrientes	-6	22	-127,3	135	89	51,7	129	111	16,2
Rdo. Antes de impuestos	3106	1973	57,4	904	971	-6,9	4010	2944	36,2
Impuesto sociedades	-943	-584	61,5	-301	-251	19,9	-1244	-835	49,0
Rdo. Ejercicio	2163	1389	55,7	603	720	-16,3	2766	2109	31,2

4. SECTOR NUCLEAR

4.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

En España hay 9 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en 7 emplazamientos, con una potencia instalada de 7.876 MWe, lo que representa el 10,1% de la potencia total de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2005 ha sido de 57.539 GWh, lo que ha supuesto una contribución del 19,6% al total de la producción nacional. En 2005 esta producción eléctrica se ha visto reducida en un 9,5% como consecuencia de sendas paradas prolongadas que tuvieron lugar en las centrales nucleares de Vandellós II y de Cofrentes, para llevar a cabo reparaciones necesarias en alguno de sus sistemas, lo que ha reducido la disponibilidad del parque nuclear.

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 fun-

cionando a la potencia nominal) del parque nuclear español durante 2005 ha sido del 83,4%, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 84,3%.

4.2 PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

La fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., produjo en 2005 elementos combustibles, tanto para el mercado nacional como para la exportación. Durante dicho año se fabricaron 842 elementos, conteniendo 255,12 toneladas de uranio, de ellos, 470 corresponden al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 372 al BWR (reactor de agua en ebullición). De estos, para la exportación se han destinado 628 elementos combustibles, conteniendo 161,74 toneladas de uranio, los destinos de los elementos fabricados han sido Bélgica, Finlandia, Francia, Alemania y Suecia.

Por lo que respecta a las centrales nucleares españolas, ENUSA en 2005 ha gestionado y suministrado un total de 248 elementos combustibles, conteniendo 96,12 toneladas de uranio, de los cuales 168 elementos han sido del tipo PWR para las centrales de Almaraz I, Ascó I y Ascó II y 80 del tipo BWR para la central de Cofrentes.

Las cantidades contratadas por ENUSA en el año 2005 han sido 2.278 toneladas de concentrados de uranio (U3O8), 1.711 toneladas en servicios de conversión y 700.349 UTS (Unidades Técnicas de Separación) en servicios de enriquecimiento.

CUADRO 4.1.-Potencia eléctrica y producción de origen nuclear en 2005

Central	Tipo	Año entrada en servicio (1ª conexión)	Potencia Instalada (MWe)	Producción Bruta (GWh)
José Cabrera	PWR	1968	160	1161
Garoña	BWR	1971	466	3678
Almaraz I	PWR	1981	974	7823
Ascó I	PWR	1983	1028	8018
Almaraz II	PWR	1983	983	8537
Cofrentes	BWR	1984	1085	7030
Ascó II	PWR	1985	1027	7752
Vandellós II	PWR	1987	1087	4894
Trillo	PWR	1988	1066	8645
TOTAL			7876	57539

PWR=Reactor de agua a presión

BWR=Reactor de agua en ebullición

Fuente: SGE

4.3 SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

La instalación de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA) de "El Cabril", destinada

almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de media y baja actividad, situada en la provincia de Córdoba durante 2005 ha recepcionado 175 expediciones, habiéndose almacenado en las estructuras (28 celdas de almacenamiento) 136 contenedores de hormigón (cada uno de 11,14 m³). A 31 de diciembre de 2005 estaban almacenados un total de 4.602 contenedores y la ocupación de las estructuras era aproximadamente del 53 %.

4.4 EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS

Parque nuclear

Con el fin de mejorar su rendimiento económico, algunas centrales nucleares han venido incrementando su potencia nominal; bien mediante la optimización de la eficiencia de grandes componentes la central, o bien aumentando la potencia térmica generada por el combustible.

Como resultado de lo anterior, desde 1990 la potencia eléctrica de las centrales nucleares españolas se ha incrementado en 540 MW, 104 de los cuales corresponden al período 2000-2005. Concretamente, en 2005, como consecuencia de la optimización de la eficiencia, la central de Almaraz ha incrementado su potencia en 13,4 MWe entre las dos unidades que la componen.

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 2005 se ha concluido el proceso de desinversión de equipos y componentes. A 31 de diciembre de 2005 el importe pendiente de compensación al "Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear" se elevaba a 783,44 M; de los que 408,2 M correspondían a C.N. Lemóniz, 363,4 M a C.N. Valdecaballeros y 11,8 M a C.N. Trillo II.

Modificación de la instalación de El Cabril para el almacenamiento de residuos radiactivos de muy baja actividad.

En mayo de 2003 ENRESA presentó una solicitud de autorización de modificación de El Cabril para una instalación complementaria destinada al almacenamiento de residuos radiactivos de muy baja actividad.

El objeto de esta modificación es disponer de una instalación adicional donde se pueda almacenar un

tipo de residuos radiactivos, como pueden ser los resultantes de fusiones accidentales de fuentes radiactivas que puedan estar mezcladas en la chatarra que algunas acerías utilizan en su proceso productivo, o los procedentes del desmantelamiento de instalaciones nucleares, que en ocasiones pueden representar un volumen elevado.

Estos residuos, al no poder ser tratados como convencionales, han de ser almacenados en El Cabril, pero su almacenamiento en esta instalación con los mismos condicionantes tecnológicos con los que se realiza el de los residuos radiactivos de mayor actividad para los que esta instalación está autorizada resulta inapropiado, no sólo desde el punto de vista económico, sino porque supone un detrimento del valor estratégico de esta instalación, que ha sido diseñada y está autorizada para la evacuación de residuos radiactivos de mayor actividad específica.

Esta instalación complementaria supone la construcción de 4 celdas de almacenamiento que, ocupando una superficie de unas 10 hectáreas, tendrá una capacidad de almacenamiento de 130.000 m³. En la fase de ejecución se prevé construir la primera de las celdas proyectadas, implementándose las demás posteriormente, en función de las necesidades.

El procedimiento de concesión de esta autorización se encuentra, a finales de 2005, pendiente de la emisión de la Declaración de Impacto Ambiental por parte del Ministerio de Medio Ambiente.

Desmantelamiento de instalaciones

Central nuclear de Vandellós I

Tras alcanzar en junio de 2003 lo que se conoce como Nivel 2 de desmantelamiento, mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 17 de enero de 2005, concedida previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear, se ha autorizado la fase de latencia de las estructuras resultantes del desmantelamiento de esta central nuclear, que dejó de funcionar como consecuencia de un incendio que tuvo lugar en ella en 1989.

Los trabajos realizados hasta alcanzar el referido Nivel 2 han permitido desmantelar todas las estructuras, sistemas y componentes, excepto el cajón del reactor, liberando la mayor parte del emplazamiento y manteniendo el resto como zona reglamentada, con el cajón del reactor confinado y cubierto por una estructura de protección de intemperie de nueva construcción.

La instalación se mantendrá durante un período estimado entre 25 y 30 años, en espera del decaimiento de la radiactividad de las estructuras internas hasta niveles de, aproximadamente, un 5% de la inicial, que faciliten su desmantelamiento con unos costes radiológicos mínimos para el personal que ejecute los trabajos. Cuando se alcance esta situación podrá autorizarse el comienzo de los trabajos que conducirán al desmantelamiento completo de la instalación.

Plan Integrado para la Mejora de las Instalaciones del CIEMAT (PIMIC)

Por Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ITC/4035/2005, de 14 de noviembre, se ha autorizado el desmantelamiento de las instalaciones paradas y en fase de clausura del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) situadas en Madrid. Las actividades autorizadas consisten en el desmantelamiento de varias instalaciones nucleares y radiactivas que no están operativas, la recuperación de terrenos, la mejora de la seguridad y el saneamiento de las infraestructuras, dentro de lo que se denomina Plan Integrado para la Mejora de las Instalaciones del CIEMAT (PIMIC).

Planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio

El cese definitivo de explotación de esta Planta, situada en Saelices el Chico (Salamanca) y propiedad de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., fue declarado en julio de 2003. Durante 2005 se llevaron a cabo trabajos relativos al tratamiento de los efluentes líquidos y limpieza y descontaminación de distintas secciones de la planta. El 7 de julio de 2005 se presentó al MITYC la solicitud de autorización de desmantelamiento, acompañada de la documentación requerida por el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas.

Clausura del reactor experimental ARBI

Por Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ITC/2115/2005, de 17 de junio, se declara la clausura del reactor nuclear experimental ARBI de los Laboratorios de Ensayos e Investigaciones Industriales LABEIN en Bilbao.

4.5 NORMATIVA NACIONAL Y DE LA UE APROBADA EN EL AÑO Y EN ELABORACIÓN

Acuerdo bilateral de cooperación sobre los usos pacíficos de la energía nuclear entre los Gobiernos de España y la República Popular de China

El 13 de noviembre de 2005 el Ministro de Industria, Turismo y Comercio español y el Ministro de Ciencia y Tecnología de la República Popular de China firmaron, en nombre de sus correspondientes Gobiernos, un acuerdo de cooperación en los usos pacíficos de la energía nuclear, que actualmente se encuentra en trámite de ratificación parlamentaria, previa a su entrada en vigor en ambos países.

El comercio de materiales, equipo y tecnología nuclear está sometido al cumplimiento de determinados compromisos adquiridos frente a la comunidad internacional, que tienen como principal finalidad evitar la desviación de éstos hacia usos no pacíficos de la energía nuclear. En concreto, los compromisos más importantes son aquellos que derivan del Tratado sobre la no proliferación de las armas nucleares (TNP), al que se adhirió España por instrumento de 13 de octubre de 1987, y de las directrices del Comité Zangger y del Grupo de Suministradores Nucleares, a los que pertenece España.

La aplicación de estas directrices requiere la obtención de garantías formales por parte del Gobierno al que se exportan tales materiales, equipo y tecnología nuclear, de que éstos, así como los materiales, equipos y tecnología derivados de ellos, se utilizarán exclusivamente para fines pacíficos y el cumplimiento de otras obligaciones, tales como la aplicación de salvaguardias nucleares del Organismo Internacional de Energía Atómica, la solicitud de consentimiento previo antes de su reexportación y la aplicación de medidas de protección física.

Las garantías aludidas en el párrafo anterior pueden obtenerse, bien mediante un intercambio de notas verbales tramitado por medio de los canales diplomáticos, o bien, alternativamente, mediante el establecimiento de un acuerdo marco de cooperación en el que se reflejen dichos compromisos de manera genérica. Esta segunda opción resulta más eficiente, ya que hace innecesaria la intervención por vía diplomática caso por caso, lo que puede generar retrasos innecesarios y dificultar la práctica del comercio internacional, que en ocasiones obliga a dar una respuesta rápida a las solicitudes dirigidas a la Administración por los interesados.

Las relaciones comerciales entre España y China en materia de usos pacíficos de la energía nuclear, a

pesar de las dificultades expuestas para la tramitación de las autorizaciones de exportación, ha tenido resultados notables en el pasado. Teniendo en cuenta los planes del Gobierno de China de desarrollar de manera importante el parque nuclear de centrales nucleares, que ha previsto la construcción de cerca de una treintena de reactores en los próximos veinte años, es de esperar que las oportunidades en el ámbito del comercio nuclear que se pueden plantear para las empresas españolas del sector sean muy importantes.

Por otro lado, dentro del ámbito de la Unión Europea, tan sólo Alemania, Bélgica, Francia y el Reino Unido disponen de acuerdos bilaterales en materia de usos pacíficos de la energía nuclear, lo que les coloca en condiciones ventajosas dentro del mercado internacional.

Normativa nacional aprobada

- Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública. (BOE 14-3-05)

El artículo vigésimo quinto de este Real Decreto Ley modifica la Disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, por la que se regula el Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos que gestiona la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA).

Con esta modificación se cambia el sistema de financiación de la gestión del combustible gastado, de los residuos radiactivos y del desmantelamiento de centrales nucleares.

El nuevo sistema establece que los titulares deben financiar anticipadamente, durante la vida operativa de las centrales nucleares, los costes en que se deba incurrir en el futuro para la gestión del combustible gastado y de los residuos radiactivos, así como su desmantelamiento, atribuibles a la explotación de dichas instalaciones desde el 1 de abril de 2005. A estos efectos, ENRESA factura a los titulares de las centrales nucleares las cantidades que resultan de multiplicar los kilowatios-hora brutos generados por cada una de ellas en cada mes natural, a partir de dicha fecha, por un valor unitario específico para cada central expresado en céntimos de euro.

Los costes futuros de la gestión del combustible gastado y de los residuos radiactivos generados

por las centrales nucleares antes de dicha fecha continuarán siendo financiados a través de la cuota sobre la tarifa eléctrica, así como el desmantelamiento y clausura en la parte correspondiente. Asimismo, se seguirán financiando mediante esta vía los restantes conceptos no imputables a las centrales nucleares que ya estaban contemplados en la Ley del sector eléctrico.

Asimismo, se recoge lo establecido en la Ley 13/1996, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, y en la Ley 14/1999, de tasas y precios públicos por servicios prestados por el Consejo de Seguridad Nuclear, en cuanto a la financiación de la retirada y gestión de pararrayos radiactivos, y de los residuos radiactivos generados en supuestos excepcionales, manteniéndose que seguirán siendo financiados con cargo a los rendimientos financieros del Fondo, si bien se matiza que únicamente con los rendimientos correspondientes a los ingresos procedentes de la tarifa eléctrica.

Por otra parte, se cubre el vacío que existía en la legislación sobre el momento en que se produce la transferencia de la titularidad de los residuos radiactivos desde el generador de los mismos al Estado, estableciéndose que éste asumirá dicha titularidad una vez se haya procedido a su almacenamiento definitivo.

Asimismo, se establece que el Estado asumirá de la vigilancia que, en su caso, pudiera requerirse tras su clausura a una instalación nuclear o radiactiva, una vez haya transcurrido el periodo de tiempo que se establezca en la correspondiente declaración de clausura, lo cual resulta particularmente aplicable a las explotaciones mineras de uranio.

- Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad. (BOE 19-11-05)
- El artículo octavo añade una Disposición adicional sexta bis a la Ley 54/1997, del sector eléctrico, por la que se crea la Entidad Pública Empresarial ENRESA de gestión de residuos radiactivos, cuya constitución efectiva tendrá lugar mediante la entrada en vigor de su Estatuto, que deberá ser aprobado por Real Decreto, continuando hasta ese momento la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. realizando las actividades previstas en el R.D. 1349/2003.

Esta nueva entidad pública sucederá a la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A.

en los derechos y obligaciones existentes de esta Sociedad, debiendo ser autorizada su disolución y liquidación mediante acuerdo de Consejo de Ministros.

Asimismo, mediante esta disposición se declara servicio público esencial la gestión de los residuos radiactivos, incluido el combustible gastado y el desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares y radiactivas que, de acuerdo con el artículo 128.2 de la Constitución, se reserva a la titularidad del Estado. Este servicio será gestionado directamente por la entidad pública empresarial ENRESA de gestión de residuos radiactivos, de acuerdo con el Plan General de Residuos Radiactivos aprobado por el Gobierno.

Por otra parte, se establecen una serie de tasas como contraprestación por los servicios de la referida entidad pública, cuya recaudación será destinada a dotar el Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos y cuyos tipos de gravamen y elementos tributarios para la determinación de la cuota podrán ser revisados anualmente por el Gobierno mediante Real Decreto con base en una memoria económico-financiera actualizada del coste de las actividades correspondientes contempladas en el Plan General de Residuos Radiactivos.

- El artículo decimocuarto modifica el último párrafo del apartado 3 de la Disposición adicional séptima de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, sobre enajenación de los terrenos de las centrales nucleares en moratoria.

Atendiendo al principio de libre concurrencia y adecuadas condiciones de venta, se establece que para determinar el valor de mercado de los terrenos o emplazamientos de estas instalaciones, se procederá a la celebración de un concurso o subasta. Se otorga al titular de los proyectos el derecho a igualar la mejor oferta, en atención al derecho específico que le otorgaba la normativa ya existente.

- El artículo decimoquinto otorga una nueva redacción a los artículos 28, 29 y 30 de la Ley 25/1964, sobre energía nuclear, estableciendo que las instalaciones nucleares y radiactivas estarán sometidas a un régimen de autorizaciones emitidas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear, una vez oídas las Comunidades Autónomas con competencias en materia de ordenación del territorio y medio ambiente, que serán reguladas en reglamentos específicos.

Asimismo se actualiza la redacción de la Ley, en concordancia con lo ya previsto en la reglamentación vigente, en lo que se refiere a la supervisión de las distintas fases de la vida de las instalaciones, desde su construcción hasta la clausura, por parte del Consejo de Seguridad Nuclear, Organismo de creación muy posterior a la aprobación de la Ley 25/1964.

- El artículo decimosexto modifica la Ley 25/1964, sobre energía nuclear, estableciendo en su Capítulo XIII las obligaciones en materia de no proliferación nuclear y protección física de los materiales nucleares.
- El artículo decimoséptimo incorpora un nuevo tercer párrafo a la redacción del artículo 2.a) de la Ley 15/1980, de creación del Consejo de Seguridad Nuclear, por el que se determina el carácter vinculante de las instrucciones dictadas por dicho organismo, una vez notificadas o, en su caso, publicadas en el BOE.
- Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ITC/2821/2005, de 7 de septiembre, por la que se modifican las cantidades que figuran en el artículo 3.c) del R.D. 1464/1999, sobre actividades de la primera parte del ciclo del combustible nuclear. (BOE 14-9-05)

Su objetivo es adaptar la reserva física de uranio enriquecido a la situación real del mercado de concentrados de uranio y servicios de conversión y enriquecimiento de uranio. Dicha reserva fue determinada mediante el R.D. 1464/1999, sobre actividades de la primera parte del ciclo de combustible nuclear, cuya Disposición final primera establece la posibilidad de modificar las cantidades de dicha reserva, en función de la situación del mercado, mediante Orden del Ministerio de Industria y Energía (hoy Industria, Turismo y Comercio).

Normativa nacional en elaboración

- Reforma de la Ley 15/1980, de creación del Consejo de Seguridad Nuclear

Se encuentra en trámite parlamentario una Proposición de Ley de reforma de la Ley 15/1980, de creación del CSN, presentada por el Grupo Parlamentario Izquierda Verde-Izquierda Unida-Iniciativa per Catalunya Verds, cuya toma en consideración fue aprobada por el Congreso de los Diputados el 13 de septiembre.

Cabe señalar que en uno de los acuerdos aprobados por el Congreso en el mes de mayo, con motivo del debate sobre el estado de la Nación, se insta al Gobierno a:

“Apoyar una reforma de la normativa reguladora del Consejo de Seguridad Nuclear, con el fin de garantizar la transparencia y la eficacia de su funcionamiento, así como reforzar su independencia efectiva, el control parlamentario sobre el Consejo, el carácter colegiado en el funcionamiento del Pleno y la máxima profesionalización de las actividades de comunicación interna y externa, así como de las relaciones internacionales.”

La reforma propuesta se refiere, fundamentalmente, a los siguientes aspectos:

- Régimen de nombramiento y cese del Presidente, Consejeros, Secretario General, y otros cargos relevantes del CSN.
- Información a facilitar por el CSN al Congreso, al Gobierno y a los Parlamentos autónomos.
- Acceso a la información por parte de los ciudadanos sobre el funcionamiento de las instalaciones nucleares y radiactivas.
- Seguimiento la participación de los ciudadanos en las actividades del CSN.
- Refuerzo de la independencia del CSN.
- Implicar a los trabajadores de las instalaciones en su seguridad, poniendo en conocimiento del titular, y en su caso del CSN, cualquier hecho conocido que pueda afectar a la seguridad de su funcionamiento.
- Creación de comités asesores del CSN.
- Revisión de legislación relativa a la responsabilidad civil por daños nucleares

El régimen jurídico internacional que regula la reparación de daños causados por accidente nuclear tiene su base en dos convenios, desarrollados respectivamente a instancias del Organismo Internacional de Energía Atómica (Convenio de Viena) y la Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE; Convenio de París de 1960, complementado por el Convenio de Bruselas de 1963). La comunidad internacional se ha adherido en su mayoría a uno de los sistemas establecidos por el OIEA o la NEA, con la excepción de pocos Estados industrializados.

En septiembre de 1997 las Partes Contratantes del Convenio de París decidieron emprender la revisión del Convenio y, dos años después, las Partes Contratantes del Convenio de Bruselas acometieron un proyecto de revisión sobre este Convenio para asegurar su compatibilidad con el Convenio de París revisado, llegando a firmarse los Protocolos de modificación el 12 de febrero de 2004. España participa en el sistema de la NEA y ha suscrito las recientes reformas de los Convenios de París y Bruselas.

Estos Convenios tienen en común la consideración de la responsabilidad por daño nuclear como objetiva, es decir, independiente de cualquier actuación del responsable, como limitada en la cuantía a responder y limitada en el tiempo que se ha de mantener dicha responsabilidad, así como la obligación de ese responsable de cubrir esta responsabilidad mediante un seguro u otra garantía financiera.

Los aspectos más significativos de la modificación del Convenio de París son los siguientes:

- Aumento de las cantidades mínimas por las que un explotador será responsable en los términos del Convenio.
- Introducción de una definición más amplia y detallada de daño nuclear.
- Extensión del ámbito de aplicación geográfico del Convenio.
- Extensión del periodo de reclamación de las víctimas.
- Paralelamente, la mejora más significativa del Convenio de Bruselas es el nuevo aumento de las cantidades asignadas a los tramos de reparación.

En la actualidad, la responsabilidad civil por daños nucleares viene siendo regulada en nuestro país por los capítulos VII, VIII, IX y X de la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear, y por el Decreto 2177/1967, por el que se aprueba el Reglamento sobre cobertura de riesgos nucleares.

Se ha elaborado un borrador de Ley con el objeto de implementar esta modificación de los Convenios de París y de Bruselas por un Grupo de trabajo constituido por los Ministerios afectados.

- Real Decreto sobre el control de fuentes radiactivas encapsuladas de alta actividad y fuentes huérfanas

Mediante este Real Decreto se realiza la trasposición a la normativa española de la Directiva 2003/122, Euratom del Consejo, de 22 de diciembre del 2003, sobre el control de fuentes radiactivas selladas de actividad elevada y de las fuentes huérfanas.

Su objeto es evitar la exposición de los trabajadores y del público a las radiaciones ionizantes como consecuencia de un control inadecuado de las fuentes radiactivas encapsuladas de alta actividad o de la posible existencia de fuentes huérfanas, denominándose así a aquellas que no están controladas, bien porque nunca lo han estado o bien porque el control sobre ellas se ha perdido como consecuencia de pérdida, robo o abandono.

Se trata de conseguir, por un lado, un control exhaustivo de las fuentes radiactivas encapsuladas de alta actividad durante todo el período de vida de las mismas, desde su fabricación hasta el final de su vida útil y, por otro, se trata de hacer frente a los riesgos que plantea la existencia de fuentes huérfanas.

Las obligaciones derivadas de este Real Decreto se complementan con las establecidas en el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivos, aprobado por R.D. 1836/1999, y en el Reglamento sobre protección sanitaria contra radiaciones ionizantes, aprobado por Real Decreto 783/2001, que trasponen a su vez la Directiva 96/29/Euratom del Consejo, por la que se establecen las normas básicas relativas a la protección sanitaria de los trabajadores y de la población contra los riesgos que resultan de las radiaciones ionizantes.

Este proyecto de Real Decreto se ha remitido para comentarios a la Comisión Europea, en aplicación del artículo 33 del Tratado EURATOM y se espera que sea aprobado a principios de 2006.

- Real Decreto por el que se aprueba el Estatuto de la Entidad Pública Empresarial ENRESA de gestión de residuos radiactivos

Mediante el artículo octavo de la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, se añade una Disposición adicional sexta bis a la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en la que se establece que la gestión de residuos radiactivos constituye un servicio público esencial y se crea la entidad pública empresarial ENRESA de gestión de residuos radiactivos, que sucederá en todos sus bienes, derechos y obligaciones a la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A.

En el artículo 21 de la referida Disposición adicional sexta bis se establece que la constitución efectiva de la entidad pública empresarial ENRESA tendrá lugar mediante la entrada en vigor de su Estatuto, que será aprobado por Real Decreto, por lo que ya se ha elaborado el proyecto de este Real Decreto, que habrá de ser aprobado por el Gobierno a iniciativa del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, al ser éste el Ministerio al que ha sido adscrita dicha entidad a través de la Secretaría General de Energía.

En el proyecto de Real Decreto se recogen los aspectos relativos al régimen jurídico, funciones, organización, órganos de dirección de la entidad, personal, y régimen económico-financiero. Asimismo, el Estatuto incorpora aspectos organizativos derivados de la gestión y liquidación de la tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos atribuidas a la entidad en su Ley creadora.

Normativa comunitaria en elaboración

- Revisión de la actual Directiva del Consejo sobre la vigilancia y el control en la transferencia de residuos radiactivos y del combustible gastado

A finales de 2004 la Comisión presentó informalmente una propuesta al Grupo de Cuestiones Atómicas para revisar la Directiva 92/3/EURATOM y la remitió al Comité Económico y Social para su preceptivo informe. Esta propuesta fue tratada por el Grupo a lo largo de 2005.

La Directiva 92/3/EURATOM, relativa a la vigilancia y control de los traslados de residuos radiactivos entre los Estados miembros o procedentes o con destino el exterior de la Comunidad, fue adoptada con el fin de proteger a la población y a los trabajadores de los peligros que resultan de las radiaciones ionizantes, sometiendo el transporte transfronterizo de residuos nucleares a un control estricto y de autorizaciones desde su lugar de origen hasta su almacenamiento. Su transposición a la normativa española está recogida en el R.D. 2088/1994 (BOE 26-11-94).

La aplicación práctica de esta Directiva ha puesto de manifiesto determinadas lagunas que justifican la necesidad de proponer un nuevo texto, aunque sin modificar de manera sustantiva la vigente actualmente. Ciertas modificaciones que ahora se plantean han sido consecuencia de las discusiones celebradas en el contexto de la quinta fase del ejercicio de simplificación legislativa

del mercado interior puesto en marcha por la Comisión, conocido como SLIM.

Fundamentalmente se persigue la coherencia con otros textos recientes adoptados, como es el caso de la Directiva 2003/122/EURATOM, sobre control de fuentes selladas de alta actividad, así como con algunas obligaciones derivadas de Tratados internacionales, relativos a gestión del espacio aéreo o a transporte por vía marítima y, especialmente, en relación con la próxima incorporación de EURATOM a la Convención conjunta sobre seguridad en la gestión del combustible gastado y sobre seguridad en la gestión de residuos radiactivos. Un segundo elemento a mejorar frente al texto en vigor es la clarificación del procedimiento a aplicar.

Posiblemente el aspecto más novedoso sea la ampliación de su campo de aplicación, al plantearse la inclusión también de las transferencias de combustible gastado, dado que, en el caso de que fuera destinado al procesamiento, dicho combustible gastado no se incluía en la Directiva 92/3. Desde la perspectiva de la protección radiológica no hay justificación alguna para esta exclusión y ello intenta resolverse con esta nueva propuesta.

Está previsto concluir el expediente en el primer semestre de 2006, bajo presidencia austriaca, si bien, existen importantes puntos de desacuerdo que podrían retrasar la consecución de un texto.

- “Paquete nuclear”

A finales de 2002 la Comisión presentó dos propuestas de directivas, dentro de lo que se conoce como “paquete nuclear”: Directiva por la que se establecen obligaciones básicas y principios generales en materia de seguridad de las instalaciones nucleares, y Directiva sobre la gestión del combustible gastado y los residuos radiactivos.

En la primera, relativa a la seguridad de las instalaciones nucleares, entre otras cosas, se establecía la obligación para los Estados miembros de tener un Organismo regulador, que ha de ser independiente en lo respecta al ámbito de la seguridad nuclear. Asimismo, se establecía la obligación de asegurar la existencia de los recursos financieros suficientes para el desmantelamiento de las instalaciones nucleares, que habrán de estar disponibles cuando sean necesarios.

En la segunda propuesta, sobre la gestión de los residuos radiactivos, se obligaba a los Estados

miembros a establecer programas nacionales para la gestión de estos residuos en los que, en su caso, se especifique el calendario para la autorización y puesta en marcha de una instalación para su almacenamiento definitivo.

Estas dos propuestas han sido objeto de los trabajos del Grupo de Cuestiones Atómicas a lo largo de 2003 y 2004. Sin embargo, no ha sido posible alcanzar una mayoría de apoyo suficiente como para su aprobación.

Alternativamente a la propuesta de la Comisión, un grupo de países propuso que el Consejo aprobase un documento de Conclusiones sobre el asunto. En dicho informe, que fue aprobado por el Consejo en junio de 2004, se establece un Plan de Acción en seguridad nuclear y gestión de residuos a desarrollar en los próximos años, que persigue la armonización de las medidas de seguridad que se aplican en los Estados miembros sobre una base voluntaria, así como incrementar la transparencia frente a los ciudadanos.

El Plan se empezó a desarrollar en diciembre de 2004 y se prevé que se extienda a lo largo de 2005 y 2006. Se ha establecido un Grupo de trabajo ad-hoc sobre seguridad nuclear, dependiente del Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo para desarrollar las actividades del Plan. A su vez, este Grupo ad-hoc ha establecido tres subgrupos, que se encargan, respectivamente, de las tareas sobre seguridad nuclear, seguridad en la gestión de los residuos radiactivos y el desmantelamiento, y fondos de desmantelamiento de las instalaciones nucleares. Está previsto que los tres subgrupos presenten sus contribuciones al Grupo ad-hoc a lo largo de 2006, al objeto de preparar el informe final del Plan e informar al Consejo.

La Comisión, que está participando en las actividades del Plan de Acción, no ha retirado la propuesta con las directivas del “paquete nuclear”, a la espera de los resultados del Plan. No obstante, ha anticipado que a lo largo de 2006 hará públicas las recomendaciones para la gestión de los fondos de desmantelamiento.

- Propuesta de Reglamento estableciendo un Instrumento para asistencia a terceros países en materia de seguridad nuclear

El objeto de este Reglamento es la cofinanciación de acciones que contribuyan a la seguridad nuclear, la protección de las radiaciones y la aplicación de salvaguardias de material nuclear en terceros países, sustituyendo a las acciones que

se vienen financiando con otros instrumentos comunitarios, en particular, el Reglamento del Consejo (EURATOM) 99/2000, de 29 de diciembre, sobre asistencia a países de Europa del Este y Asia Central (programa TACIS), cuya aplicación concluye el 31 de diciembre de 2006.

Inicialmente, la Comisión tenía la intención de incluir la asistencia en materia nuclear dentro de un instrumento de asistencia a terceros países de carácter general, si bien el Consejo determinó que era preferible establecer un documento específico debido a que la base jurídica para la prestación de esta asistencia es el Tratado EURATOM, debiéndose seguir procedimientos de gestión para canalizar la asistencia diferentes a los que se aplican en aquellas materias que se rigen sobre la base jurídica de otros tratados.

La asistencia técnica y económica proporcionada por este instrumento será complementaria de la proporcionada por la Comunidad Europea a través de acciones de ayuda humanitaria, pre-acceso, vecindad, cooperación y estabilidad. La asistencia se ejecutará sobre una estrategia plurianual y programas indicativos, que pueden cubrir más de un país, y los beneficiarios podrán ser de amplio espectro: países, regiones y sus instituciones, organizaciones internacionales, agencias de la UE, autoridades locales, empresas, entidades financieras y personas físicas.

Para la ejecución de las actividades previstas en el Reglamento, la Comisión se verá asistida por un Comité compuesto de representantes de los Estados miembros y presidido por un representante de la Comisión. Este Comité sustituiría al actual Grupo de Expertos Nucleares Phare/Tacis.

Está previsto que el expediente se concluya dentro del primer semestre de 2006 y que el Reglamento tenga un período de aplicabilidad entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2013.

- Decisiones del Consejo para la aprobación de la conclusión de la Convención sobre pronta notificación en caso de accidente nuclear y el Convenio de asistencia mutua en caso de accidente nuclear o emergencia radiológica.

En diciembre de 1987 y en noviembre de 1989, el Consejo aprobó, respectivamente, la conclusión por la Comunidad Euratom de la Convención sobre pronta notificación en caso de accidente nuclear y del Convenio de asistencia mutua en caso de accidente nuclear o emergencia radiológica.

Sin embargo, los cambios habidos en cuanto a las competencias comunitarias en la gestión de la información en caso de accidente nuclear, así como en la prestación de asistencia en caso de accidente nuclear o radiactivo en los Estados que cuentan con instalaciones pertenecientes al Centro Común de Investigación, hacía recomendable nuevas decisiones del Consejo aprobando la conclusión de dichos Convenios internacionales. Estas decisiones fueron aprobadas por el Consejo en mayo de 2005.

- Decisión del Consejo por la que se concluye con la República Popular China un acuerdo de cooperación en el ámbito de la investigación y desarrollo de los usos pacíficos de la energía nuclear.

La Comisión originalmente preparó una propuesta de Decisión del Consejo para el mandato de negociación de un Acuerdo de cooperación nuclear con China, que fue aprobada por el Colegio de Comisarios en junio de 2001. Tras el proceso de negociación, se alcanzó un principio de acuerdo en octubre de 2004, en base al cual la Comisión pidió la aceptación del Consejo, siendo el texto aprobado en el Comité de Representantes Permanentes (COREPER) el 22 de noviembre de 2004.

Finalmente, a petición de la parte china, dicho texto fue objeto de nuevas modificaciones acordadas y aceptadas por la Comisión en el momento mismo de la firma producida en diciembre de 2004, en el marco de la Cumbre UE-China celebrada en Ámsterdam.

Algunos de los cambios introducidos en esta, en principio, última fase modificaron de manera importante el texto del acuerdo, lo que está retrasando la conclusión del expediente. Una vez introducidos los cambios, se dio traslado a la parte china a mediados de 2005, siguiéndose a la espera de una respuesta final para determinar si será necesario volver a remitir el acuerdo al Consejo, para su aprobación mediante una Decisión, o si es suficiente con un intercambio de notas verbales previamente a su conclusión para superar los cambios introducidos. El expediente debería poder concluirse dentro de 2006.

- Decisión del Consejo por la que se concluye con Japón un acuerdo de cooperación para el uso pacífico de la energía nuclear.

La Comisión, tras la aprobación por el Consejo del mandato de negociación en mayo de 1998, inició las negociaciones en el primer semestre de 1999. En octubre de 2001 se alcanzó un acuerdo

ad referéndum del texto. Sin embargo, posteriormente Japón propuso modificarlo en aspectos relativos a la propiedad intelectual y al ámbito de aplicación territorial, lo que contó con la negativa de la Comisión. No obstante, ante la insistencia de Japón, se acordó por ambas partes mantener una nueva ronda negociadora para tratar estas cuestiones, que concluyó con un acuerdo en enero de 2004.

La Comisión presentó su propuesta de Decisión al Consejo para la conclusión del acuerdo en octubre de 2004, si bien, para garantizar la coherencia con los acuerdos bilaterales firmados con anterioridad por varios Estados miembros, ha sido necesario introducir ciertas modificaciones a lo largo de 2005. Una vez superadas las dificultades existentes a finales de 2005, las perspectivas son que se concluirá el expediente, con la Decisión del Consejo, a principios de 2006, momento en el que se iniciarán los trámites parlamentarios japoneses previos a la conclusión del acuerdo, lo que se estima que podría ocurrir hacia mediados de 2006.

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 2005:

Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE)

Además de las actividades llevadas a cabo por el Grupo de Cuestiones Atómicas, que es el grupo de trabajo del Consejo en el que mayoritariamente se abordan los temas relativos al ámbito del Tratado Euratom, dentro del ámbito comunitario, el

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha participado en reuniones de los siguientes comités.

- 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. En 2005 tuvieron lugar tres reuniones de este Comité en Luxemburgo (febrero, abril y diciembre), en las que, entre las cuestiones tratadas, cabe destacar el ejercicio de un proceso de reflexión sobre la implementación del Capítulo VI del Tratado EURATOM, relativo al abastecimiento, con el fin de contribuir a la elaboración de un nuevo Estatuto de la Agencia, en el que se tengan en cuenta las condiciones actuales de los mercados de estos materiales.

Otras cuestiones tratadas fueron, el Informe anual de esta Agencia correspondiente a 2004 y el informe de cuentas para ese año y el presupuesto para 2006, una propuesta de EE.UU. para establecer una reserva internacional de combustible nuclear, y las negociaciones con Rusia de un acuerdo sobre el comercio de materiales nucleares, sobre las que se informó que este país parece que ha dejado de estar interesado, ante su posible próxima incorporación a la Organización Mundial del Comercio.

- Comité Consultivo del Programa Marco de I+D Comunitario sobre Fisión Nuclear

Este Comité tiene la misión de asistir a la Comisión en la definición, preparación y ejecución las actividades de investigación, desarrollo y demostración incluidas en el Programa específico de EURATOM de investigación en fisión nuclear, dentro del Programa Marco de I+D de EURATOM.

En las dos reuniones celebradas por este Comité en marzo y noviembre, entre otros asuntos propios de sus funciones, se abordó la ejecución del 6º Programa Marco (2002-2006), la elaboración del Programa de Trabajo para los años 2005 y 2006, así como las actividades relativas a la preparación del 7º Programa Marco para los años 2007-2011, cuya propuesta fue adoptada por la Comisión en abril de 2005.

En septiembre, la Comisión adoptó una propuesta de Programa Específico de EURATOM, en la que se contempla una cantidad de 394 M destinada a actividades indirectas (es decir, las no realizadas directamente por el Centro Común de

Investigación) de I+D en fisión nuclear y protección radiológica, lo que supone un incremento del 37% en relación con el presupuesto del Programa Marco anterior.

Las áreas de actividad que se contemplan son: gestión de residuos radiactivos (almacenamiento geológico, separación y transmutación), sistemas de reactores (seguridad, sistemas sostenibles), protección radiológica (bajas dosis, usos médicos, gestión de emergencias, uso malévolo de material radiactivo), apoyo a las infraestructuras de investigación, y formación y movilidad de recursos humanos.

- 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 asistencia en materia de energía nuclear a países del Este y del Centro de Europa. A partir de 2001, estos programas siguieron caminos distintos, ya que mientras TACIS siguió manteniendo su estructura tradicional de asistencia técnica gestionada desde la Dirección General de Relaciones Exteriores (RELEX), PHARE se orientó hacia la ampliación de la UE y pasó a gestionarse por la Dirección General de Ampliación (ENLARG).

En relación con el programa PHARE, el Programa de Acción de 2003 fue el último aprobado debido a que el 1 de mayo de 2004 se hizo efectiva la adhesión a la UE de los nuevos Estados miembros, que eran los beneficiarios de dicho programa. No obstante, se mantuvo un pequeño programa reducido de ayuda en seguridad nuclear a Rumanía y Bulgaria para 2004, por un montante total de 8.229.000 , cuyos proyectos se han asignado en 2005 y están siendo supervisados por la Dirección General de Transporte y Energía.

Dentro del programa TACIS, como hecho más significativo en 2005 cabe señalar la aprobación en octubre del Programa de Acción en Seguridad Nuclear de 2005 para Rusia, Ucrania, Armenia, Kazajistán, Georgia y Bielorrusia por un montante total de 69,68 M y la materialización de una transferencia por valor de 10 M al Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo como contribución al capítulo nuclear del Fondo del Partenariado Medio Ambiental de la Dimensión Nórdica.

Por otro lado, conviene señalar que el Plan de Acción de 2006 será el último que se apruebe sobre la base del actual Reglamento TACIS, cuyo

plazo de aplicación expira el 31 de diciembre de 2006. A partir de esa fecha los proyectos de asistencia a terceros países en materia de seguridad nuclear y actividades conexas se financiarán con cargo a un nuevo instrumento de asistencia que tendrá un período de aplicación que cubrirá el período 2007-2013. (Ver apartado anterior).

Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE)

- Comité de Dirección.

En las dos reuniones que celebró este Comité en los meses de abril y octubre se trató, entre otros asuntos, el Programa de Trabajo de la NEA para los años 2005 y 2006, la implementación del Plan Estratégico 2005-2006 que se acordó el año anterior y el seguimiento de los trabajos de los diferentes comités de la NEA. Como temas de debate político se trató el desmantelamiento de instalaciones y las obligaciones asociadas, y la seguridad en el suministro.

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

Entre las funciones de este Comité se incluyen la evaluación de la potencial contribución futura de la energía nuclear al abastecimiento energético mundial; de las demandas y necesidades de suministro en las diferentes fases del ciclo del combustible nuclear; el análisis de las características técnicas y económicas del desarrollo de la energía nuclear y del ciclo del combustible; y la evaluación de las diferentes consecuencias técnicas y económicas de las diferentes estrategias para el ciclo del combustible nuclear.

En la reunión se celebró en junio, además de los temas habitualmente tratados en éste Comité (informe de los países, seguimiento de los distintos proyectos y actividades incluidas en el Programa de Trabajo, etc.), se informó sobre la conferencia sobre “Energía Nuclear para el siglo XXI”, organizada por el OIEA y la NEA y celebrada en París durante el mes de marzo.

- Comité de Derecho Nuclear.

Este Comité celebró su reunión anual en noviembre, en la que, entre otras cuestiones, se analizaron las suscitadas por la implementación de los Protocolos de modificación de los Convenios de París y Bruselas a la legislación interna de los países. Casi todos los representantes coincidieron

ron en que los problemas más importantes han surgido de las compañías aseguradoras, las cuales tienen dudas sobre si los mercados podrán asumir totalmente las nuevas condiciones establecidas por los Convenios, fundamentalmente en lo relativo al periodo de reclamación de las víctimas por daños personales, considerado excesivamente amplio, así como en la definición del daño nuclear, que comprendería los daños medio ambientales, según el sector, muy difíciles de calibrar.

Asimismo, se hizo referencia a las Declaraciones efectuadas por las Partes Contratantes del Convenio de Bruselas, acerca de una recomendación de la NEA sobre la pronta movilización de Fondos en caso de accidente nuclear, requiriendo la remisión de la correspondiente Declaración a las Partes que aún no la hayan realizado.

Por otra parte, se acordó la creación de un grupo de trabajo, con el fin de analizar la actualización de una Decisión del Comité de Dirección en 1977, relativa a la exención de la obligación de póliza de seguro para el transporte en el caso de cantidades muy bajas de materiales nucleares.

También en esta reunión se puso al día sobre los trabajos en relación con la aplicación de la Directiva sobre responsabilidad medioambiental y el Convenio Roma II, sobre responsabilidad civil extracontractual y su influencia en el ámbito nuclear, y la aplicación de los Convenios de París y Bruselas en alta mar y en el espacio aéreo interestados.

Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA-Naciones Unidas)

- Conferencia General.

La Conferencia General anual de este Organismo, que fue la 49ª, tuvo lugar del 26 al 30 de septiembre. Entre los temas tratados en ella se incluyeron:

- La reelección del Dr. Mohamed ElBaradei como Director General del Organismo para un nuevo periodo de cuatro años: del 1 de diciembre de 2005 al 30 de noviembre de 2009,
- las medidas para reforzar la cooperación internacional en materia de seguridad nuclear, radiológica, del transporte y de los desechos,
- dentro del apartado referido a seguridad física nuclear y radiológica, los progresos realizados

en las medidas de protección contra el terrorismo nuclear y radiológico,

- el fortalecimiento de las actividades de cooperación técnica del Organismo,
- el fortalecimiento de actividades del Organismo relacionadas con las ciencias, tecnologías y aplicaciones nucleares,
- el fortalecimiento de la eficacia y el aumento de la eficiencia del sistema de salvaguardias y la aplicación del modelo de Protocolo Adicional a los Acuerdos de salvaguardias,
- la aplicación del acuerdo entre el Organismo y la República Popular Democrática de Corea, en relación con el Tratado sobre la no proliferación de las armas nucleares, y
- la elección de los miembros de la Junta de Gobernadores para el periodo 2005-2007.

Asimismo, se presentó el Informe anual de 2005, se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo para 2006 de 273,619 M\$, en el que a España le corresponde el 2,524% del total, y las contribuciones voluntarias al Fondo de Cooperación Técnica para 2006, para las que se estableció una cifra objetivo de 77,500 M\$, de la que a España le corresponden 1.884.025 \$.

- Junta de Gobernadores.

Está compuesta por 35 Estados miembros y en 2005 se ha reunido en ocho ocasiones. Esta Junta tiene, entre otras, la función de examinar y hacer recomendaciones a la Conferencia General en relación con las cuentas, programas y presupuesto del Organismo. Entre las cuestiones más relevantes tratadas en 2005 están: la estrategia a medio plazo (2006-2011) del Organismo, el nombramiento del Director General, la creación de un Comité Asesor en Salvaguardias y Verificación, la política para la revisión de la reglamentación del Organismo para el transporte seguro del material radiactivo, el examen de la seguridad nuclear correspondiente a 2004, el examen de la tecnología nuclear actualizado a 2005, el estado de la concertación de Acuerdos de salvaguardias y Protocolos Adicionales, la aplicación de las salvaguardias en 2004 y, particularmente en relación con Corea del Norte e Irán, y las actividades de cooperación técnica en 2004.

En 2005 España no ha formado parte de la Junta de Gobernadores. Hasta septiembre de 2004, el representante de España ha ocupado el puesto

de Presidente de la Junta de Gobernadores y no le corresponde incorporarse de nuevo a esta Junta hasta septiembre de 2008.

Por otra parte, como actividad relevante en relación con el OIEA, tras la entrada en vigor dentro de la UE el 30 de abril de 2004 del Protocolo Adicional al Acuerdo de Salvaguardias firmado por EURATOM, el OIEA y los Estados miembros de la UE no poseedores de armas nucleares, cabe destacar el envío en marzo de 2005 a este Organismo, a través de la Comisión Europea, de la Declaración del Estado Español relativa a este Protocolo Adicional.

En él se prevé la remisión a la Comisión, para su posterior transmisión al OIEA, de una declaración anual sobre las actividades que se realizan en el Estado relacionadas con el ciclo del combustible nuclear y de declaraciones trimestrales sobre las exportaciones de materiales y equipos incluidos en el Anexo II de este Protocolo.

Grupo de Suministradores Nucleares (GSN)

Durante 2005 cabe destacar la celebración del Plenario del Grupo en Oslo (Noruega). Los debates se centraron sobre diversas iniciativas para reforzar el régimen de control de exportaciones, y se siguió trabajando para alcanzar un acuerdo sobre la exigencia del Protocolo Adicional a los Acuerdos de Salvaguardias como condición o como factor a tener en consideración para el suministro de materiales y equipos incluidos en lo que se conoce como la Parte 1 de las Directrices del Grupo, así como sobre las propuestas impulsadas por EE.UU. y otros países, de compromiso de no desarrollar instalaciones de enriquecimiento de uranio o reprocesamiento de combustible irradiado como condición de suministro de materiales y equipos considerados como tecnología sensible.

Las iniciativas más relevantes sobre las que se ha trabajado en el 2005 se han centrado en endurecer las condiciones para la transferencia de equipos, materiales y tecnologías sensibles, exigir como condición de suministro disponer de un sistema de control de exportaciones efectivo y cesar el suministro a un Estado cuando el OIEA anuncie un incumplimiento por su parte de los acuerdos de salvaguardias. El debate dentro del Grupo estuvo marcado por el reciente acuerdo entre el Gobierno de los EE.UU. y el de la India en materia de energía nuclear, cuyo ejemplo podría ser seguido por otros Estados miembros del Grupo, así como por el desarrollo del programa nuclear de Irán.

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 Chernóbyl (CSF).

Durante 2005 continuaron los trabajos relativos a la estabilización de la estructura del sarcófago original y el procedimiento para la asignación del contrato de construcción del nuevo sarcófago en la unidad accidentada de la central de Chernóbyl.

El 12 de mayo de 2005 tuvo lugar en la sede del BERD en Londres la tercera conferencia de contribuyentes al Fondo, que fue impulsada por el G-8 para que los Estados se comprometiesen a nuevas aportaciones con miras a disponer de fondos suficientes para concluir el proyecto. En esta conferencia España no anunció ningún compromiso aportación, si bien, a finales de 2005, la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio realizó una contribución por valor de 350.000 €, que se suma a las realizadas a raíz de las dos conferencias de contribuyentes anteriores por valor de 3 M\$ y 2 M\$, respectivamente.

En noviembre de 2005 el Banco anunció a la Asamblea de contribuyentes, órgano de gestión del fondo, que sólo había dos propuestas de contratación del proyecto de construcción del nuevo sarcófago que cumplieran el pliego de condiciones técnicas, y que en ambos casos el coste de las ofertas era sustancialmente superior al calculado. Esta situación ha dado lugar a que la Asamblea exigiera un análisis de las circunstancias que han provocado esta desviación entre la estimación y el coste mercado, que deberá estar disponible a principios de 2006.

En todo caso, el BERD ha anunciado que sí hay disponibilidad de fondos para la contratación del proyecto de construcción, dado que es factible desviar fondos presupuestados que no han sido finalmente utilizados en algunos de los proyectos ya concluidos o que estando próxima su conclusión se sabe que no van a ser necesarios. No obstante, muy probablemente serán necesarios fondos adicionales para cubrir todas las tareas previstas, las cuales no se limitan a la construcción del nuevo sarcófago, sino que incluyen otros proyectos relacionados. Estas circunstancias deberán resolverse a principios de 2006, una vez que se hayan analizado con detalle las ofertas

presentadas y las estimaciones de costos para finalizar el proyecto.

- Fondos internacionales de apoyo a la clausura de las centrales nucleares de:
 - Ignalina (Lituania) (primera unidad),
 - Kozloduy (Bulgaria) (cuatro primeras unidades),
 - 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 Europea para apoyo a Lituania, Bulgaria y Eslovaquia son 165, 200 y 150 M , respectivamente, que se hacen de forma escalonada, de acuerdo con las previsiones efectuadas en el presupuesto comunitario, y siempre sujetas a posibles cambios, de conformidad con las perspectivas financieras aprobadas en la UE.

En 2002 España realizó 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. La participación de empresas españolas en los proyectos financiados con cargo a estos fondos es notable, con un montante total, hasta la fecha, que supera los 11,9 M , lo que equivale a 2,6 veces el valor de la contribución realizada por España de manera bilateral a los tres fondos.

4.7 “MESA DE DIÁLOGO SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA”

En cumplimiento de uno de los acuerdos del Pleno del Congreso de los Diputados con motivo del último debate sobre el estado de la Nación, el 29 de noviembre el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio puso en marcha una “Mesa de diálogo sobre la evolución de la energía nuclear en España”.

El objetivo de esta Mesa es intercambiar puntos de vista, desde distintas sensibilidades, sobre las múltiples cuestiones vinculadas al futuro de la energía nuclear en España, por lo que en su composición se ha tratado de contar con la participación de representantes de los diversos ámbitos políticos, sociales, medioambientales, industriales y científicos que puedan contribuir con sus aportaciones a la consecución de este objetivo.

Las cuestiones que están siendo objeto de análisis se han agrupado en cuatro grandes áreas temáticas, que son: la estrategia para la gestión de los residuos radiactivos de alta actividad, la información a la sociedad y su participación en los mecanismos de toma de decisiones, el régimen normativo aplicable al ámbito nuclear, y la cobertura de la demanda energética en España y la energía nuclear.

Se espera que esta Mesa de diálogo pueda elevar sus conclusiones al Gobierno antes de la próxima comunicación del Gobierno relativa al debate sobre el estado de la Nación, de forma que las mismas puedan ser tenidas en consideración durante el transcurso de dicho debate.

5. SECTOR CARBON

5.1 SITUACIÓN ACTUAL

5.1.1 Panorámica general del sector.

Globalmente la producción de hulla más antracita (hard coal) en 2005, disminuyó un 4,1% con respecto al año 2004. Este hecho se debe principalmente a la repercusión de los cierres de dos empresas en el año 2004 y a una menor producción en algunos pozos. Además se han cerrado a finales de 2005 tres pozos de minería subterránea, percibiéndose su efecto principalmente en el año 2006. En lignitos negros disminuyó la producción un 6,2% fundamentalmente por la reducción del pozo que cerró definitivamente a finales de 2005. También la producción de lignito pardo disminuyó un 6,9% en relación a la del 2004. (Cuadro 5.1.1).

5.1.2.Demanda interior.

La demanda de carbón ha tenido durante el año 2005 la distribución que proporciona el Cuadro 5.1.2. Para generación eléctrica, disminuyó la demanda de hulla y antracita en un 9,1%. La demanda de lignito negro subió un 0,9% y la del lignito pardo disminuyó un 5,6%. La demanda total de carbón en toneladas disminuyó un 1,4%. No obstante si la demanda se expresa en toneladas equivalentes disminuye solamente un 1,3%. También se registra una disminución en la de hulla coquizable. Además se produjo una disminución de la cantidad de carbón en los parques de centrales.

CUADRO 5.1.1.-Balance de carbón

	2004 (Miles de toneladas)	2005 (Miles de toneladas)	2005/04 %	2004 (Miles de tec) (1)	2005 (Miles de tec) (1)	2005/04 %
N+ Producción	20496	19354	-5,6	9888	9465	-4,3
Hulla y antracita	8923	8553	-4,1	6191	5970	-3,6
Lignito negro	3426	3214	-6,2	1483	1436	-3,2
Lignito pardo	8147	7587	-6,9	2214	2060	-7,0
+ Variación de stocks (2)	952	856		572	501	
Hulla y antracita	679	351		462	289	
Lignito negro	243	412		102	187	
Lignito pardo	30	93		8	24	
+ Importación	24646	24892	1,0	20438	20933	2,4
Hulla coquizable	3900	3599	-7,7	3749	3469	-7,5
Hulla no coquizable	20575	21157	2,8	16519	17328	4,9
Coque	171	136	-20,2	171	136	-20,2
- Exportación	984	621	-36,9	1012	638	-36,9
Coque	984	621	-36,9	1012	638	-36,9
= Consumo interior bruto	45109	44481	-1,4	29887	30261	1,3

(1) Toneladas equivalentes de carbón.

(2) Existencias iniciales - Existencias finales.

CUADRO 5.1.2.-Sectorización del consumo de carbón

	2004 (Miles de toneladas)	2005	2005/04 %	2004 (Miles de tec) (1)	2005	2005/04 %
1.-Generación eléctrica	39881	39539	-0,9	25294	25623	1,3
1.1-Compañías eléctricas	39786	39460	-0,8	25215	25557	1,4
Hulla y antracita	9934	9031	-9,1	6898	6136	-11,0
Lignito negro	3770	3803	0,9	1624	1731	6,6
Lignito pardo	8177	7720	-5,6	2158	2017	-6,6
Carbón importado	17906	18907	5,6	14535	15673	7,8
1.2-Autoprodutores	95	80	-16,1	78	66	-16,0
2.-Transf. en coquerías y A.H.	4555	4316	-5,2	4017	4098	2,0
3.-Fabricas de cemento	163	175	7,6	143	154	7,6
4.-Resto de industria	380	365	-3,9	336	323	-3,9
5.-Usos domésticos	88	55	-37,5	66	41	-37,5
6.-Consumos propios y pérdidas	43	30	-30,2	32	22	-30,2
-T O T A L	45109	44481	-1,4	29887	30261	1,3

Fuente: SGE.

5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo

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 mejora 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 para un carbón con P.C.S. medio de 4.478 kcal/kg. Expresado por termia dicho precio fue un 1,72% inferior al precio del año 2001. En el año 2003 el precio medio del carbón fue de 35,0487 euros por tonelada para un carbón con un P.C.S. medio de 4.429 kcal/kg. Expresado el precio en céntimos de euro por termia fue de 7,91, es decir un 2,35% inferior al del año 2002. En 2004 el precio medio del carbón que percibió ayudas fue de 36,4434 ? por tonelada de un PCS medio de 4.350 kcal/kg. Expresado el precio en céntimos de euro por termia fue de 8,3769, es decir un 5,90% superior al del año 2003. En el año 2005 el precio medio del carbón que percibe ayudas fue de 38,9505 ?/t con un PCS medio de 4.313 kcal/kg. Expresado el precio en céntimos de euro por termia de poder calorífico, fue de 9,0315, es decir un 7,81 % superior al precio de 2004.

Por tanto el valor de la producción de carbón CECA adquirido por centrales eléctricas fue de 417,666 millones de euros. Hay que agregar a este valor otros 168,22 millones de euros, valor de venta de los lignitos pardos y del resultado de la venta de 632 mil toneladas de carbones CECA por los que no se percibieron ayudas. Por lo tanto el valor de la producción total del carbón entregado al sector eléctrico fue de 585,88 millones de euros.

El ingreso por entregas a centrales eléctricas de carbón CECA que percibió ayudas, para las empresas mineras, se obtiene sumando al valor de la producción, los 277,735 millones de euros de ayudas al funcionamiento, para empresas privadas y los 88,855 millones de euros para empresas públicas. Por tanto los ingresos para empresas que extraen carbón CECA en el año 2005 y cobran ayudas fueron de 784,257 millones de euros, inferiores en 32,383 millones de euros a los del año 2004. Es necesario estimar en otros 46,27 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 S.E.P.I. otros 136,009 millones de euros destinados a cubrir pérdidas de explotación de la empresa.

Empleo en el sector.

La plantilla propia estimada en el subsector de carbones CECA a final del año 2005 era de 8.219 trabajadores, frente a los 9.800 del año 2004 lo que origina una disminución de empleo del 16,13%. Teniendo en cuenta el empleo en los lignitos pardos, la mano de obra total empleada en el año 2005 ha sido de 8.527 trabajadores frente a 10.386 en el año 2004, lo que supone una disminución del 17,90%. Este incremento 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.

CUADRO 5.2.1.-Mano de obra empleada en minería

	2004	2005	2005/04
Hulla	6796	5708	-16,0
Antracita	2476	2064	-16,6
Lignito negro	528	447	-15,3
Total carbón CECA	9800	8219	-16,1
Lignito pardo	586	308	-47,4
TOTAL	10386	8527	-17,9

Fuente: SGE

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 desde 24.474.174 toneladas a 24.756.377 toneladas suponiendo un incremento del 1,15% respecto al año 2004. En unidades monetarias la importación se incrementó en un 19% (desde 1.187 millones de euros a 1.413 millones de euros) durante el mismo período. Los precios unitarios del carbón térmico se incrementaron desde un promedio de 7.254,42 (43,60 euros/t) a 8.169,65 pta/t (49,10 euros/t).

El incremento de la importación de carbón se debió a la necesidad de cubrir la demanda eléctrica originada por la menor producción de electricidad de origen hidráulico y el propio incremento de la demanda de electricidad.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2005 por las empresas eléctricas fue de 49,10 euros/tonelada en situación CIF, para un carbón de 6.072 kcal/kg, frente a 43,60 euros/tonelada para un carbón con PCS medio de 6.042 Kcal/Kg del año 2004. El precio medio estimado de hulla coquizable en el mismo período, CIF puerto español en el mismo año, fue de 93,34 euros/t y en dólares 116,12 \$/t frente a 80,20 euros/t y en dólares de 78,38 \$/t del año 2004.

El coste del carbón importado en el año 2005 puede estimarse en 1.413.801.240 euros frente a 1.187.353.234 euros del año 2004.

5. 2. ESTRUCTURA DEL SECTOR

En el año 2005 han tenido lugar realmente reducciones de capacidad financiadas con ayudas públicas, aunque en realidad las reducciones han tenido lugar a finales del año por lo que a efectos de reducción de producción no se producen consecuencias significativas.

Se han dado procesos de fusión que han reducido el número de empresas. Actualmente existen realmente 28 empresas que extraen carbón CECA y dos que extraen lignito pardo. Entre ellas 11 empresas tienen

menos de 25 trabajadores, 3 empresas tienen entre 25 y 50 empleados, 3 tienen entre 50 y 100 trabajadores, 7 empresas tienen entre 100 y 500 empleados y 4 empresas tienen más de 500 trabajadores.

Desde el punto de vista de producción 6 empresas, con menos de 25 Kt de capacidad anual producen el 0,45% de la producción total (881 kt). 5 empresas con capacidades anuales entre 25 y 50 kt producen el 0,88% de la producción total (172 kt). 5 empresas con capacidades anuales entre 50 y 100 kt producen el 1,83% de la producción (357kt). 7 empresas con capacidades anuales entre 100 y 500 kt producen el 15,06% de la producción (1.875 kt) y 6 empresas con capacidad superior a 500 kt anuales producen el 79,05% de la producción (9.403 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 fundadas en el incremento de los activos totales de las empresas mineras de carbón, que se deducen de las auditorías presentadas por las empresas, no están tan contrastadas como en años anteriores. Pudiera estimarse la totalidad invertida en proyectos de extracción de carbón en 90 millones de euros.

5. 3 LA POLÍTICA CARBONERA EN EL AÑO 2005.

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 garantice 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 de estas empresas. 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) nº 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 U.E. ha publicado un Reglamento del Consejo, el Reglamento (CE) nº 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 regulan la actividad de la minería del Carbón en el año 2005 fueron las siguientes:

Disposiciones básicas que existen desde 1998 y que rigen hasta la caducidad del Tratado CECA en 2002 y después siguen estando en vigor para lo relativo a reactivación de comarcas mineras:

- 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, que cubren la diferencia entre costes e ingresos

- Orden ITC/626/2005, de 9 de marzo por la que se

regulan y convocan las ayudas a la industria minera del carbón para el ejercicio de 2005, correspondientes a las previstas en los artículos 4 y 5 del Reglamento (CE) nº 1407 del Consejo de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. Se publica una corrección de errores en el BOE de 10.5.2005.

Regulación existente en vigor para las cargas excepcionales de reestructuración

- Orden ECO/2771/2003 de 24 de septiembre, sobre ayudas destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de reestructuración y racionalización de la actividad de las empresas mineras del carbón.
- ORDEN ITC/1632/2005, de 31 de mayo, por la que se regulan las ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas superiores a las cuantías necesarias para cubrir setecientas veinte horas de almacenamiento.
- ORDEN ITC/1156/2005, de 21 de abril, por la que se regulan las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras.

Disposición que regula la reactivación económica de las comarcas mineras para el año 2005:

- Resolución de 21 de enero de 2005, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras. Esta resolución tuvo una corrección de errores en el B.O.E. de 30 de marzo de 2005.

Complementariamente a la actividad minera se ejecutaron por el Instituto actividades de desarrollo económico de las comarcas mineras. Entre 1998 y el año 2005 se han firmado con la Comunidades Autónomas convenios para la ejecución de 904 proyectos de infraestructura con un coste de 2.372 millones de euros, de los que el 64,8% se destinan a transportes y comunicaciones y el resto se distribuye en proyectos de creación de suelo industrial, urbanismo, mejora de medio ambiente y creación de centros de formación.

Entre 1998 y 2005 se presentaron 1.590 proyectos empresariales, de los que hoy están en vigor 977. La inversión comprometida es de 2.980,969 millones de euros, de los que se han ejecutado 1.453,679 millones con un empleo comprometido de 13.127 puestos, de los que ya están en activo 8.598 puestos de trabajo. La cuantía de la subvención comprometida a fin de año era de 470,001 millones de euros.

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: 29 empresas beneficiarias, con 366,591 millones de euros o su equivalencia de 60.995 millones de pesetas.
- Ayudas a costes sociales de reestructuración: Se han pagado 249,320 millones de euros o su equivalente de 41.483 millones de pesetas a trabajadores prejubilados y vales de carbón.
- Ayudas para la financiación de costes técnicos de reducción de capacidad: en el año 2005 se han pagado 9,479 millones de euros o su equivalente de 1.575 millones de pesetas

Además S.E.P.I. ha pagado 136,009 millones de euros para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA y otros 249,32 millones de euros para financiar costes sociales y 26,436 millones de euros para financiar costes técnicos de cierres de capacidad.

Se presupuestaron en el Instituto para 2006, 369,624 millones de euros para financiar pérdidas de explotación en ese año. Además se prevén 275 millones de euros para costes sociales y 20 millones de euros para costes técnicos. A su vez se prevé que S.E.P.I. deberá aportar 143 millones de euros para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA y otros 290 millones de euros para cubrir costes técnicos y sociales de sus cierres en 2006. Se prevén para 2006 los 60 millones de euros, de modo similar al de los años anteriores, para el desarrollo industrial alternativo de las Comarcas mineras del carbón y otros 426 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 ITC/1514/2005 de 12 de mayo por la que se efectúa la convocatoria para 2005, de las subvenciones derivadas del Plan de Seguridad minera.

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 en minería subterránea. Formación básica para los trabajadores. Valor 108.000 euros.

- Campaña de verificación de Seguridad laboral en explotaciones subterráneas de Castilla y León. Valor 70.000 euros.

Se firmaron otros diecisiete convenios relativos a Seguridad Minera en general que no se relacionan por no ser específicos de carbón.

Se han firmado tres convenios relativos a Seguridad Minera con este Instituto por valor total de 280.000 euros.

b) Con el Instituto Nacional de la Silicosis

6. SECTOR GAS

6.1 DEMANDA

Las ventas de gas natural en 2005, excluyendo consumos propios y pérdidas, fueron 360590 GWh, con incremento del 14% respecto al año 2004 (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.

El gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural ha alcanzado 568 GWh, con aumento del 13,7% en 2005. Incluyendo este tipo de gas, la demanda total de gas se estima que se ha distribuido en un 15,6% en el mercado doméstico-comercial y un 44% 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.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2005 se estima en 139509 GWh, un 38,7% del total, de los que el 26,5% es el consumo atribuido a generación eléctrica en la cogeneración (gráfico 6.1)

y el resto corresponde al consumo en centrales convencionales. En los dos últimos años, el mercado de centrales térmicas ha crecido sustancialmente, debido a los nuevos grupos de ciclo combinado, alcanzando ya el 28,4% de las ventas totales de gas.

El sector del gas natural en España lo forman dos mercados, uno liberalizado en el que los comercializadores adquieren gas y lo suministran a los clientes en condiciones libremente pactadas, accediendo a las instalaciones de terceros para efectuar el suministro y un mercado regulado en el que las empresas distribuidoras suministran gas a los clientes a tarifa en condiciones y precios regulados y para ello adquieren el gas de los transportistas a los que están conectadas sus instalaciones.

La cuota de ventas en el mercado liberalizado continúa su expansión. En el año 2005, el 83% de las ventas se ha realizado en el mercado liberalizado mediante la venta de gas natural a través de empresas comercializadoras, lo que supone un incremento de 3 puntos respecto al año 2004.

CUADRO 6.1.-Demanda de gas (GWh) (1)

	2004	2005	Estructura %	%2004/03
Doméstico-comercial	51983	56425	15,6	8,5
- Gas natural	51483	55857	15,5	8,5
- Gas manufacturado (2)	500	568	0,2	13,7
Industrial	159537	159025	44,0	-0,3
Materia prima amoniaco	5687	6199	1,7	9,0
Cogeneración (3)	34848	37021	10,3	6,2
Generación eléctrica convencional	64616	102488	28,4	58,6
Total gas natural	316171	360590	99,8	14,0
Total gas natural y manufacturado	316670	361158	100,0	14,0
Demanda final de GLP (butano y propano) (4)	2339	2293		-2,0

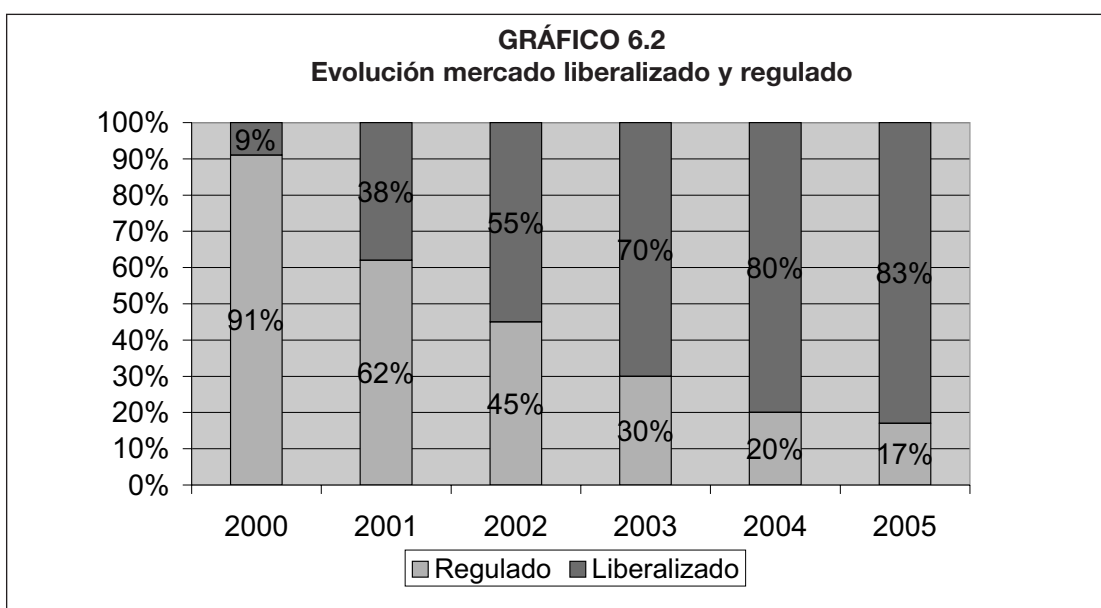
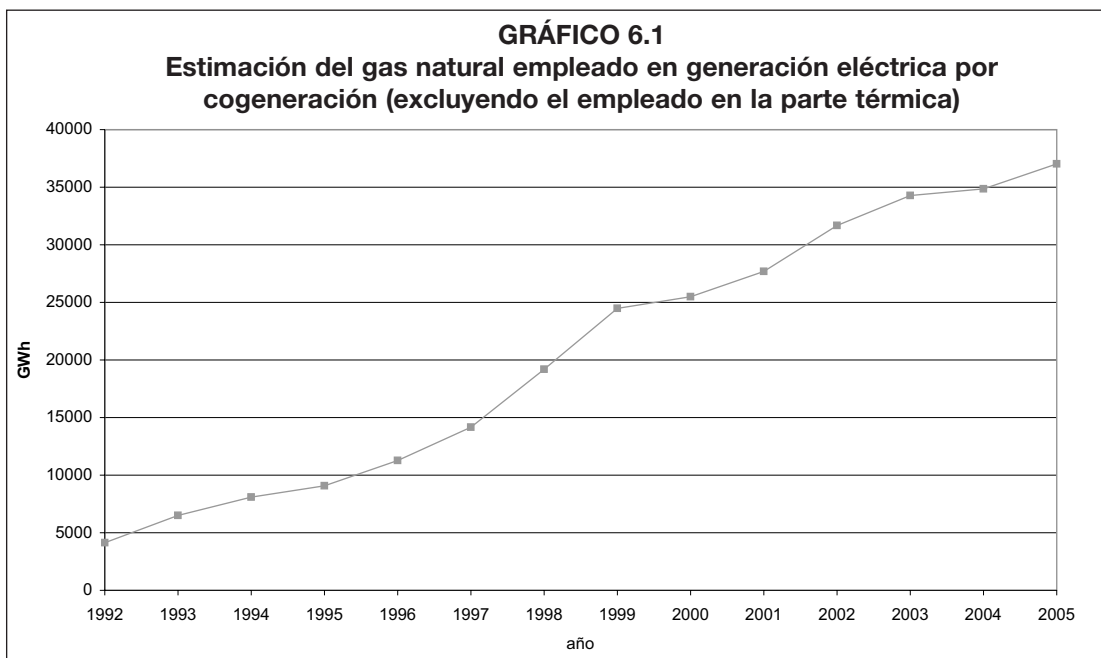
(1) No incluye consumos propios ni pérdidas.

(2) Gas procedente de fuentes distintas del gas natural.

(3) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

(4) Miles de toneladas.

FUENTE: SGE.



El número de clientes de gas natural o manufacturado ha alcanzado la cifra de 6.041.207 lo que supone una captación neta de clientes de 380.150, la mayor cifra de los últimos tres años.

6.2 OFERTA

Estructura Empresarial del Sector de Gas Natural en España

Empresas Transportistas.

Las empresas transportistas, son aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento de gas natural. Las empresas titulares de instalaciones de transporte, en el año 2005, son las siguientes:

- ENAGAS, S.A. es la principal empresa transportista en España con una cuota aproximada del 90%. Esta empresa participa en Gasoducto Al Andalus

S.A. y en Gasoducto de Extremadura S.A. junto con Transgas, la empresa transportista de Portugal.

- GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, S.A.. es la segunda empresa transportista y opera en el País Vasco.
- TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.A.
- INFRAESTRUCTURA GASISTAS DE NAVARRA, S.L., titular del gasoducto que conecta el Barcelona-Valencia con la C, Térmica de Castejón.
- ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.,
- BAHÍA BIZKAIA GAS, S.L. (BBG): Es la empresa titular de la planta de regasificación localizada en el puerto exterior de Bilbao (Zierbana)
- GAS NATURAL TRANSPORTE, SDG, S.L.

Empresas Distribuidoras

Son aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de distribución, que tienen la función de suministrar el gas natural por canalización así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo. Las empresas distribuidoras que actualmente tienen instalaciones en el mercado español son las siguientes:

- Gas Natural de Alava, S.A.
- Bilbogas, S.A.
- Tolosa Gasa, S.A.
- Gas Pasaia, S.A.
- Gas Hernani, S.A.
- Gas Natural Distribución, SDG, S.A.
- Gas Natural Cantabria SDG, S.A.
- Gas Natural Castilla León, S.A.
- Gas Navarra, S.A.
- Gas Natural Rioja, S.A.U.
- Gas Natural La Coruña, S.A.
- Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.
- Gas Natural de Murcia, S.D.G. S.A.
- Gas Galicia, S.D.G., S.A.
- Gas Natural Andalucía, S.A.
- Gas Natural Cegas, S.A.
- Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.
- Gas Alicante, S.A.U.
- Gas Aragón, S.A.
- Distribuidor Regional de Gas, S.A.
- Megasa Meridional de Gas, S.A.
- Gesa Gas, S.A.U.
- Gas y Servicios Mérida, S.L.
- Gas Directo, S.A.
- Naturgas Energía Distribución, S.A.U.

Empresas Comercializadoras.

Son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores cualificados o a otros comercializadores.

Esta actividad comprende la adquisición de gas para su venta a consumidores cualificados, (todos los consumidores tendrán tal consideración a partir del 1 de enero de 2003), u otros comercializadores en condiciones libremente pactadas entre las partes. Para ello, acceden a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, posteriormente desarrollados en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

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, establece los requisitos para la autorización para ejercer la actividad de comercialización y el procedimiento de inscripción en el Registro Administrativo de distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de combustibles gaseosos por canalización.

Las empresas autorizadas para ejercer la actividad de comercialización son las siguientes:

- Iberdrola, S.A
- Naturgas comercializadora, S.A.U.
- Cepsa gas comercializadora S.A
- BP gas España, S.A
- ENI España comercializadora de gas S.A.U.
- Shell España, S.A
- Union Fenosa comercial, S.L.
- Carboex, S.A
- Gas Natural comercializadora, S.A
- Gas Natural servicios, S.A
- Gaz de France comercializadora, S.A
- Endesa energía, S.A
- Union Fenosa gas comercializadora, S.A
- Repsol comercializadora de gas, S.A
- RWE trading gmbh sucursal en España, S.A
- Electrabel España, S.A
- Ingeniería y comercialización de gas, S.A
- Hidrocantabrico energía S.A.U.
- Bahía de Bizkaia electricidad, S.L.
- Regasificación y equipos S.A
- Nexus energía, S.A
- Comercializadora de gas Extremadura, S.A (actuación limitada al ámbito de la comunidad autónoma de Extremadura)
- Liquid natural gas, S.L.
- Investigación criogenia y gas, S.A
- Centrica energía, S.L. (sociedad unipersonal)
- Multiservicios tecnológicos, S.A

El Gestor Técnico del Sistema .

Es el responsable de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario. Tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Ejerce sus funciones en coordinación con los distintos sujetos que gestionan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

La compañía Enagas S.A., como transportista principal, tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema por el R.D.-L 6/2000.

Procedencia de los abastecimientos

La contribución de la producción nacional de gas natural en el año 2005 se sitúa en 1.856 GWh, lo que supone un descenso del 49%, respecto al año anterior, manteniendo la escasa relevancia de la producción nacional en el total de los aprovisionamientos de gas natural.

Las importaciones de gas natural se realizan 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 2005 ascendieron a 390.806 GWh, lo que supone un incremento del 23 % respecto el año anterior en línea con el incremento de la demanda.

En lo que respecta a la distribución por orígenes, Argelia continúa siendo la mayor fuente con una participación del 43.3%, inferior a la de años anteriores. El segundo suministrador es durante el año 2005

Nigeria con una participación del 15.7% similar a la del año anterior, seguido de Qatar 13.9%. Merece especial mención que el cuarto origen es Egipto, con una participación del 10,1% que aparece por primera vez entre las fuentes de suministro de gas natural a nuestro país, consolidando el objetivo de la diversificación de suministros.

En el año 2004 las importaciones de GNL, por medio de barcos metaneros descargados en las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación han supuesto el 65% de las importaciones, similar a su participación en años anteriores.

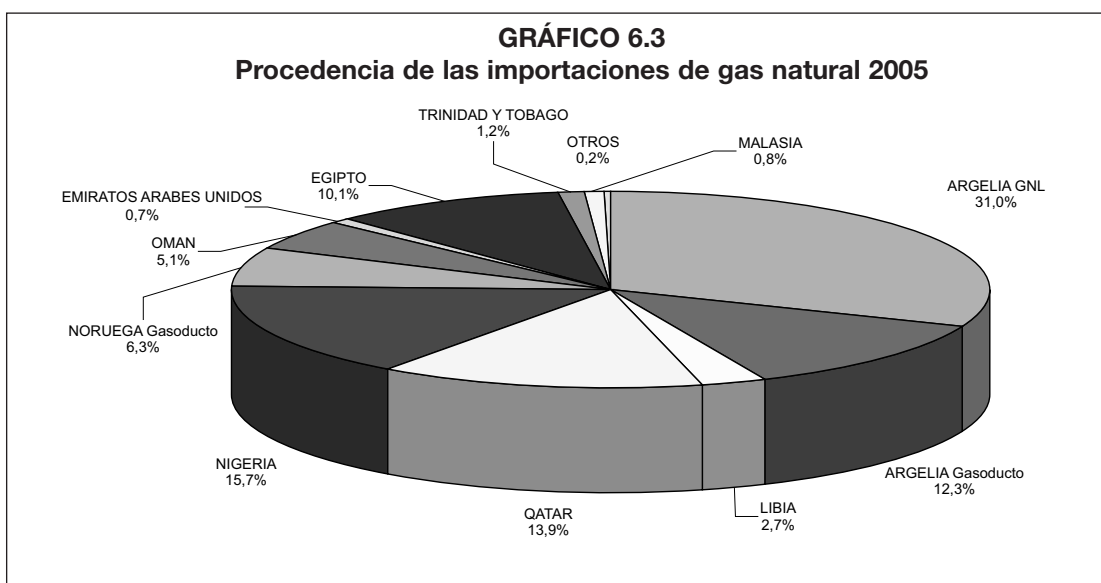
Exploración y producción interior de hidrocarburos

Investigación y Exploración.

Durante el año 2005, la actividad de las compañías que operan en España en el sector de la exploración e investigación de hidrocarburos, en términos de volumen de inversión, se ha mantenido en niveles similares a los del año 2004.

En el ámbito de actuación de la Administración General del Estado, se han realizado cuatro campañas sísmicas, todas ellas marinas, y se ha perforado únicamente un sondeo en mar, con un volumen de inversión del orden de 20 millones de euros, frente a los 18 millones del año 2004.

Dichas campañas se han realizado dos en el mar Mediterráneo, en los permisos de investigación de hidrocarburos denominados Lubina y Castor frente a las costas de Tarragona y Castellón , una en el mar Cantábrico en los permisos de investigación de hidrocarburos denominados Ballena y otra en los



permisos de investigación de hidrocarburos denominados Siroco, frente a las costas de Asturias y Málaga, respectivamente. El sondeo denominado Fornax-1 fue perforado en el permiso de investigación de hidrocarburos denominado Aguila, en el mar Mediterráneo frente a las costas de Castellón.

En el 2005, mediante el Real Decreto 302/2005, de 11 de marzo, se han otorgado a la compañía Hunt Spain Exploration Company, S.L. cinco nuevos permisos de investigación de hidrocarburos denominados, Cachalote-1 a 5, situados en el golfo de Vizcaya.

CUADRO 6.2.-Permisos de investigación (AGE) vigentes a 01/01/2006

EMPRESAS TITULARES	% PARTICIPACIÓN	NÚMERO EXPEDIENTE	NOMBRE DE LOS PERMISOS	SUPERFICIE EN HECTÁREAS
SHESA UNIÓN FENOSA TEREDO 2 NUELGAS	15,000000 28,571429 36,428571 10,000000	1.510	CAMEROS-2	3.539,76
ESCAL	100	1.515	CASTOR	9.126,60
RIPSA PETROLEUM	95 5	1.526	TORTUGA	32.595,00
SHESA	100	1.528 1.529	LÓQUIZ UREDERRA	2.022,72 16.687,44
PETROLEUM	100	1.535	EL JUNCAL	13.604,00
RIPSA WOODSIDE RWE	50 30 20	1.546	CANARIAS-1	45.204,00
		1.547	CANARIAS-2	75.340,00
		1.548	CANARIAS-3	37.670,00
		1.549	CANARIAS-4	45.204,00
		1.550	CANARIAS-5	52.738,00
		1.551	CANARIAS-6	90.408,00
		1.552	CANARIAS-7	90.408,00
		1.553	CANARIAS-8	89.544,00
		1.554	CANARIAS-9	89.544,00
RIPSA	100	1.565 1.566	LUBINA-1 LUBINA-2	65.190,00 68.449,50
PETROLEUM	100	1.585 1.586	MARISMAS MARINO NORTE MARISMAS MARINO SUR	20.406,00 13.784,00
RIPSA	100	1.587 1.588 1.589 1.590 1.591	BALLENA-1 BALLENA-2 BALLENA-3 BALLENA-4 BALLENA-5	99.504,00 93.285,00 93.285,00 93.285,00 99.504,00
PETROLEUM	100	1.598	NARANJALEJO	10.203,00
RIPSA	100	1.599 1.600 1.601	SIROCO-A SIROCO-B SIROCO-C	41.352,00 82.704,00 82.704,00
HUNT	100	1.602 1.603 1.604 1.605 1.606	CACHALOTE-1 CACHALOTE-2 CACHALOTE-3 CACHALOTE-4 CACHALOTE-5	76.437,50 79.495,00 98.256,00 95.198,50 74.368,00

Asimismo, en los BOE del 25 y 26 de noviembre y 22 de diciembre se publicaron las solicitudes de los siguientes permisos: el Siroco-D en el mar Mediterráneo (frente a las costas de Málaga), el Ebro-A en las Comunidades Autónomas de La Rioja y el País Vasco, Angosto-1 en Cantabria, el País Vasco y Castilla y León y Enara en País Vasco y Castilla y León.

Durante el año 2005 se han extinguido los permisos denominados Montija, Maltranilla, Respaldiza, Lezama, Bricia, Losa, San Millán, Frías, y Arcera, éste último por renuncia de sus titulares y el resto por vencimiento de su plazo de vigencia. Asimismo, por renuncia de sus titulares se han extinguido los permisos Calypso Este y Oeste y Circe, en el océa-

CUADRO 6.3.-Permisos de investigación de hidrocarburos renunciados en tramitación solicitados en el año 2005

TITULARES	NOMBRE DEL PERMISO	NÚMERO EXPEDIENTE	SUPERFICIE EN HECTÁREAS	CC.AA. AFECTADAS	FECHA DE SOLICITUD
BGIBV	ÁGUILA	1556	81.487,50	MAR	29/07/2005
	IBIS	1557	94.525,50		
	FLAMENCO	1558	78.996,00		
	CORMORÁN	1559	98.073,00		
	GORRIÓN	1560	98.745,00		
	HALCÓN	1561	97.785,00		
	GARCETA	1562	98.073,00		
RIPSA	SIERRA SAGRA	1592	101.570,00	Andalucía, Castilla-La Mancha Murcia	02/12/2005

CUADRO 6.4.-Permisos de investigación otorgados por las CC.AA. (Situación a 01/01/2006) Regulación según la ley 34/1998

EMPRESAS	PERMISOS	SUPERFICIE EN HECTÁREAS	NÚMERO EXPEDIENTE	CC.AA.
NORTHERN	HUÉRMECES VALDERREDIBLE	12.078,00 24.065,00	4.599 4.600	CASTILLA Y LEÓN
ENAGÁS	SANTA BÁRBARA	39.114,00		CASTILLA - LA MANCHA
HERITAGE	MIERES	37.482,00	HC-01	ASTURIAS
HERITAGE	GIJÓN	20.896,00	HC-02	ASTURIAS
PDAI PETROLEUM DEVELOPMENT	BARBASTRO ABIEGO PERALTILLA BINÉFAR	38.126,00 37.926,00 25.484,00 25.684,00	H22009 H22007 H22008 H22010	ARAGÓN
RIPSA	MURCIA B	40.260,00	22185	MURCIA
RIPSA	MURCIA A	26.840,00	22184	MURCIA
HIDROCARBUROS CANTÁBRICO	LAVIANA LIERES CAMPOMANES MONSACRO	12.552,00 12.510,00 12.563,00 12.539,00	HC-03 HC-04 HC-05 HC-06	ASTURIAS
NORTHERN	BASCONCILLOS H	19.442,82	4663	CASTILLA Y LEÓN
ENAGÁS	REUS	25.684,00		CATALUÑA
CEPSA	VALLFOGONA OESTE VALLFOGONA ESTE	88.494,00		CATALUÑA

CUADRO 6.5.

CAMPOS	PRODUCCIÓN				OPERADOR
	Nm ³	Termias	TEP equivalentes	%	
BMARISMAS	6.372.397	60.219.152	5.416,5	3,72%	PETROLEUM
POSEIDÓN	140.775.447	1.337.366.747	119.659,1	82,27%	RIPSA
EL RUEDO	4.350.126	39.977.658	3.697,6	2,54%	NUELGAS
LAS BARRERAS	3.352.752	30.453.046	2.849,8	1,96%	NUELGAS
EL ROMERAL	16.262.438	147.988.186	13.823,1	9,50%	PETROLEUM
TOTAL	171.113.160	1.616.004.788	145.446,1	100,00%	

no Atlántico y el permiso Cameros-1 situado en la Comunidad Autónoma de la Rioja.

Respecto a la actividad de investigación desarrollada en el ámbito de actuación de las Comunidades Autónomas, hay que destacar la vigencia de los permisos de investigación de hidrocarburos denominados «Huérmeces», «Valderredible» y «Basconcillos H», en Castilla y León, del permiso de «Santa Bárbara» en Castilla – La Mancha, de los permisos de «Mieres», «Gijón», «Laviana», «Lieres», «Campomanes» y «Monsacro» en Asturias, de los permisos «Barbastro», «Abiego», «Peraltilla» y «Binéfar» en Aragón, y de los permisos «Murcia A» y «Murcia B». Además se han otorgado, en la Comunidad Autónoma de Cataluña los permisos denominados «Reus», «Vallfogona Oeste», y «Vallfogona Este».

En los cuadros siguientes se muestra la relación de los permisos de investigación de hidrocarburos vigentes en España a 1 de enero de 2006, en el ámbito de la Administración General del Estado (AGE).

Producción interior de Gas

En el año 2005 se produjeron 171.113.160 Nm³ que equivalen a 145.446,1 toneladas equivalentes de petróleo, claramente por debajo de los 364.863.426 Nm³ del pasado año. Como viene siendo habitual, la producción principal se debe al yacimiento Poseidón en el golfo de Cádiz. Los otros yacimientos en activo son Marismas, El Romeral, El Ruedo y Las Barreras, en Andalucía.

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

6.3 PRECIOS

Normativa

La Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, estableció los principios de precios máximos y únicos en todo el territorio para el gas natural, gases manufacturados y gases licuados del petróleo por canalización. Dichos principios fueron desarrollados posteriormente mediante la publicación el 7 de septiembre de 2001 del 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 para el sector del gas natural. Este Real Decreto cumplía además el mandato establecido 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, en el que se determinaba la necesidad de un sistema económico integrado para el sector del gas natural que debía incluir un modelo para el cálculo de tarifas y peajes de acceso de terceros a las instalaciones, un sistema para determinar la retribución de las inversiones y por último, un procedimiento de reparto de los ingresos totales entre los diferentes agentes que actúan en el sistema gasista.

El Real Decreto 949/2001 buscaba alcanzar un triple objetivo: garantizar un desarrollo adecuado de las infraestructuras gasistas mediante un sistema de retribuciones que proporcione una remuneración suficiente 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 fuera objetiva, transparente y no discriminatoria. En él se regulan los principios básicos relativos al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, incluyendo el tipo de 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.

Anualmente este Real Decreto ha sido desarrollado mediante órdenes ministeriales, que desde el año 2002, fijan anualmente las tarifas, los peajes de

acceso de tercero a las instalaciones y las retribuciones correspondientes a las actividades reguladas del sector del gas natural.

Aparte de las órdenes anteriores, en el año 2002 el Ministerio de Economía publicó la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas (BOE 01-11-2002, corrección de errores en el Boletín del 19 de noviembre).

Las tasas sobre las tarifas y peajes que constituyen la retribución de la CNE fueron fijadas por la Ley 24/2001, de 27 diciembre 2001, Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

Las Ordenes vigentes para el año 2005, todas de de 28 enero, fueron la ITC/102/2005, que establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, la ITC/103/2005, que establece los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, y la ITC/104/2005, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.

La Orden ITC/3655/2005 de 23 de noviembre, dictada cumpliendo el Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, modifica la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar, y la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector de gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

Las modificaciones introducidas por el R.D. 942/2005 en el Real Decreto 949/2001 suponen, entre otras cosas, el cambio de la fecha límite para la publicación de las órdenes ministeriales de retribuciones adelantándolas al día 1 de enero de cada

año con el objeto de hacer coincidir los periodos de cobros de las nuevas tarifas, peajes y cánones con el periodo correspondiente a la retribución. Las modificaciones del calendario para la publicación de las ordenes implican la necesidad de modificar las fechas límites de envío de información por parte de los diferentes agentes que actúan en el sistema con el fin de disponer de todos los elementos necesarios para la elaboración de las órdenes ministeriales que desarrollan el sistema económico del sector de gas natural. Además se han realizado ajustes en la metodología de facturación de aquellos clientes que, estando obligados a disponer de equipos de telemetría, no dispongan de los mismos, con el fin de incentivar la instalación de estos equipos.

En desarrollo de lo establecido en el Real Decreto 949/2001, en el año 2005 se publicó la Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre, por la que se modificó la Orden ITC/104/2005, que estableció las tarifas en vigor en el año 2005, aumentando el coste del Cmp.

La Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, estableció en su artículo 12 el carácter de las tarifas (tanto para el gas natural como para el GLP canalizado) y peajes (para el gas natural) únicos, dejando de ser máximos, modificando los artículos 93 y 94 de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (LSH). El artículo 13 habilitó a la Comisión Nacional de la Energía para resolver las liquidaciones de gas, modificando el punto 3 del apartado Tercero de la disposición adicional undécima de la LSH.,

Posteriormente, el 30 de diciembre se publicaron las ordenes de tarifas, peajes y retribuciones en vigor durante el año 2006: La ITC/4101/2005, de 27 diciembre, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar, la Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la Orden ITC/4099/2005, de 27 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Tarifas de Gas Natural

El Real Decreto 949/2001 eliminó la diferenciación en tarifas por usos (industriales y doméstico-comerciales) que se aplicaba hasta la fecha y se remplazó por una única ordenación basada en tres escalones de presión de suministro: Grupo 3º: para suministros a presiones menores o iguales a 4 bares, Grupo 2º

para los suministros a presión mayor que 4 y menor o igual a 60 bares y Grupo 1° para los suministros a presiones superiores a 60 bares. Dentro de cada grupo existen distintas tarifas en función del volumen de gas consumido (4 tarifas distintas en el Grupo 3°, 6 en el Grupo 2° y tres en el Grupo 1°). El Real Decreto suprimió también el sistema de valoración de las tarifas industriales basado en el coste de las energías alternativas, que se sustituyó por un sistema basado en el coste de las actividades reguladas que se reconocen en el mercado y por último, extendió a todas las tarifas el mecanismo de revisión trimestral del Coste Unitario de la Materia Prima (Cmp) que anteriormente se aplicaba exclusivamente a las tarifas del mercado doméstico-comercial y se suprimió, por lo tanto, la revisión mensual de las tarifas industriales.

Este nuevo marco tarifario en vigor, regulado por el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, se ha venido desarrollando anualmente mediante la publicación de la correspondiente Orden Ministerial en el mes de enero. Dicha Orden establece las tarifas de aplicación en función de las necesidades financieras del sistema gasista, resultado a su vez, de las previsiones de ventas, de las necesidades de retribución de las actividades reguladas y del coste de la materia prima (Cmp).

La fórmula del Cmp, función de las cotizaciones de una “cesta” de crudo con su equivalencia a productos, se evalúa cada tres meses, revisándose las tarifas en el caso de que su variación supere el $\pm 2\%$, variación que se traslada linealmente a los términos energía de cada uno de los escalones de las tarifas. Una última modificación del Real Decreto 949/2001 fue la sustitución de la termia, que era la tradicional unidad de medida utilizada desde el inicio de la gasificación, por el Kwh.

La Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar, es la que estuvo en vigor para el año 2005.

Durante dicho año se han registrado una serie de subidas consecutivas de las tarifas reguladas, como consecuencia del alza de las cotizaciones del crudo y de sus productos derivados que intervienen en la fórmula del Coste Unitario de la Materia Prima. El año comenzó con las tarifas máximas establecidas en la ITC/104/2005, publicada en el Boletín Oficial del Estado de 31 de enero, que ya implicaron un incremento medio del 0,14% para los consumidores domésticos y del 0,64% para los consumidores

industriales, que posteriormente pasaron a incrementarse un 1% y un 3,5% respectivamente, en la revisión que entró en vigor el 19 de abril y que en la revisión que entró en vigor el 19 de julio nuevamente se modificaron al alza el 2,9% y 9,9% respectivamente.

El alza generalizada de los precios incentivó un regreso al mercado a tarifa por parte de clientes industriales, modificando las previsiones de mercado a tarifas utilizadas en la elaboración de la fórmula del Cmp de enero y obligando al responsable del suministro a tarifa a realizar compras adicionales de gas natural en el mercado internacional a un precio superior al establecido en la fórmula de la Cmp de la Orden ITC/104/2005.

El 27 de octubre se publicó en el B.O.E. la Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre, por la que se modificó la fórmula establecida en la ITC/104/2005, de la Orden de enero, y se añadió un diferencial de 0,000814 €/kWh que se añadiría en el futuro al resultado de la fórmula del Cmp en vigor, con objeto de recuperar dicho el déficit de Cmp en las recaudaciones por tarifas hasta la orden de abril de 2007 inclusive.

Esta Orden publicó además, las tarifas en vigor a partir del 28 de octubre que, como consecuencia de las modificaciones anteriores, supuso un incremento del 5,6% para los consumidores domésticos y del 17 % para los consumidores industriales.

El resultado de las cuatro revisiones al alza que han tenido lugar durante el año 2005, ha supuesto que los precios a 31 de diciembre se han incrementado un 33% en el caso de los clientes industriales y un 13% en el caso de los clientes domésticos.

El año 2006 comenzó también con alzas, mediante la publicación de la Orden ITC/4101/2005, de 27 diciembre, que estableció las tarifas en vigor a partir del 1 de enero de 2006, con un alza del 4,26% en la tarifa doméstica y del 10,75% en las tarifa industriales.

Esta Orden planteó las siguientes novedades en relación con la Orden de tarifas del año 2005:

- Se eliminan las tarifas del grupo 1, las 2.5 y 2.6 del grupo 2 y las del grupo 4 (interrumpible). Los consumidores afectados pasarán a suministrarse en el mercado liberalizado, aunque con carácter transitorio se establecen unas tarifas para los consumidores afectados con una duración determinada, definida en cada caso.
- Se ha actualizado e impulsado la normativa que afectaba a la instalación de aparatos de teleme-

dida. Debido a la importancia de disponer de estos sistemas para la gestión del sistema, se recogen incentivos para su rápida implantación.

- Se establecen unas tarifas especiales para los clientes industriales suministrados a presiones iguales o inferiores a 4 bar que hasta la fecha estaban siendo facturados a las tarifas del grupo 2 en lugar de las del grupo 3. Estas tarifas inician una fase de convergencia hacia las del grupo 3, tal como se había anunciado en la Orden de tarifas del año 2005 y van a acompañadas de unas penalizaciones (introducidas en la Orden de retribuciones) para las empresas distribuidoras con clientes en esta situación
- Se desarrolla una nueva fórmula para el cálculo del coste de la materia prima de acuerdo con la nueva cesta de aprovisionamientos.
- El coste de la materia prima (Cmp) aumenta un 14,07%, pasando a ser de 2,0213 cents/kWh, siendo el interiormente vigente de 1,7720 cents/kWh.
- Por último, y en cumplimiento de lo establecido en el Anexo I del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, esta Orden procedió a actualizar los derechos de acometida para los suministros conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bares, de acuerdo con la evolución del coeficiente $0,75 \cdot \text{IPH}$ (IPH es la semisuma de IPC e IPRI).

Precios de Gases licuados del petróleo

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece, en su disposición transitoria cuarta, que el Gobierno podrá establecer los precios máximos de venta al público de gases licuados del petróleo envasado, en tanto las condiciones de concurrencia y competencia en este mercado no se consideren suficientes.

El Real Decreto-ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos, estableció en su artículo 5.2, que el Ministro de Industria y Energía, mediante orden ministerial y previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos establecería un sistema de fijación de precios máximos de los gases licuados del petróleo envasados que atiende a condiciones de estacionalidad en los mercados.

El mandato anterior se desarrolló mediante la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, por la que se actualizan los costes de comercialización del sistema de

determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, en su modalidad de envasado, determinando en su apartado tercero que los costes de comercialización se podrán actualizar anualmente mediante orden del Ministro de Economía, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En el año 2005 se ha publicado la Orden ITC/2475/2005, de 28 de julio, por la que se establece el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, en su modalidad de envasado que introduce como principales modificaciones las siguientes:

- Se incrementan los costes de comercialización un 11,3%, pasando de 0,317624 €/Kg establecidos en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, a 0,353643 €/Kg.
- Se reduce el plazo de revisión de los precios, pasando de ser semestral (en abril y octubre) a trimestrales (el primer día del mes de enero, abril, julio y octubre).
- Se reduce el número de meses que intervienen en la fórmula del cálculo del coste de adquisición internacional de la materia prima, que pasa de 12 a 6 meses.

El procedimiento de determinación del precio máximo de venta se basa en el cálculo del coste de la materia prima a partir de la media de la cotización internacional de la mezcla propano/butano más el flete durante los seis 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. Este último parámetro recoge los gastos necesarios para la distribución del producto hasta el consumidor final, incluyendo el reparto domiciliario.

Los GLP por canalización a usuarios finales y a granel para empresas distribuidoras de GLP por canalización continuaron rigiéndose por la Orden 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 suministro envasado en recipientes con capacidad inferior a 8 Kg.

Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista.

El sistema de retribuciones de las actividades reguladas, cuyos principios se establecieron en el Real

Decreto 949/2001 fue desarrollado por primera vez mediante la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero (BOE de 18 de febrero) y anualmente, dichas retribuciones, junto con las correspondientes a las instalaciones puestas en servicio desde esa fecha, y los diversos parámetros que intervienen en su fijación, son actualizados de acuerdo a los preceptos de dicho Real Decreto..

El sistema económico integrado retribuye con cargo a la recaudación por tarifas y peajes las siguientes actividades reguladas:

- Transporte.
- Distribución .
- Suministro a tarifa (compañías distribuidoras).
- Gestión de la Compra-venta por parte de los transportistas del gas destinado al mercado a tarifa.
- Gestión Técnica del Sistema.
- Comisión Nacional de Energía.

En relación a la actividad de distribución, la retribución se calcula para cada compañía distribuidora, descomponiéndose en dos conceptos: La retribución a la actividad de distribución propiamente dicha y la retribución a la actividad de suministro a tarifa. La retribución inicial de la actividad de distribución se determinó de acuerdo con las inversiones realizadas, mientras que la retribución a la actividad de suministro a tarifa se calcula mediante la aplicación de una fórmula, función de los kWh de gas distribuido y la cifra de nuevos clientes captados.

La actualización anual de la retribución a la actividad de distribución se realiza en dos fases: En la primera se aplica la variación del coeficiente IPH (semisuma de IPC e IPRI) multiplicado por un factor de eficiencia igual a 0,85 y posteriormente se aplican incrementos a la retribución en función de la variación en el número de clientes y en la cantidad de energía suministrada.

Respecto a la actividad de transporte, almacenamiento y regasificación, el cálculo de la retribución de cada compañía se realiza agrupando las retribuciones individualizadas de sus instalaciones. En relación a las instalaciones que ya estaban operativas en el momento de la aplicación por primera vez del Real Decreto 949/2001 se estableció una remuneración individualizada para cada uno de los elementos ya existentes de acuerdo con su valoración contable, que incluía una amortización lineal, los gastos operativos y los costes financieros.

En el caso de nuevas instalaciones autorizadas de forma directa, el valor de la inversión se calcula a partir una serie de tablas de valores unitarios estándar que se actualizan anualmente en función de la evolución del IPH, minorado mediante un coeficiente de eficiencia que nunca puede superar 0,85. A partir del valor de la inversión se calculan los costes de explotación y la amortización empleando las tablas de costes unitarios de explotación y las vidas estándar publicadas en la Orden en vigor. 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 valores históricos.

Para 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 los Kwh de gas descargados.

Anualmente la retribución anual establecida se actualiza de acuerdo con la evolución del término IPH definido anteriormente al que se le aplica un coeficiente de eficiencia fi.

La Orden ITC/102/2005, de 28 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, procedió a actualizar los coeficientes unitarios para el cálculo de la retribución de las nuevas instalaciones autorizadas de forma directa y determinó las retribuciones fijas y variables para el año 2005 para las actividades reguladas de las compañías transportistas y distribuidoras.

En el año 2005, la retribución a la actividad de distribución se ha incrementado en un 7,93%, pasando de 1.091.581.489 ? en el año 2004 a 1.178.191.555 €. La retribución reconocida para la actividad de transporte, almacenamiento y regasificación se incrementó en un 3,75%, pasando de 482.634.994 a 500.734.641 €. Sin embargo, si consideramos también la retribución correspondiente a las instalaciones que se espera incluir en el sistema a lo largo del año 2005 esta cantidad se incrementaría en 238 millones de euros. En esta cifra se incluye la retribución correspondiente a la planta de regasificación de BBG que se puso en servicio en diciembre de 2003.

El incremento de retribuciones al transporte, regasificación y almacenamiento está en consonancia con el esfuerzo inversor de las compañías. Aparte de la inclusión de la planta de regasificación de Bilbao antes mencionada, la retribución contempla la puesta en servicio de tres nuevos tanques de GNL, junto con importantes aumentos de capacidad de emisión, más de 2.000 Km de nuevos gasoductos de transporte, dos nuevas estaciones de compresión y la ampliación de cuatro ya existentes.

Además de establecer la retribución reconocida a las empresas transportistas y distribuidoras, la Orden incluyó las siguientes novedades:

- Se detalló la fórmula de cálculo de la retribución a las estaciones de Regulación y Medida y la forma de cálculo del coste de explotación atribuible a la ampliación de las instalaciones ya existentes.
- Se describieron con detalle los criterios para el reconocimiento de la retribución específica para la conexión de nuevos núcleos de población.
- Se actualizó el coste diferencial unitario reconocido a las distribuidoras extrapeninsulares que distribuyen gas diferente al gas natural procedente de gasoducto.

La Orden ITC/4099/2005, de 27 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, procedió a actualizar los coeficientes unitarios para el cálculo de la retribución de las nuevas instalaciones autorizadas de forma directa y determinó las retribuciones fijas y variables para el año 2006 de las actividades reguladas de las compañías transportistas y distribuidoras.

En el año 2006, la retribución a la actividad de distribución se ha incrementado en un 6,20%; pasando de 1.178.191.555 € a 1.251.224.641 €. La retribución fija reconocida para la actividad de transporte, almacenamiento y regasificación se incrementó en un 18,83%; aumentando de 500.734.641 € a 595.002.959 €, cifra que se podría incrementar en más de 200 millones de euros en concepto de retribución de las nuevas instalaciones que se incluyan en el régimen retributivo durante el año 2006, lo que incluye la nueva planta de regasificación de Sagunto y los nuevos tanques de GNL construidos en las plantas existentes, junto con los importantes aumentos de capacidad de emisión.

Aparte de establecer la retribución reconocida a las empresas transportistas y distribuidoras, la Orden incluyó las siguientes novedades:

- Se incorpora por vez primera un listado de municipios con retribución específica acreditada para su conexión a la red de gasoductos.

- Se habilita un procedimiento para retribuir la inversión en la compra del gas natural con destino al nivel mínimo de llenado de los tanques de las plantas de regasificación y de los gasoductos de la red de transporte por parte de ENAGAS, S.A.
- Se determina el procedimiento para retribuir el coste correspondiente al almacenamiento de gas natural en buque con destino al mercado a tarifa, incluida en el Plan Invernal.
- Incentivos a los distribuidores para la instalación de la telemedida.
- Penalización a los distribuidores por la existencia de clientes industriales suministrados a presiones iguales o inferiores a 4 bar.

Peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

Los peajes de acceso de terceros actualmente en vigor se establecieron en el Real Decreto 949/2001, diferenciando entre:

- Peaje de regasificación que incluyó 10 días de almacenamiento operativo recogido en el Real Decreto 949/2001 y que se aplica a la carga de cisternas de GNL. Posteriormente el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, en su Disposición final primera redujo este almacenamiento a cinco días.
- Peaje de Transporte y Distribución, que pasó a ser independiente de la distancia recorrida y que incluyó cinco días de almacenamiento operativo. Se estructura 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 vehiculado y que se estructuró en los mismos tramos que las tarifas del mercado regulado. Posteriormente, el citado Real Decreto 1716/2004, en la misma Disposición final primera redujo este almacenamiento a dos días.
- Peaje de almacenamiento subterráneo, que incluye un término fijo y un término variable.
- Peaje de almacenamiento de GNL.

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

Con carácter anual, se han ido actualizando los valores de aplicación de los peajes en función de las previsiones anuales de retribución y e ingresos. Desde el

1 de febrero de 2005, estuvo en vigor la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, que mantuvo invariables los peajes incluidos en la Orden Ministerial ECO/32/2004, de 15 de enero. Esto fue posible a pesar del aumento de las necesidades retributivas derivadas de la puesta en servicio de nuevas instalaciones debido al importante incremento previsto de la demanda. Y desde el 1 de enero de 2006, está en vigor la Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre. En esta ocasión, el incremento de recaudación derivado del crecimiento previsto del mercado, ha permitido una rebaja del 1,3% de los peajes de almacenamiento subterráneo y de transporte y distribución. Por el contrario se han mantenido constantes los peajes de regasificación para poder cubrir el coste de las nuevas infraestructuras que se prevé que se pongan en servicio, mientras que el peaje de almacenamiento de GNL se ha incrementado en un 10% con el objeto de aproximar el precio pagado por el uso de las infraestructuras con el coste real del servicio.

Evolución de precios

Gas natural

Como ya se mencionó anteriormente, la Orden anual en vigor que determina las tarifas, establece un procedimiento de revisión trimestral de las tarifas aplicadas a los consumidores finales los meses de enero (la propia Orden), abril, julio y octubre, en función de la evolución del Coste Unitario de la Materia Prima (Cmp).

El 31 de enero de 2005 se publicó en el BOE la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, por la que se establecieron para el año 2005 las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida. Dicha Orden implicó una nueva subida (en consonancia con la evolución de las cotizaciones internacionales del crudo) que fluctuó entre el 0,14% para los consumidores domésticos y el 0,64% para los grandes consumidores industriales.

El 19 de abril, 19 de julio, y el 28 de octubre de 2005 tuvieron lugar revisiones al alza del Coste Unitario de Adquisición de la Materia Prima que originaron unos incrementos acumulados entre fin de 2005 y 1 de febrero del mismo año que oscilaron entre el 9,8 % para el mercado doméstico al 34,08 % para los grandes consumidores industriales.

Resumiendo, en 2005, todas las revisiones de las tarifas (cuatro en total) han sido al alza, lo que supone un incremento acumulado desde el 1 de febrero hasta fin del año del 17,78 % para la tarifa tipo I.1 de Eurostat, hasta un 34,55 % de la interrumpible a más de 60 bar.

En el caso de los consumidores domésticos, los incrementos han sido inferiores debido al menor peso que el coste de la materia prima tiene en la tarifa. En este caso los incrementos acumulados oscilan entre un 9,8 % para un consumidor medio de la tarifa 3.1 y el 12,67 % para el consumidor de la tarifa 3.2.

Los precios medios anuales de diferentes tarifas y sus índices son los que se indican en los cuadros 6.5 a 6.8.

CUADRO 6.5.

Precio medio Mercado Regulado en cent/Kwh (impuestos no incluidos) para diferentes consumidores doméstico-comerciales a presión menor o igual a 4 bar

AÑO	D1 EUROSTAT 2325 kWh/año	D2 EUROSTAT 4650 kWh/año	D2-b EUROSTAT 9303 kWh/año	D3 EUROSTAT 23250 kWh/año	D3-b EUROSTAT 34889 kWh/año	D4 EUROSTAT 290834 kWh/año
1997	4,7696	4,2017	3,6940	3,3013	3,2140	2,6309
1998	4,6893	4,1311	3,6327	3,2464	3,1606	2,5872
1999	4,4742	3,9426	3,4682	3,0998	3,0179	2,4704
2000	5,2837	4,6572	4,0977	3,6630	3,5664	2,9191
2001	5,6178	4,9539	4,3605	3,8985	3,7958	3,1070
2002	5,2903	4,6816	4,0651	3,6555	3,5644	2,5961
2003	5,2709	4,6742	4,0579	3,6590	3,5703	2,5670
2004	5,1881	4,5971	3,9866	3,5912	3,5032	2,5086
2005	5,4633	4,8723	4,2622	3,8660	3,7779	2,7818

CUADRO 6.6.

Indices del Precio medio Mercado Regulado para diferentes consumidores domésticos-comerciales a presión menor o igual a 4 bar. (Índice 2004=100)

Indices (100 Año 2004)						
1997	91,93	91,40	92,66	91,93	91,74	104,88
1998	90,38	89,86	91,12	90,40	90,22	103,12
1999	86,24	85,76	87,00	86,32	86,15	98,48
2000	101,84	101,31	102,79	102,00	101,80	116,37
2001	108,28	107,76	109,38	108,56	108,35	123,86
2002	101,97	101,84	101,97	101,79	101,75	103,49
2003	101,60	101,68	101,79	101,89	101,91	102,33
2004	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2005	105,30	105,99	106,91	107,65	107,84	110,89

CUADRO 6.7.

Precio medio Mercado Regulado en cent/Kwh (impuestos no incluidos) para diferentes consumidores industriales a presión superior a 4 bar

TARIFA:	I1 EUROSTAT (TAR 2.1 ESPAÑA)	I2 EUROSTAT (TAR 2.2 ESPAÑA)	I2 EUROSTAT (TAR 2.2 ESPAÑA)	I4_1 EUROSTAT (TAR 1.1 ESPAÑA)	I5 EUROSTAT (TAR 1.2 ESPAÑA)	I5 EUROSTAT (TAR 1.3 ESPAÑA)
Consumo anual (Kwh/año):	116.278	1.162.779	11.627.787	11.277.871	348.833.612	1.162.778.708
días de consumo:	200	200	200	250	330	330
1997	2,5827	1,3842	1,2644	1,1986	1,1454	1,1433
1998	2,4779	1,2664	1,1453	1,0837	1,0348	1,0344
1999	2,4704	1,2589	1,1378	1,0804	1,0355	1,0352
2000	3,0433	1,8318	1,7106	1,6550	1,6120	1,6117
2001	3,0953	1,8838	1,7626	1,7070	1,6640	1,6637
2002	2,8781	1,7035	1,6090	1,5087	1,4433	1,4367
2003	2,9052	1,7499	1,6607	1,5547	1,4866	1,4790
2004	2,7999	1,6725	1,5854	1,4779	1,4116	1,4043
2005	3,0852	1,9517	1,8642	1,7572	1,6906	1,6832

CUADRO 6.8.

Indices del Precio medio Mercado Regulado para diferentes consumidores industriales a presión superior a 4 bar. (Índice 2004=100)

Indices (100 Año 2004)						
1997	92,2	82,8	79,8	81,1	81,1	81,4
1998	88,5	75,7	72,2	73,3	73,3	73,7
1999	88,2	75,3	71,8	73,1	73,4	73,7
2000	108,7	109,5	107,9	112,0	114,2	114,8
2001	110,6	112,6	111,2	115,5	117,9	118,5
2002	102,8	101,9	101,5	102,1	102,2	102,3
2003	103,8	104,6	104,7	105,2	105,3	105,3
2004	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2005	110,2	116,7	117,6	118,9	119,8	119,9

En el cuadro 6.9 se muestra una tabla comparativa con precios medios practicados en diferentes países europeos para diferentes consumidores en enero de

2006 y 2005 (Datos tomados de la publicación "World Gas Intelligence" y expresados en cent/Kwh).

CUADRO 6.9.
Precios en enero de 2006

	100,000 m ³	1 Millón m ³	10 Millones m ³	50 Millones m ³
BÉLGICA	2,91	2,49	2,30	2,19
FRANCIA	2,65	2,77	2,45	2,39
ALEMANIA	3,72	3,51	2,65	1,91
ITALIA	3,53	2,96	2,56	2,47
HOLANDA	3,89	2,60	2,05	1,86
ESPAÑA	2,24	2,12	2,09	2,05
REINO UNIDO	2,86	2,63	2,35	2,21

Precios en enero de 2005

	100.000 m ³	1 Millón m ³	10 Millones m ³	50 Millones m ³
BÉLGICA	2,38	1,79	1,70	1,61
FRANCIA	2,43	2,30	1,97	1,91
ALEMANIA	3,22	3,02	2,24	1,61
ITALIA	3,11	2,32	1,99	1,94
HOLANDA	3,94	2,30	1,91	1,75
ESPAÑA	1,78	1,65	1,56	1,50
REINO UNIDO	2,09	1,89	1,69	1,57

GRÁFICO 6.4.-Precio máximo de venta del gas natural en España
(Uso Industrial, presión suministro > 4 bar, Mercado regulado)

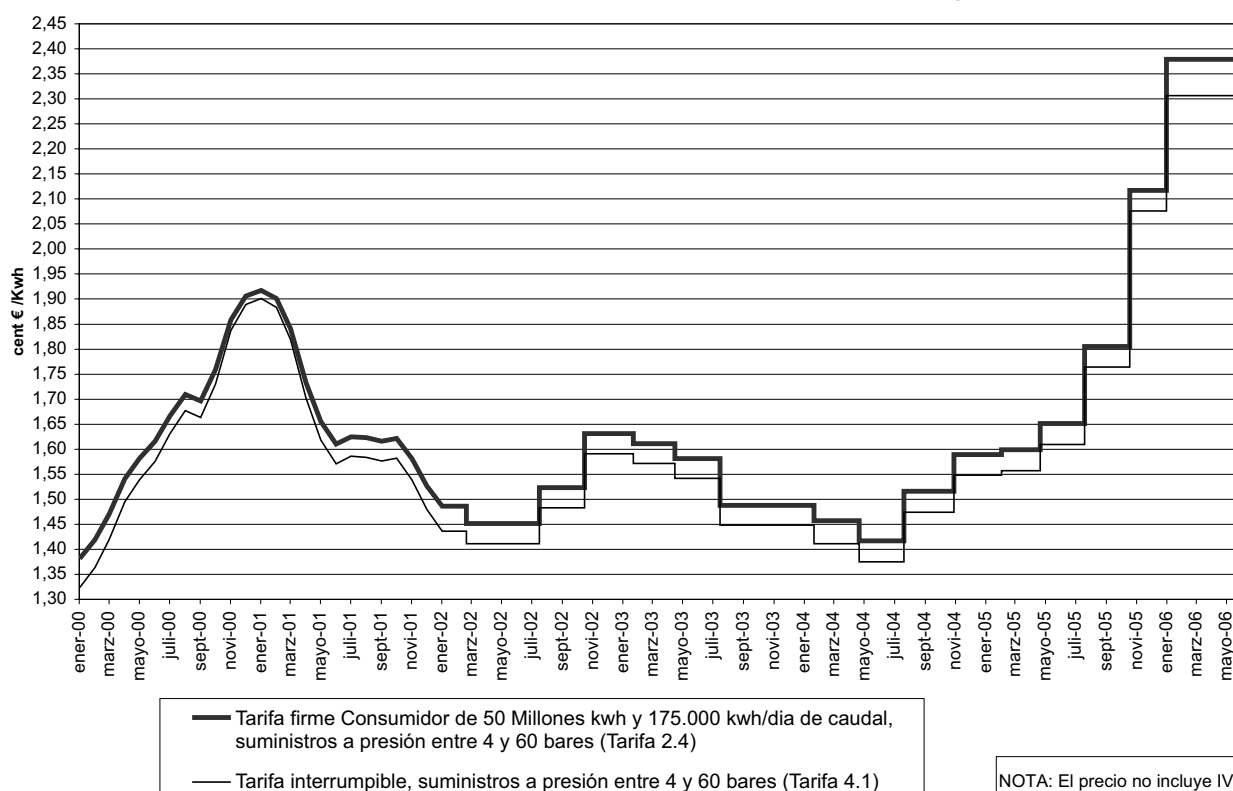


GRÁFICO 6.5.-Precio máximo de venta del gas natural en España
(Uso doméstico-comercial, presión suministro ≤ 4 bar, Mercado regulado)

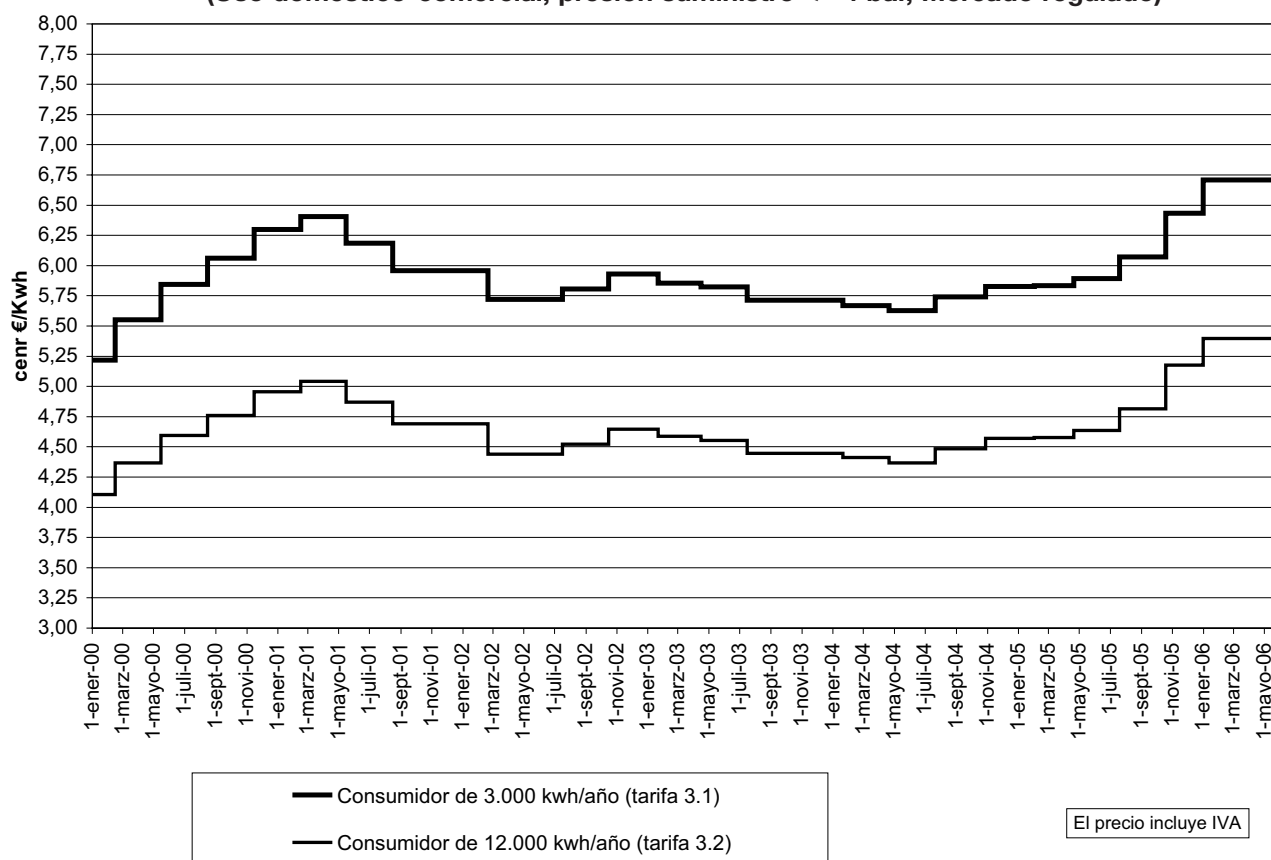
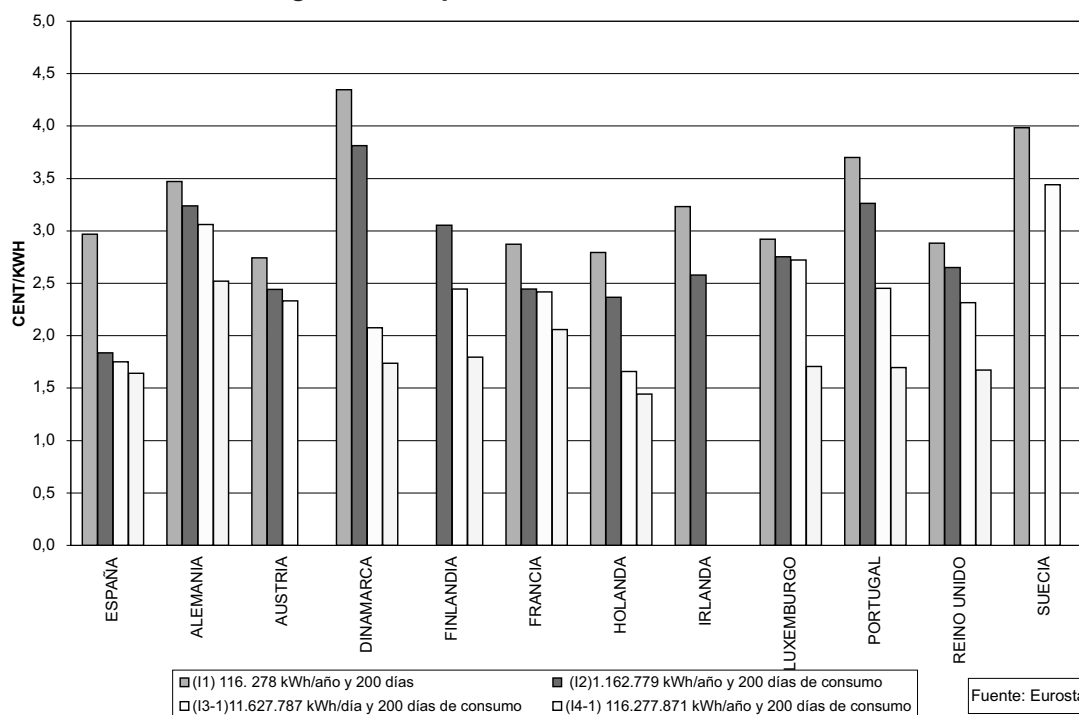
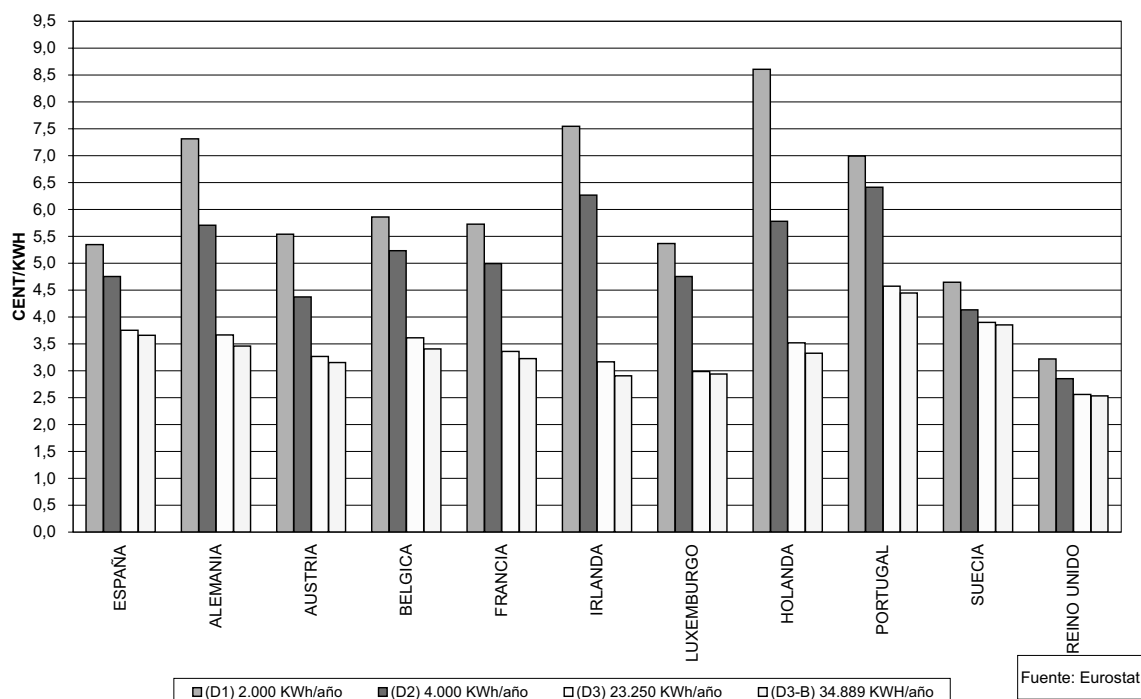


GRÁFICO 6.6.-Precio de venta, antes de impuestos, del gas natural para usos industriales - Julio de 2005



Fuente: Eurostat

**GRÁFICO 6.7.-Precio de venta, antes de impuestos,
del gas natural para usos domésticos - Julio de 2005**



Gases licuados del petróleo envasados

En el año 2005 se han aplicado dos sistemas de revisión diferentes, hasta el 30 de julio en que entró en vigor de la Orden ITC/2475/2005, de 28 de julio, se aplicó la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo de 2002, que se basaba en revisiones semestrales que entraban en vigor el primer día de los meses de abril y octubre.

El año 2005 se ha caracterizado por un alza muy significativa de las cotizaciones internacionales del propano y butano, lo que ha conducido a una serie de subidas ininterrumpidas a lo largo del año 2005 y lo que llevamos del año 2006. El año empezó con un precio máximo de GLP envasado en envases de 12,5 Kg ("bombona") de 8,57 €/botella que se elevó un 8,28% hasta 9,28 € en la revisión que entró en vigor el 1 de abril, de acuerdo con el procedimiento de la Orden del año 2002..

Posteriormente y según la nueva fórmula y los nuevos costes de comercialización aprobados por la Orden ITC/2475/2005, de 28 de julio, el precio máximo de venta por Kg a partir del 31 de julio se incrementó un 5,72% y pasó a ser de 0,676619 €/Kg (9,81 €/botella). La siguiente revisión entró en vigor el 1 de octubre, incrementándose el precio por Kg hasta 0,703291 (3,87% de alza), lo que supone un precio por botella de 10,19 €.

La tendencia al alza se mantiene durante el año 2006, que empieza con un incremento del 10,27% el 1 de enero, con un precio máximo 0,775516 €/Kg, lo que supone un precio máximo de venta de la botella de 12,5 Kg de 11,24 €, es decir, un aumento de 1,05 €/botella respecto al precio que estaba en vigor desde el 1 de octubre. Por último, el 1 de abril de 2006, se produce una nueva subida, alcanzando el precio máximo de venta los 0,851952 €/Kg, lo que equivale a 12,35 €/botella, es decir un incremento de 9,88% respecto a abril.

Como resumen de la evolución de los precios medios anuales entre diferentes años se muestra en el cuadro 6.10:

**CUADRO 6.10.
GLP Envasado**

Año	cents/Botella But	Indice
2001	844,21	99,18
2002	683,66	80,31
2003	854,96	100,44
2004	851,22	100,00
2005	942,43	110,72

A fecha de 1 de abril de 2005, el precio español (impuestos incluidos) era de 0,74 €/Kg, uno de los más bajos de toda la Unión Europea, siendo Polonia, con un precio medio de 0,806 €/Kg y Grecia con 0,81 €/Kg los países con precios mas próximos.

Gases licuados del petróleo canalizado y para empresas distribuidoras de GLP por canalización.

En relación con las otras dos modalidades de suministro: GLP canalizado a usuarios finales y GLP a granel para empresas distribuidoras por canalización, durante los años 2004 y 2005 se ha mantenido invariable el sistema de revisión mensual, produciéndose movimientos en el precio máximo a lo largo del año de acuerdo con las variaciones producidas en la evolución del cambio y en las cotizaciones internacionales del producto, cuya alta volatilidad hace que la cotización durante los meses de invierno llegue a ser muy superior a la de los meses de verano.

Durante los primeros cinco meses de 2005 el precio se mantuvo estable y algo inferior al de final del año

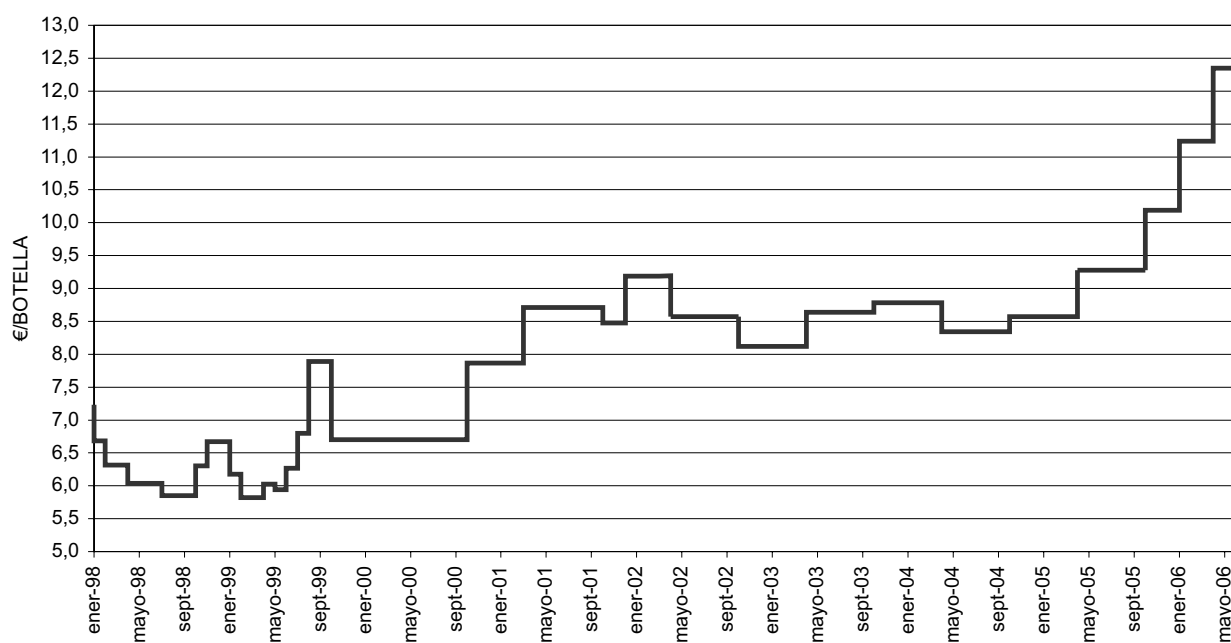
anterior, posteriormente comenzó una escalada solo interrumpida en diciembre en que hubo bajada. En 2006 hubo subidas en enero y febrero, pero bajadas en marzo y abril.

Como resumen de la evolución de los precios medios anuales entre diferentes años se muestra la siguiente tabla:

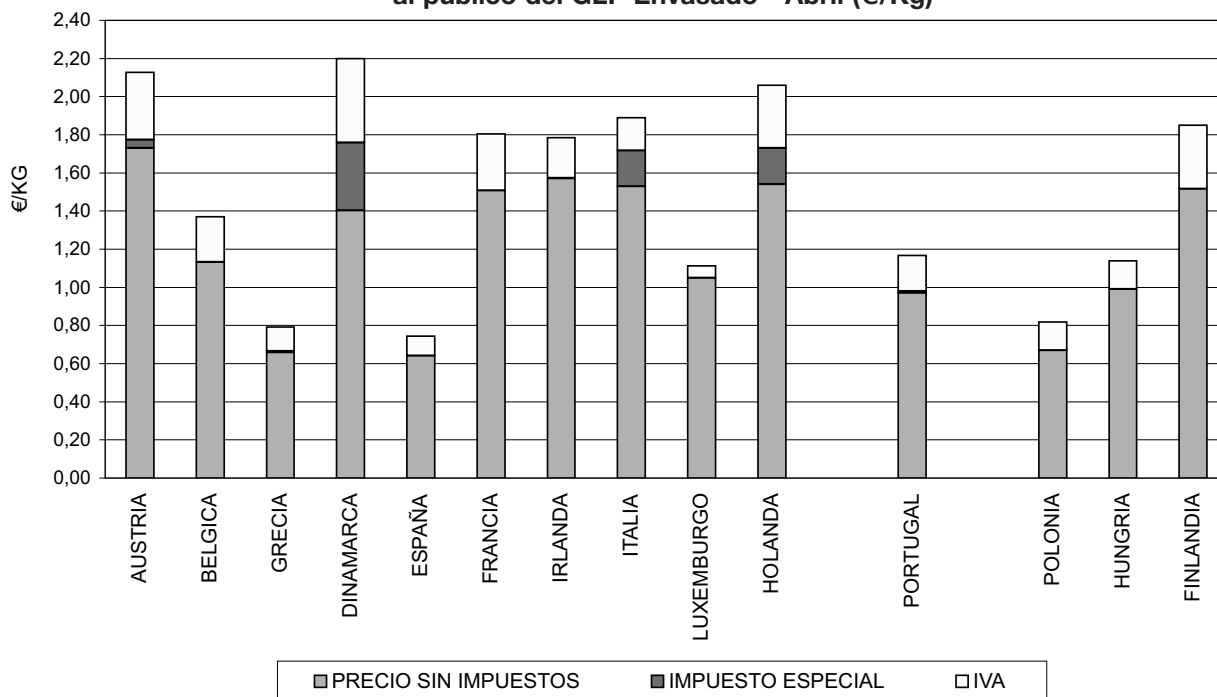
**CUADRO 6.11.
GLP Canalizado**

Año	cents/Termia	cents/Kwh	Indice
2001	6,2392	5,3664	101,58
2002	5,2674	4,5305	85,76
2003	5,8691	5,0480	95,55
2004	6,1423	5,2830	100,00
2005	6,7827	5,8339	110,43

GRÁFICO 6.8.-Precio máximo de venta al público de la botella de butano de 12,5 kg.



**GRÁFICO 6.9.-Precio medio de venta
al público del GLP Envasado - Abril (€/Kg)**



6.4 NORMATIVA

Las medidas adoptadas durante el año 2005, en materia normativa, que afectan al sector del gas natural son las siguientes:

- Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública.

En materia de hidrocarburos gaseosos se incluyen nuevas medidas para el cambio de suministro al mercado regulado para los grandes consumidores, así como la posibilidad de exceptuar del régimen de acceso de terceros, y consecuentemente del sistema retributivo común a determinadas infraestructuras.

Además adopta reformas orientadas a eliminar prácticas ineficientes en el ámbito de la distribución, como la coexistencia de varios distribuidores en un mismo ámbito territorial que pueden llevar a la existencia de instalaciones redundantes y aumentar los costes de mantenimiento, con la consiguiente pérdida de eficiencia. Todo ellos sin perjuicio de que se habiliten cauces para el acceso de terceros a la red de distribución o la competencia por las autorizaciones que eviten comportamientos oportunistas de los distribuidores.

- Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos.

En cumplimiento de lo dispuesto en el Acuerdo de Consejo de Ministros de 25 de febrero de 2005 por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, el Real Decreto 942/2005 realiza las modificaciones necesarias en la legislación para adecuarla a lo dispuesto en el mismo. En este sentido el Real Decreto contempla diversas medidas encaminadas a incrementar la transparencia y facilitar el cambio de empresa suministradora, especialmente para los clientes doméstico-comerciales y para las pequeñas industrias.

Entre las medidas adoptadas para la consecución del objetivo citado, cabe destacar la mejora de la información disponible tanto para los consumidores como para las empresas comercializadoras: se mejora la información que deben contener las facturas de gas natural emitidas por las empresas, de forma que con la información contenida en las mismas sea posible realizar el cambio de suministrador. Al mismo tiempo se mejora la información que las empresas distribuidoras deben tener disponible para los usuarios conectados a sus instalaciones, estableciendo la posibilidad de acceder a dicha información mediante procedimientos telemáticos.

El Real Decreto 942/2005 también incluye medidas destinadas a incrementar la transparencia en los servicios complementarios que las empresas distribuidoras prestan a las comercializadoras de gas, de forma que aquellas deberán publicar en su página web, las condiciones y precios en que prestan dichos servicios que deberán ser aplicados en condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias.

En lo que respecta al régimen económico del sector de gas natural, se modifica la fecha límite para la publicación de las Ordenes Ministeriales correspondientes, adelantándolas al día 1 de enero con el fin de hacer coincidir los periodos de cobros de las nuevas tarifas, peajes y cánones con el periodo correspondiente a la retribución.

Asimismo clarifica la regulación en la materia relativa a las instalaciones receptoras comunitarias de forma que las diferentes opciones de financiación de las mismas, además de contribuir a la extensión de las redes de gas natural, no constituyan obstáculo al cambio de suministrador.

- Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

El objetivo de las Normas de Gestión Técnica del Sistema es garantizar un correcto funcionamiento del sistema gasista, abordando en detalle diversos procesos que realizan los diferentes agentes que intervienen en el mercado (comercializadores, distribuidores, transportistas y consumidores) como son las programaciones, nominaciones, repartos y balances.

Las Normas de Gestión Técnica del Sistema constituyen un marco estable, transparente y no discriminatorio tanto para las actividades que se realicen para el suministro del mercado a tarifa como en el mercado liberalizado.

Las NGTS, son una poderosa herramienta que contribuirá a optimizar el funcionamiento del sistema y a la seguridad global del mismo, al incrementar la información sobre la situación real de cada uno de los agentes del sistema facilitando la verificación del cumplimiento de los requisitos de seguridad exigidos por la legislación y la exigencia de responsabilidades en los casos de funcionamiento anormal del sistema.

- Ley 24/2005, de 28 de noviembre de Reformas para el Impulso a la Productividad.

Incluye una serie de medidas complementarias para mejorar el funcionamiento del mercado de los hidrocarburos gaseosos. En este sentido, se revisa la planificación para especificar que ésta tiene carácter de obligatorio, no exclusivamente de mínimos, y se habilita a la Comisión Nacional de Energía para resolver las liquidaciones de gas, dando una mayor agilidad a un proceso que implica cobros y pagos entre empresas.

- Resolución de 28 de noviembre de 2005, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal 2005-2006, para la operación del sistema gasista.

En desarrollo de la Norma de Gestión Técnica del Sistema nº 9, que contempla la posibilidad de que el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con los operadores y usuarios, elabore anualmente un plan de gestión invernal para complementar durante el período invernal las reglas de operación normal del sistema., la Dirección General de Política Energética y Minas aprobó el Plan de Actuación Invernal para la operación invernal desde el 1 de diciembre de 2005 hasta el 31 de marzo de 2006.

La finalidad del citado plan es garantizar el suministro de gas en invierno ante el incremento de la demanda durante esos meses y en previsión de repentinas olas de frío.

- Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

Aprueba los siguientes protocolos de detalle:

- o PD-01 Medición
- o PD-02 Procedimientos de Reparto
- o PD-03 Predicción de la Demanda
- o PD-04 Mecanismos de Comunicación
- o PD-05 Procedimientos de determinación de energía descargada por buques metaneros.
- o PD-06 Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros

A nivel Europeo hay que destacar el Reglamento de la Unión Europea de condiciones de acceso a las redes de transporte:

El 28 de septiembre de 2005, el Parlamento Europeo y el Consejo adoptaron el Reglamento sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, que se dirige a completar la Directiva 2003/55/CE relativa al mercado de gas natural que establecía el acceso de terceros a las instalaciones gasistas. El Reglamento establece algunos requisitos mínimos que han de cumplirse respecto a las condiciones de acceso a la red de transporte, con lo que se pretende promover la competencia en el mercado interior de gas natural, garantizando la seguridad del suministro a todos los usuarios y responder a la necesidad de fomentar las inversiones en infraestructuras de transporte.

El Reglamento establece principios armonizados en lo que se refiere a tarifas de acceso a la red y metodologías para el cálculo de las mismas, servicios de acceso de terceros, asignación de la capacidad y gestión de situaciones de congestión, intercambios de derechos de capacidad, requisitos de transparencia y normas y tarifas de balance.

El Reglamento de acceso de terceros a las redes de transporte de gas en la Unión Europea será aplicable a partir de 1 de julio de 2006, siendo, las normas incluidas en él de obligado cumplimiento.

7. SECTOR PETROLEO

7.1 DEMANDA

El consumo de productos petrolíferos, excluyendo el de la navegación de altura, consumos propios de refinerías y pérdidas, alcanzó 66,5 millones de toneladas en 2005, con un aumento del 0,8% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.1.

CUADRO 7.1.-
Consumo de productos petrolíferos (1)
(Unidad: Miles de toneladas)

	2004	2005	%2005/04
GLP	2380	2339	-1,7
GASOLINAS	7721	7260	-6,0
sin plomo	6783	6835	0,8
resto	937	425	-54,7
QUEROSENO	4864	5184	6,6
GAS-OIL	32045	33310	3,9
gasoleo A+B	28006	29159	4,1
gasoleo C	4039	4151	2,8
FUEL OIL	6482	6554	1,1
NAFTAS	2161	2152	-0,4
COQUE DE PETROLEO	4572	4418	-3,4
OTROS PRODUCTOS	5735	5281	-7,9
TOTAL	65959	66498	0,8

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

Esta tasa es significativamente inferior a la de años anteriores y se ha debido a la moderación del crecimiento de los consumos finales, tanto de carburantes del transporte como de combustibles, dado que el consumo en generación eléctrica ha aumentado.

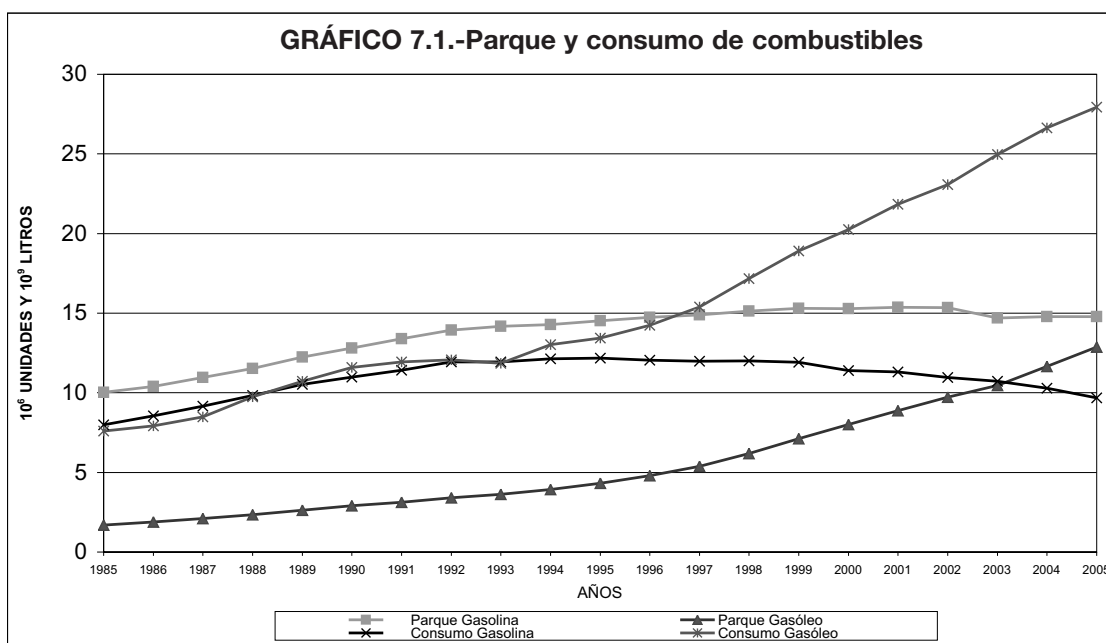
La demanda en el transporte sigue creciendo pero a tasas altas muy inferiores a las de años precedentes, mientras el consumo en usos finales de la industria ha bajado globalmente tanto en combustibles como en materias primas petroquímicas, de acuerdo a la actividad de algunos subsectores industriales y a la sustitución por gas natural. En el sector residencial y terciario la demanda sigue creciendo, con las oscilaciones debidas a la influencia de la climatología y a pesar de la continua sustitución por gas natural.

Por productos, continúa destacando el crecimiento de la demanda de gasóleo auto, aunque a tasas muy inferiores a las de los cinco años anteriores, derivado de la actividad del transporte de mercancías y del crecimiento del parque de turismos diesel. En querosenos se ha producido también una moderación del crecimiento, aunque sigue a tasas muy superiores a las de los demás productos.

En gasolinas, la demanda ha continuado bajando de forma acelerada, debido a la dieselización citada de las nuevas matriculaciones, por lo que la demanda anual bajó un 6%. Los datos sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2005, siguió la tendencia creciente de los últimos años, debido al importante aumento, 10,5% en los de gasóleo, mientras el parque de automóviles de gasolina ha permanecido estancado, 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.

En cuanto a los sectores energéticos transformadores, aumentó significativamente la demanda de fue-



lúleos para generación eléctrica, tanto en la península como en los sistemas extrapeninsulares, aunque sigue teniendo un peso bajo en la estructura de generación total nacional.

El consumo total estimado de fuelóleos, excluyendo bunkers y consumos propios de refinerías, según se indica en el cuadro 7.1, alcanzó 6,5 millones de toneladas, con un aumento del 1,1%, debido a su uso en generación eléctrica, dado que sigue bajando el consumo en usos finales. Bajó el consumo de coque de petróleo, un 3,4%, en usos finales y también en generación eléctrica. El consumo de nafta para materia prima ha bajado ligeramente.

Producción interior de Hidrocarburos

En el año 2005, la producción interior de crudo fue de 166.014 Tm (ó 1.234.137 barriles), continuando con la tendencia decreciente observada en años anteriores (en 2004 se produjeron 254.548 Tm y en 2003, 320.555 Tm).

Los campos productores son, como en años anteriores, Ayoluengo, Casablanca, Rodaballo, y Boquerón, situados el primero en Burgos y los otros tres en el mar Mediterráneo frente a las costas de Tarragona. La producción se desglosa en el cuadro 7.3.

7.2 OFERTA

Comercio exterior

Durante el año 2005 las refinerías españolas importaron 60,2 millones de toneladas de petróleo crudo lo que supone un aumento del 1,7% respecto a las importaciones del año anterior.

Por áreas geográficas el origen de las importaciones de crudo del año 2005 es el siguiente: 35,5% de África, con Nigeria y Libia como principales suministradores; 24,4% Oriente Medio, siendo Arabia Saudita, Irán e Irak los principales suministradores, 17% América, siendo Méjico y Venezuela los principales suministradores y 23% Europa, siendo Rusia el principal suministrador. Destaca el aumento de importaciones de América y descenso de Oriente Medio.

CUADRO 7.3.

Campos	Producción			Operador
	Barriles	Tm	%	
AYOLUENGO	41.410,0	5.699,0	3,43	NORTHERN
CASABLANCA	730.858,0	100.204,0	60,36	RIPSA
RODABALLO	262.972,0	33.970,0	20,46	RIPSA
BOQUERÓN	198.897,0	26.141,0	15,75	RIPSA
TOTAL	1.234.137,0	166.014,0	100,0	

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

CUADRO 7.2.-Procedencia del petroleo crudo importado en España

	2004		2005		2005/04
	kt	%	kt	%	% variac.
Oriente Medio	16143	27,26	14716	24,43	-8,8
Arabia Saudí	6867		6331		-7,8
Iran	3469		4929		42,1
Irak	5150		2912		-43,5
Otros	657		544		
América	8171	13,80	10239	17,00	25,3
Méjico	7717		9006		16,7
Venezuela	454		1092		140,5
Otros	0		141		
Africa	21036	35,52	21411	35,54	1,8
Argelia	2009		2082		3,6
Libia	7179		6176		-14,0
Nigeria	6238		7127		14,3
Otros	5610		6026		7,4
Europa	13869	23,42	13877	23,04	0,1
Reino Unido	439		579		31,9
Rusia	8819		8916		1,1
Otros	4135		4045		-2,2
Otros	476		337		
TOTAL	59219	100,00	60243	100,00	1,7

Fuente: SGE.

Oferta de productos petrolíferos por el sector de refino:

El cuadro 7.4 recoge los principales productos obtenidos por las refinerías españolas en los dos últimos años. La actividad de las refinerías ha aumentado en 2005 en cuanto a destilación de crudo, un 1,4% más, con aumento de las producciones de gasóleos de automoción, naftas y asfaltos, mientras disminuyen ligeramente las de gasolinas, querosenos y algunos tipos de gasóleos y fuelóleos.

7.3 PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS

La evolución en 2005 de los precios internacionales de crudo y productos petrolíferos ya se ha indicado en el Capítulo 1 de este Informe.

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina sin plomo aumentó 8,8 céntimos de euro por litro en 2005 res-

**CUADRO 7.4.-
Producción de las refinerías españolas**

Kt	2004	2005	%2005/04
Crudos destilados	60058	60889	1,4
GLP	1055	1050	-0,5
Gasolinas	10435	10305	-1,2
Naftas	573	622	8,4
Querosenos	6995	6906	-1,3
Gasóleos A y B	6704	8265	23,3
Gasóleo C	608	425	-30,1
Otros Gasóleos	14272	14773	3,5
Fuel-oil BIA	7507	7468	-0,5
Fuel-oil 1	1160	1213	4,6
Aceites base	427	404	-5,4
Asfaltos	2747	2900	5,6
Coque de petróleo	1005	1050	4,5
Otros	4238	3788	-10,6

Fuente: SGE

pecto al año anterior (10,1%) pasando de 87,4 en 2004 a 96,2 cts/litro en 2005. El precio medio de la gasolina súper ascendió 10,2 cts/litro (10,8%), pasando de 94,5 en 2004 a 104,7 cts/litro en 2005. Y el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio subió 14,1 cts/litro (18,6%) pasando de 75,9 cts/litro en 2004 a 90,0 cts/litro en 2005.

En cuanto a evolución de precios de venta en la UE, se puede apreciar en los gráficos 7.2 a 7.7, que el precio de la gasolina sin plomo en España es de los más bajos de la UE. Sólo el de Grecia evoluciona por debajo del de España. Luxemburgo, que solía vender este carburante más barato que España, pasa desde 2004 a venderlo más caro. Por razones de claridad, este país ya no aparece en el gráfico.

En la evolución del precio del gasóleo de automoción se puede apreciar que, al igual que en las gasolinas, se registran en España los precios más bajos de la UE, junto con Grecia y Luxemburgo. El precio desusadamente alto del Reino Unido se debe a que en este país, este combustible soporta una accisa igual que la de la gasolina.

El gasóleo de calefacción muestra una evolución sustancialmente paralela a la de la UE. Los saltos del precio en Grecia se deben a que este país sube considerablemente el impuesto al inicio de la temporada cálida, primeros de mayo, y lo vuelve a bajar al comienzo de la fría, primeros de octubre.

En general, todos los gráficos reflejan el comportamiento de alza sostenida que ha tenido el crudo.

Sólo puede destacarse la contención de los precios del gasóleo de automoción durante el verano de 2005, obsérvese en el gráfico que, durante ese período, en España este producto prácticamente no varía de precio, mientras que en otros países de la UE experimenta notables altibajos.

Debe recordarse que la directiva europea 1999/32/CE (transpuesta 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%. Por tanto, sólo se ha incluido entre los gráficos el de este tipo de fuel.

La directiva 2003/17/CE (transpuesta en España por el RD 1700/2003) obliga a que a partir del 1 de enero de 2005, el contenido máximo de azufre de gasolinas y gasóleos de automoción sea de 50 partes por millón (ppm). Este endurecimiento de las especificaciones ha supuesto un perceptible aumento de costes.

El año 2005 ha sido prácticamente el último de la gasolina súper, por lo que no se incluyen datos de este carburante. Han empezado a venderse carburantes mejorados (gasóleo con aditivación especial, gasóleo con sólo 10 ppm, un quinto del máximo legal, gasolina con aditivación especial..). Se incluirán datos de estos combustibles si su consumo alcanza cifras relevantes.

Se adjuntan finalmente dos gráficos de barras donde se puede apreciar la variación de los PVP de los países de la UE para la gasolina sin plomo y el gasóleo de automoción entre 2004 y 2005.

GRÁFICO 7.2
Precio gasolina sin plomo I.O. 95 con impuestos



GRÁFICO 7.3
Precio gasóleo de automoción con impuestos

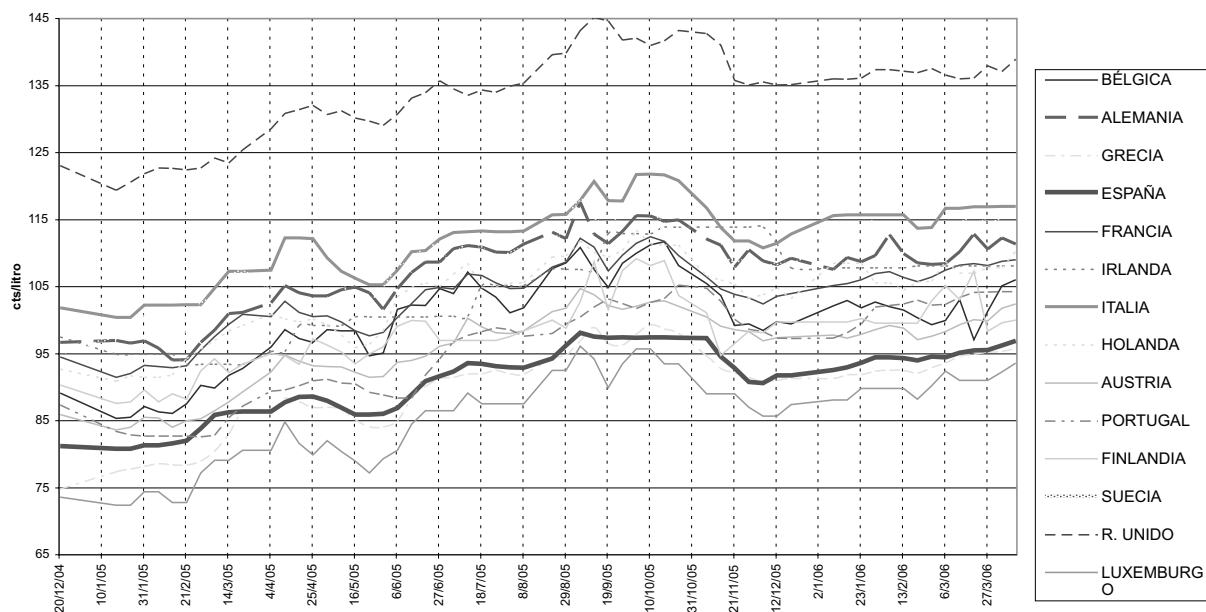


GRÁFICO 7.4
Precio gasóleo de calefacción con impuestos

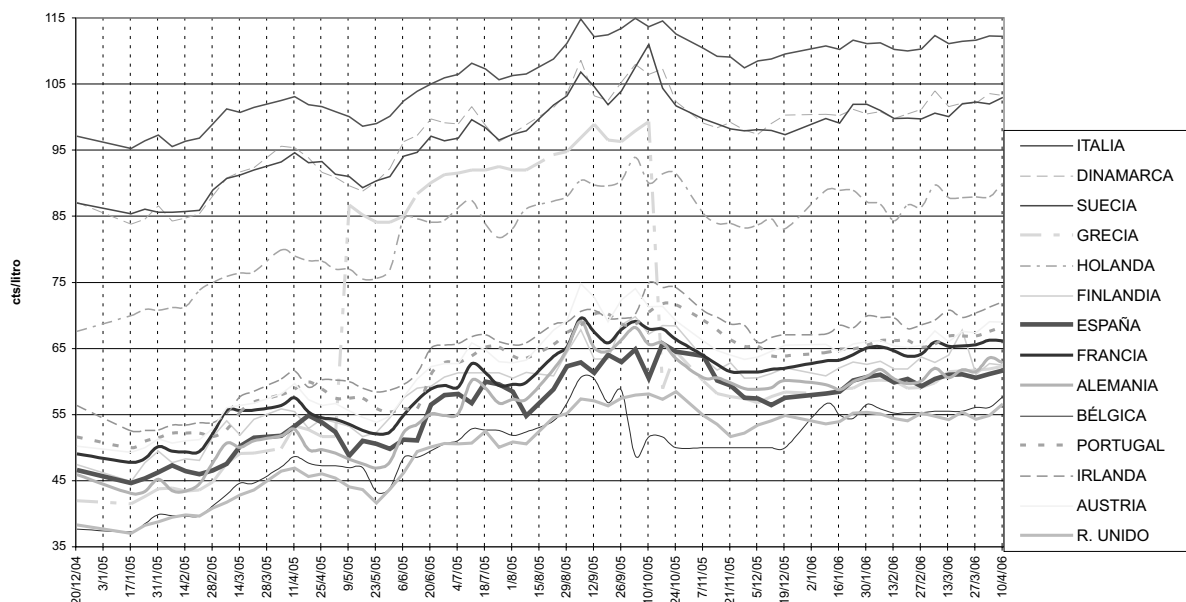


GRÁFICO 7.5

Precio Fuelóleo B.I.A. con impuestos

(los precios representados incluyen el impuesto especial, pero no el IVA)



GRÁFICO 7.6

Precios con impuestos de la gasolina sin plomo 95 en los países de la UE 15

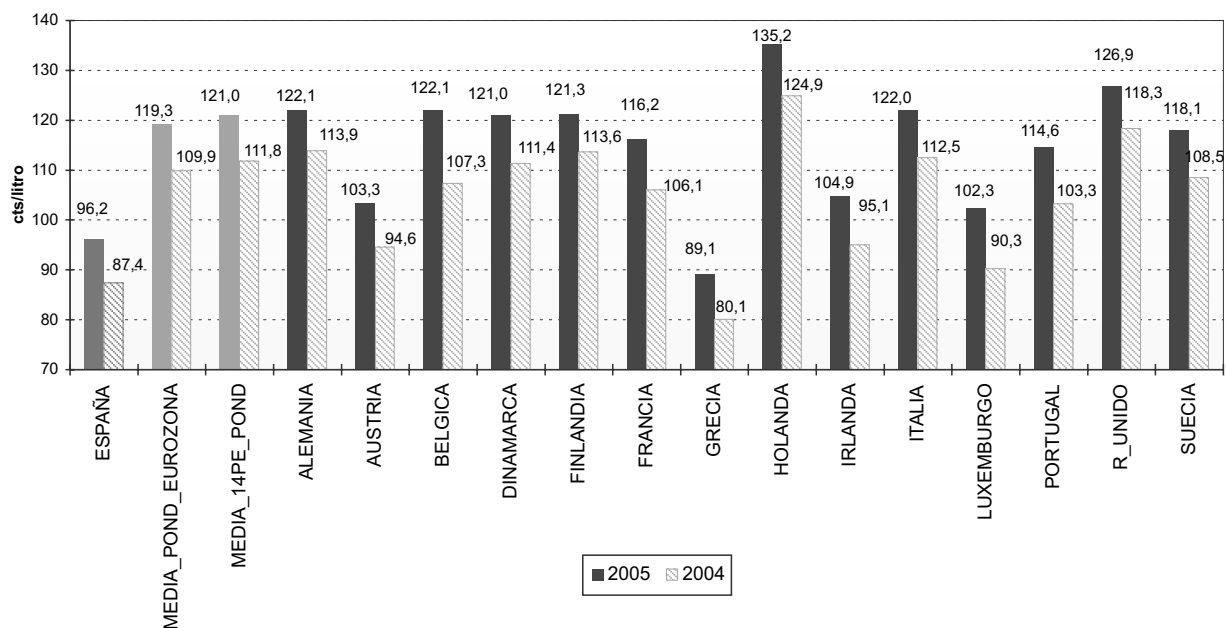
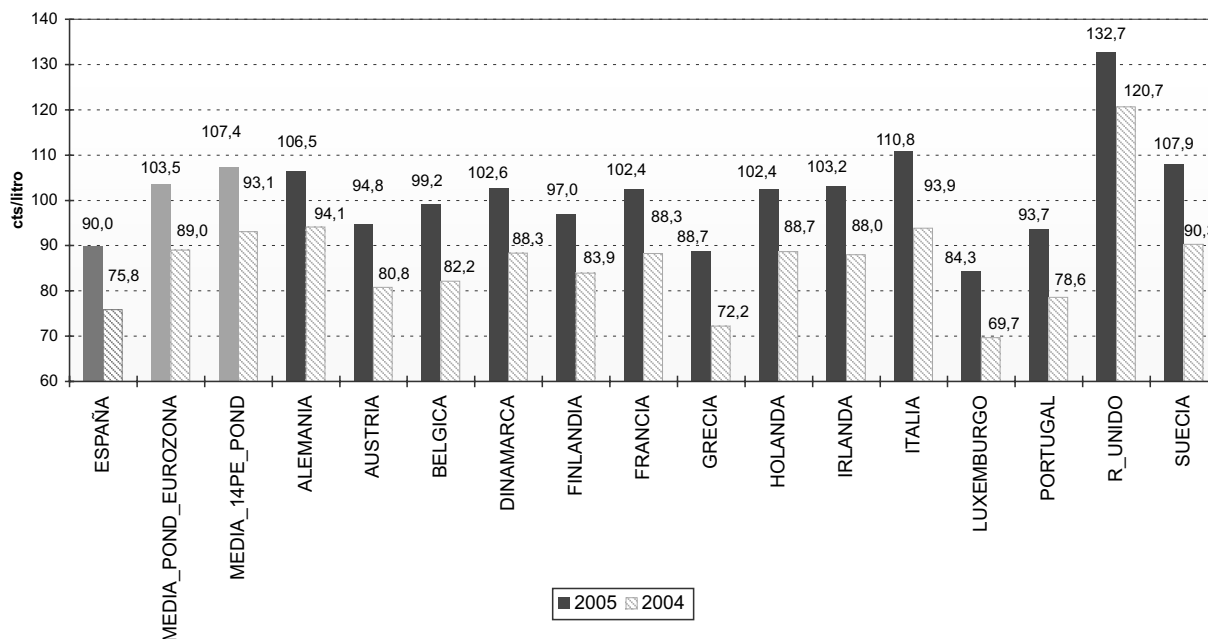


GRÁFICO 7.7

Precios con impuestos de la gasolina sin plomo 95 en los países de la UE 15



7.4 REGULACION 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.

- Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos.

Se modifica el artículo 1.e) del Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y el uso de biocarburantes, para contemplar la prohibición de la comercialización de las gasolinas de sustitución en todo el territorio nacional a partir del 1 de enero de 2009.

- Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad.

Se mejora el régimen de comercialización de carburantes por las cooperativas agrícolas, habilitando a éstas para comercializar productos petrolíferos, no solamente gasóleo B, a terceros no socios sin necesidad de constituir una sociedad con personalidad jurídica propia. Se modifica por tanto la disposición adicional decimoquinta de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos.

Otras disposiciones.

- Directiva 2005/33/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de julio de 2005, por la que se modifica la Directiva 1999/32/CE en lo relativo al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.

La Directiva 1999/32/CE del Consejo, de 26 de abril, supuso, 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 pueden 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 incluidas en la Directiva 2005/33/CE son las siguientes:

- Fijar un máximo del 1,5 % de azufre en los combustibles para uso marítimo 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 0,1 % de azufre en los combustibles para uso marítimo utilizados por los buques de navegación interior y los buques atracados en puertos comunitarios, a partir del 1 de enero de 2010, con el fin de mejorar la calidad del aire cerca de los puertos y costas.

Estas modificaciones en el ámbito de los combustibles de uso marítimo constituyen la parte fundamental de la Directiva 2005/33/CE.

Se consideran también las modificaciones correspondientes en las disposiciones en materia de fuelóleo pesado derivadas de la Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones procedentes de grandes instalaciones de combustión.

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”.

El 24 de junio de 2000 se publicó el Real Decreto-Ley 6/2000, que establece en su artículo 5º 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://www6.mityc.es/energia/hidrocarburos/carburantes>) y a través de teléfono móvil. La nueva Orden ITC/1201/2006 (B.O.E. de 26/4/06), de 19 de abril, por la que se determina la forma de remisión de información al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre las actividades de suministro de productos petrolíferos actualiza las obligaciones (por ejemplo incorporando los nuevos carburantes mejorados y el biodiesel) y las extiende a todos los distri-

buidores minoristas y las instalaciones de suministro a barcos y aeronaves.

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 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.

La Ley 21/2001, de 27 de diciembre 2001, regula las medidas fiscales y administrativas del nuevo sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y Ciudades con Estatuto de Autonomía. Entre los impuestos cedidos mencionados en el artículo 17 se encuentra el Impuesto sobre Hidrocarburos. El artículo 36 menciona el alcance de la cesión y puntos de conexión en el Impuesto sobre las ventas minoristas de determinados hidrocarburos. El artículo 44 señala las bandas en las que las Comunidades Autónomas pueden asumir las competencias normativas impositivas.

Sobre la base de la Ley anteriormente mencionada, seis Comunidades Autónomas han aplicado el impuesto anteriormente mencionado: Madrid, Asturias, Galicia, Cataluña, Castilla-La Mancha y la Comunidad Valenciana, éstas dos últimas desde el 1 de enero de 2006.

Por otra parte, la Directiva 2003/96/CE del Consejo de 27 de octubre de 2003 fija niveles impositivos mínimos para los productos energéticos y la electricidad. Esto se concreta en que, desde el 1 de enero de 2004, por ejemplo, el gasóleo de calefacción debe tener un impuesto de cómo mínimo 21 euros cada mil litros en todos los países de la UE. Hay numerosas moratorias y excepciones. España tiene hasta el 1 de enero de 2007 para elevar el impuesto sobre el gasóleo de automoción a 302 euros por mil

litros (actualmente el impuesto especial es de 294) y hasta el 1 de enero de 2012 para llegar a 330 euros.

El Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública (BOE 14-03-2005) crea un registro de instalaciones de distribución al por menor, coordinado con las comunidades autónomas, que permitirá mejorar la actual base de datos sobre precios de los carburantes, y donde también estarán incluidas las instalaciones de suministro a barcos y aeronaves y las diseñadas para consumo propio.

La Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad (BOE 17-02-2006), distinto del Real Decreto-ley del párrafo anterior ni con su convalidación, modifica la disposición adicional decimoquinta de la Ley del sector de hidrocarburos, la Ley 27/1999 de cooperativas, y la Ley 20/1990 del régimen fiscal de las cooperativas. Los cambios permiten a las cooperativas agrarias vender productos petrolíferos a terceros no socios sin necesidad de constituir una entidad con personalidad jurídica propia.

8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

8.1. EFICIENCIA ENERGÉTICA

El Consejo de Ministros, en su reunión de fecha 8 de julio de 2005, aprobó el **Plan de Acción 2005-2007** de la *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012* (E4), con el objetivo de conseguir ahorros energéticos equivalentes al 8,5% del consumo y al 20% de las importaciones de petróleo actuales. La aprobación del Plan se produce en España sólo un mes después de que la Comisión Europea presente un Libro Verde sobre Eficiencia Energética que tiene por objetivo la aprobación de un Plan de Acción comunitario sobre esta materia en el año 2006.

En el Libro Verde, la Comisión se hace eco de los resultados de diferentes estudios que han evaluado el potencial de ahorro de energía en los distintos Estados miembros de la Unión Europea y anuncia la apertura de un proceso de consultas sobre las diferentes opciones identificadas en el documento para la mejora de la eficiencia energética. La Comisión Europea sostiene en el Libro Verde que una proporción elevada del consumo se malgasta, bien por la utilización de equipos ineficientes o por la falta de conocimiento de los propios consumidores de energía. La E4, y el propio Plan de Acción 2005-2007 que la desarrolla, incluyen, precisamente, entre sus objetivos prioritarios la sustitución de equipos ineficientes y la puesta a disposición de los consumidores finales de la energía de suficiente información para la toma de decisiones racionales en materia de uso de la energía y los recursos naturales.

También se hace referencia en el Libro Verde a la reducción de los precios de la energía, como resultado de la liberalización de los mercados, y a la existencia de estructuras tarifarias que, a menudo, incentivan el consumo —fruto de anteriores situaciones de monopolio en el sector energético— como obstáculos a la mejora de la eficiencia. La no consideración de los costes externos en los precios de mercado de cualquier bien o servicio, por lo que no reflejan el valor de la energía consumida ni el impacto medioambiental, constituye también una barrera a la puesta en marcha de nuevos proyectos de ahorro.

El *Plan de Acción 2005-2007* trata de salvar estos obstáculos mediante el establecimiento de líneas de apoyo o incentivos específicos, modificaciones normativas o campañas de formación y comunicación dirigidas a los diferentes consumidores. Las acciones desarrolladas a nivel nacional deben verse estimuladas y complementadas por actuaciones comunitarias que posibiliten el aprovechamiento de la ventaja competitiva que para la industria europea puede suponer la adopción de medidas de fomento de la eficiencia energética.

Plan de Acción 2005-2007

La *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012* (E4), aprobada en noviembre de 2003, no contenía una especificación pormenorizada de las actuaciones concretas a desarrollar en el corto, medio y largo plazo, ni asignaba responsabilidades en la ejecución de dichas actuaciones a los diferentes organismos públicos involucrados, de las diferentes Administraciones. La Estrategia no identificaba tampoco líneas de financiación ni presentaba, por lo tanto, un cuadro presupuestario para el desarrollo de las medidas incluidas en la misma.

El Plan de Acción 2005-2007, sin embargo, relaciona y concreta las actuaciones que deben ponerse en marcha en ese periodo en cada sector y detalla los objetivos, plazos, recursos y responsabilidades que corresponden a las diferentes Administraciones, evaluando, finalmente, los impactos globales derivados de las mismas.

La aprobación y puesta en marcha del Plan responde a la necesidad de reducir las elevadas tasas de dependencia energética exterior (del orden del 80%) y de paliar, con ello, los riesgos macroeconómicos que se derivan de esta excesiva dependencia. Las tensiones inflacionistas provocadas por la carestía del crudo pueden mitigarse reduciendo el recurso a los derivados del petróleo, especialmente, en el sector transporte, bien sustituyendo los carburantes fósiles por biocarburantes o reduciendo la demanda

por reducción de los tráficos. El sector transporte es, precisamente, uno de los sectores a los que, prioritariamente, se dirigen las actuaciones previstas en el Plan de Acción 2005-2007: el 44% de los ahorros de energía primaria que pretenden conseguirse en el período se localizan en este sector.

El Plan de Acción 2005-2007, como en su momento la E4, pretende limitar el crecimiento de la intensidad energética final y primaria y corregir la divergencia que se observa en la evolución de los índices de intensidad en España y la UE. La evolución creciente de los consumos de energía por unidad de producto puede traducirse en una pérdida de competitividad por aumento de los costes unitarios de producción, lo que obliga a adoptar medidas en el corto plazo para contener el crecimiento de la demanda energética.

La contención del crecimiento de los consumos de energía primaria es importante también para facilitar el cumplimiento del objetivo del 12% de consumo de energías renovables sobre la demanda energética en el año 2010. El crecimiento de los consumos ha sido superior, en estos últimos años, al considerado en diversas planificaciones y ha sido una de las razones que han animado también la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 y la elaboración de un nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010.

La limitación del crecimiento de la demanda contribuye también al objetivo de limitar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera y, por tanto, al cumplimiento de nuestros compromisos en el marco del Protocolo de Kioto y de los objetivos fijados en el Plan Nacional de Asignación 2005-2007 de derechos de emisión de CO₂ (PNA).

Todo lo anterior, junto con la necesidad de disponer de una herramienta de planificación de la demanda que complementase la anteriormente vigente planificación de la oferta energética animó la aprobación del Plan de Acción, cuyos objetivos principales pueden resumirse en los siguientes puntos:

1. Concretar las medidas y los instrumentos necesarios para el lanzamiento de la Estrategia en cada sector.
2. Definir líneas concretas de responsabilidad y colaboración entre los organismos involucrados en su desarrollo, especificando presupuestos y costes públicos asociados.
3. Planificar la puesta en marcha de las medidas, identificando las actuaciones prioritarias y el ritmo de puesta en práctica.

4. Evaluar los ahorros de energía asociados, los costes y las emisiones de CO₂ evitadas para cada medida y para todo el Plan en su conjunto.

El éxito del Plan de Acción 2005-2007 dependerá del grado de compromiso de las diferentes Administraciones Públicas con la mejora de la eficiencia energética. El Plan ha realizado una cuantificación de los recursos públicos que deben aplicarse a la adopción de una serie de medidas —normativas y/o reglamentarias, de apoyo público, de promoción o comunicación— y de los volúmenes de ahorro y emisiones de CO₂ evitadas conseguidos como resultado de la aplicación de dichos recursos a estos fines. Las Administraciones competentes son las que deben ejecutar, de manera coordinada en la medida en que muchas de las decisiones que es preciso adoptar en el corto y medio plazo afectan a diferentes Administraciones, las actuaciones incluidas en el Plan de Acción.

El Plan de Acción permitirá obtener unos ahorros de energía primaria, en el conjunto del período 2005-2007, de 12 millones de toneladas equivalentes de petróleo, y evitar la emisión a la atmósfera de 32,5 Mt de CO₂, lo que supone un incremento de 2,5 Mt de CO₂ sobre lo inicialmente previsto por la E4 para el período 2004-2007. A continuación se presenta una síntesis sectorial del Plan de Acción.

Sector Industria

La E4, y el Plan de Acción 2005-2007 que la desarrolla, proponen objetivos de reducción de los consumos con fines energéticos. Los consumos de energía en el sector industrial han crecido a una tasa media anual del 3,6% durante el período 2000-2003, siendo especialmente notable el aumento de la demanda en este año: del 8,4% con respecto a las cifras del año 2002. El desigual crecimiento de los consumos durante este período se ha traducido en una pérdida de peso relativo de los sectores más intensivos en energía, es decir, el sector Minerales No Metálicos y el sector Químico y, de manera complementaria, en una ganancia relativa de peso en el total del sector de la Alimentación, Bebidas y Tabaco.

El Plan de Acción 2005-2007 fija como objetivo para la industria el ahorro de 532.000 tep anuales en 2007, como resultado de las medidas incluidas en el propio Plan. Las actuaciones se catalogan bajo tres grupos de medidas: acuerdos voluntarios, auditorías energéticas y ayudas públicas. La firma de acuerdos voluntarios comprometerá a las asociaciones empresariales y a la Administración Pública en la consecución de una serie de objetivos de ahorro en

diferentes sectores industriales. Paralelamente, se incluye la definición y creación de líneas de ayudas para la cofinanciación del coste de la realización de auditorías energéticas en diferentes sectores, que permitan cuantificar los potenciales de ahorro e identificar las actuaciones a poner en marcha para materializarlos. La última medida consiste en una línea de ayudas a la financiación de proyectos de ahorro y eficiencia energética por importe de 108 millones de euros durante todo el período de vigencia del Plan.

Los ahorros previstos por el Plan de Acción para el período 2005-2007 permitirán evitar la emisión a la atmósfera de 2,4 millones de toneladas de CO₂ (1,6 millones de toneladas anuales en 2007, una vez ejecutadas las actuaciones propuestas en todos los sectores).

El coste para las Administraciones Públicas de la puesta en marcha de las medidas incluidas en el Plan asciende a 111,2 millones de euros, prácticamente como resultado de la articulación de un programa de ayudas directas. No obstante, como resultado de la aprobación de estos programas y el impulso que las Administraciones pretenden dar a las inversiones en mejora de la eficiencia energética, se estima que se movilizarán recursos económicos por importe de 489,2 millones de euros (en casi un 80%, proveniente de la iniciativa privada).

Sector Transporte

La reducción de la dependencia energética de España y, lo que es más importante, de los posibles riesgos derivados de la excesiva dependencia, requiere la reducción de los consumos energéticos asociados al sector transporte. El 68% de los consumos de derivados del petróleo en 2003 correspondió a los consumos de gasolinas y gasóleos para el transporte, y es, precisamente, en los derivados del petróleo donde la dependencia energética alcanza, prácticamente, el 100% (superior al 99,5% en 2003 y 2004). La dependencia energética de otras fuentes distintas del petróleo, del gas o del carbón, supone riesgos menores para la economía española, por la diversificación del origen de las importaciones o por el carácter competitivo del mercado, en el caso del carbón, que reduce la volatilidad de los precios en los mercados internacionales.

El sector transporte es, por tanto, un sector prioritario para acometer acciones de mejora de la eficiencia energética. Dentro del sector, la carretera es el modo clave al que deben dirigirse estas actuaciones. Es por ello que buena parte de los apoyos públicos ya previstos en la E4 habían de destinarse

a medidas favorecedoras del cambio modal, desde la carretera al ferrocarril, o desde medios individuales de transporte a medios colectivos. Del total de los ahorros previstos en la Estrategia, en el año 2012, el 41% provenía de las medidas de cambio modal, que requerían, sin embargo, para su puesta en práctica, el 70% del coste total de la E4.

El Plan de Acción 2005-2007 concreta las medidas propuestas en la E4, presenta un escenario presupuestario e identifica los organismos dependientes de las Administraciones Públicas responsables de la ejecución de las diferentes actuaciones propuestas, programadas temporalmente en el horizonte del año 2007. El objetivo de ahorro fijado para el sector transporte se eleva a 3 millones de tep anuales en 2007, de ejecutarse todas las medidas recogidas en el Plan.

El potencial de ahorro identificado en el sector alcanzaba los 21 millones de tep durante todo el período de vigencia de la E4, y los 4,8 millones de toneladas anuales en 2012, una vez ejecutadas todas las medidas propuestas. Dentro de cada una de las 15 medidas identificadas en la E4, se han propuesto, en el nuevo Plan de Acción 2005-2007, actuaciones concretas que pretenden hacer viable la aplicación de la Estrategia y la consecución de los ahorros previstos.

Las 15 medidas incluidas en la E4 podían catalogarse bajo los siguientes apartados: medidas de cambio modal hacia modos más eficientes, medidas de uso más eficiente de los medios de transporte y medidas de mejora de la eficiencia energética en los vehículos.

El objetivo de ahorro de energía final fijado por el Plan hasta 2007 se eleva a 5 millones de tep, lo que supone superar el objetivo de la Estrategia para 2012 y adelantar la puesta en marcha de las medidas incluidas en la primera para conseguir los ahorros previstos en un plazo de tiempo más breve.

Como resultado de las actuaciones enumeradas, el Plan pretende evitar la emisión a la atmósfera de 14,5 millones de toneladas de CO₂ (8,7 millones de toneladas anuales a partir de 2007) con unos apoyos públicos totales de 128,1 millones de euros.

Las actuaciones identificadas en el sector transporte responden a una tipología diversa. Desde las de tipo normativo —entre las que se encuentra el estudio para la redacción y eventual aprobación de una Ley de Bases de Movilidad— hasta las de apoyo económico o financiero. Para facilitar la transferencia intermodal, el Plan propone la realización de planes piloto de movilidad urbana y de planes de trans-

porte para empresas e instituciones públicas. Los planes de movilidad urbana, los de transporte para empresas, los programas de conducción eficiente de vehículos turismo y de camiones y autobuses y la gestión de infraestructuras de transporte (donde se incluye el control de la velocidad en las carreteras) se consideran medidas especialmente importantes para el éxito del Plan de Acción 2005-2007.

Los programas de renovación del parque automovilístico ya están en marcha, por lo que la medida recogida en el Plan se enuncia como la consideración de criterios de eficiencia energética para la concesión de incentivos en el momento de la sustitución de un vehículo antiguo por uno nuevo, de manera que el propio programa estimule la adquisición de vehículos eficientes. Estas medidas no suponen coste público adicional puesto que ya están en marcha, y lo único que exigiría la ejecución del Plan es la redefinición de los planes de renovación para que discriminaran el incentivo económico de acuerdo con la clase de eficiencia energética del nuevo vehículo.

Están en marcha también actuaciones para la conducción eficiente de vehículos privados. El IDAE y el Real Automóvil Club de Cataluña han desarrollado unos cursos sobre la aplicación de técnicas de conducción económica, con el apoyo de la Dirección General de Tráfico (DGT) y del Instituto Catalán de Energía (ICAEN), con el objetivo de formar a los conductores para la adopción de estilos de conducción que permitan al usuario aprovechar al máximo la mayor eficiencia energética de los turismos actuales.

Sector Usos Diversos

La gran heterogeneidad de los consumidores y usos energéticos incluidos bajo este epígrafe —más apropiado para los entornos estadístico que para contextos de análisis y energético—, aconsejaron, desde el principio, abordar la planificación del sector desde una perspectiva modular más homogénea.

Así, tanto la E4 como el Plan de Acción 2005-2007, analizan y marcan objetivos para los subsectores de Edificación, Equipamientos Residenciales y Terciarios, Servicios Públicos y Agricultura y Pesca.

Las medidas y actuaciones incluidas en el Plan de Acción 2005-2007 tienen por objetivo la consecución de un volumen de ahorro anual en 2007 en el sector Usos Diversos de 758 ktep, lo que supone el 17,8% de los objetivos totales de ahorro en términos de energía final. En cuanto a emisiones de CO₂ evitadas por el sector ascienden a 7,1 millones de tone-

ladas en el período 2005-2007 (4,9 millones de toneladas anuales a partir de 2007). Los apoyos públicos destinados al sector ascienden a 477,7 millones de euros durante todo el período de vigencia del Plan, lo que representa el 65,5% del total de los apoyos previstos.

Edificación

El sector Edificación de la E4 y del Plan de Acción 2005-2007 incluye los consumos de las instalaciones fijas de climatización, agua caliente sanitaria e iluminación de todo el parque edificatorio existente, tanto de uso residencial como de uso terciario.

Los consumos en climatización (calefacción y aire acondicionado), agua caliente sanitaria e iluminación representan más de tres cuartas partes de los consumos energéticos de la vivienda, concretamente, el 76,4% de los consumos totales del año 2002.

El porcentaje de estos consumos sobre la demanda del sector servicios es del orden del 70%: aproximadamente, el 40% del total de los consumos de energía del sector terciario corresponden al uso de energía no eléctrica para usos térmicos; el 9%, al uso de la electricidad para usos térmicos y el 21%, al aire acondicionado. El 30% restante de la demanda energética del sector terciario corresponde a los usos específicos de la electricidad (iluminación y equipos, 25%) y alumbrado público (aproximadamente, el 5%).

El Plan de Acción 2005-2007 fija para el sector Edificación un objetivo de ahorro de, prácticamente, medio millón de tep anuales en 2007. Este ahorro se traduce en un volumen de emisiones de CO₂ evitado de 4 millones de toneladas durante todo el período de vigencia del Plan (de 2,7 millones anuales a partir del año 2007, una vez ejecutadas todas las actuaciones incluidas en el propio Plan).

El Plan distingue entre las medidas dirigidas al parque nuevo de edificios y aquellas dirigidas al parque de edificios existente, para el que prevé la creación de líneas de apoyo a la financiación de proyectos de rehabilitación o mejora de la envolvente térmica, de renovación de las instalaciones térmicas y de renovación de las instalaciones de iluminación interior, tanto en el sector doméstico como en el sector terciario. De este modo, las actuaciones de tipo normativo se dirigen, primordialmente, a los edificios de nueva planta, mientras que, para estimular las mejoras en la eficiencia energética en el parque ya existente, el Plan propone la creación de líneas de apoyo económico específicas.

El importe total de los apoyos públicos que se prevé destinar a este sector asciende a 216,4 millones de euros, con los que se pretende movilizar un volumen de inversión notablemente superior, del orden de 3.296,5 millones de euros en el conjunto del período comprendido entre el año 2005 y 2007.

La actuación más inmediata incluida en el Plan es la transposición de la Directiva 2002/91/CE de Eficiencia Energética en los Edificios, de aplicación a los edificios nuevos y a aquéllos sujetos a obras de reforma importantes cuando su superficie útil total sea superior a 1.000 m² —estos últimos estarán a lo dispuesto en la Directiva para los edificios nuevos—. La transposición se realizará mediante tres Reales Decretos: el que apruebe el nuevo Código Técnico de la Edificación (CTE), el que revisará y aprobará el nuevo Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y el que aprobará el procedimiento de Certificación Energética de Edificios.

El potencial de ahorro estimado derivado de las medidas normativas que se aprueben para transponer el texto comunitario se eleva a 84.000 tep anuales en 2007. Este ahorro se incrementará, progresivamente, una vez finalizado el período de vigencia del Plan y durante el período de vigencia de la propia Estrategia, hasta el año 2012, y se mantendrá durante toda la vida útil de las nuevas edificaciones construidas con mayores exigencias en los niveles de aislamiento y de acuerdo con estándares también más exigentes de eficiencia energética para las instalaciones térmicas y de iluminación. La larga vida útil de las edificaciones y, por tanto, de las mejoras acometidas en el parque de edificios (nuevos o existentes) hace más rentables, en comparación con las inversiones en otros sectores, las inversiones que se acometen en este sector.

Especialmente en el sector Edificación, las competencias en la aplicación de las normas —y el seguimiento de su cumplimiento— corresponden a las Administraciones territoriales (Comunidades Autónomas y, en su caso, Corporaciones Locales), que deberán corresponsabilizarse, junto a la Administración General del Estado, de la ejecución de las actuaciones incluidas en el Plan de Acción 2005-2007.

Equipamiento residencial y ofimática

El consumo estimado de los equipos electrodomésticos en las viviendas se estima en el 12% del total de los consumos de energía final para 2002. El aire acondicionado, cuyo uso está muy restringido a unos pocos meses del año, representaba el 0,4%

del total de la demanda energética. La cocina, el tercero de los usos de la energía en los hogares que cabe dentro de este sector (tal como quedó definido en la E4 y fue asumido por el Plan de Acción 2005-2007), supone el 11,6%. La ofimática en el sector terciario también se incluye en este apartado.

El Plan de Acción 2005-2007 de la E4 fija como objetivo para ese período la consecución de un volumen de ahorro de energía final de 280.000 tep, lo que supone evitar la emisión a la atmósfera de 2,4 millones de toneladas de CO₂. Se prevé incentivos para las familias en la sustitución de hasta 2 millones de equipos durante todo el período de vigencia del Plan, que se acompañarán de las necesarias campañas de concienciación y formación, no sólo de los compradores de equipos, sino de los propios vendedores.

Buena parte de los ahorros previstos procederán de la renovación de equipos electrodomésticos, alrededor de 206.000 tep, la mayor parte de ellas (144.000 tep) como resultado de los incentivos económicos para la sustitución de equipos antiguos.

Los apoyos públicos previstos corresponderán, precisamente, a los estímulos que deben crearse desde el sector público para que las familias sustituyan los equipos de mayor consumo por otros nuevos con mejor calificación de eficiencia energética. El volumen de recursos públicos dedicado a las medidas incluidas en el Plan de Acción 2005-2007 asciende a 213 millones de euros. Globalmente, se movilizarán inversiones por un importe total de 1.333 millones de euros, que corresponden al coste (público y privado) de la medida, valorado, básicamente, como el sobrecoste de los equipos eficientes, con referencia a los precios de los equipos medios vendidos, que se pretende sustituyan a los equipos menos eficientes presentes en los hogares españoles.

Servicios públicos

El sector Servicios Públicos incluye los consumos de energía para alumbrado público y los de las instalaciones relacionadas con la potabilización, abastecimiento y depuración de aguas residuales. El alumbrado público absorbe alrededor del 42% del total de los consumos del sector, correspondiendo un porcentaje equivalente (el 40%) a plantas de depuración.

Las medidas de mejora de la eficiencia energética en este sector propuestas por la E4, y concretadas por el Plan de Acción 2005-2007, distinguen entre las instalaciones nuevas y las instalaciones ya existentes. El Plan incluye también medidas relativas a la

incorporación de mejoras tecnológicas en plantas desaladoras ya existentes mediante recuperadores de presión o membranas más eficientes en plantas de desalación por ósmosis inversa. Los ahorros globales previstos ascienden a 59.000 tep para todo el período (o 34.000 toneladas/año de ahorro a partir de 2007 como resultado de la puesta en marcha de todas las medidas incluidas en el Plan).

El mayor potencial de ahorro identificado por el Plan de Acción 2005-2007 en el sector Servicios Públicos se localiza en las instalaciones actuales de alumbrado público, donde pueden sustituirse lámparas de vapor de mercurio por vapor de sodio en 840.000 puntos de luz, aproximadamente, el 20% del parque actual. Sólo las actuaciones dirigidas al parque actual de alumbrado público exterior permiten evitar la emisión a la atmósfera de 296.000 toneladas de CO₂ (171.000 toneladas de CO₂/año).

Los apoyos públicos que el Plan de Acción 2005-2007 destina a medidas de alumbrado público y depuración de agua ascienden a 24,5 millones de euros, durante todo el período de vigencia del Plan, lo que supondrá un volumen de inversión global (pública y privada) de 374 millones de euros.

Agricultura y pesca

Más de tres cuartas partes de los consumos de energía final del sector agrícola corresponden a los derivados del petróleo, repartiéndose el resto de los consumos de forma equitativa entre el gas y la electricidad. Como ocurre en el resto de los sectores consumidores de energía —con la excepción del sector transporte— el gas ha ganado cuota de mercado durante la década de los noventa, hasta alcanzar el 11% de cobertura de la demanda agregada en 2003.

El Plan de Acción 2005-2007 concreta las medidas incluidas en la E4: de comunicación y promoción de técnicas de uso eficiente de la energía en la agricultura, de renovación del parque de tractores agrícolas con criterios de eficiencia energética y de migración de los sistemas de riego por aspersión a sistemas de riego localizado.

El Plan de Acción tiene por objetivo en este sector el ahorro de 52.000 tep, en un 85% como resultado de la incorporación de criterios de eficiencia energética en el Plan Renove de modernización de la flota de tractores agrícolas. Como resultado de este volumen de ahorro, el Plan prevé evitar la emisión a la atmósfera de 173.000 toneladas de CO₂ (99.000 toneladas de CO₂/año desde 2007).

El Plan de Acción 2005-2007 incluye actuaciones de promoción y formación para dar a conocer las actuaciones emprendidas desde la Administración para la mejora de la eficiencia energética, el propio Plan Renove, y para formar sobre técnicas de uso eficiente de la energía en la agricultura. La modernización de la flota de tractores agrícolas es una medida incluida en el Plan de Acción 2005-2007, si bien se pretende ligar el volumen de las ayudas establecidas para la renovación de tractores a la eficiencia energética del nuevo tractor. De esta forma, la ayuda sería mayor para aquellos titulares de explotaciones agrarias o cooperativas que sustituyeran el tractor antiguo por uno eficiente, y menor, para aquéllos que adquirieran un nuevo tractor menos eficiente.

Los apoyos públicos previstos en el Plan de Acción 2005-2007 para este sector se elevan a 23,4 millones de €, buena parte de ellos los correspondientes al Plan Renove de tractores agrícolas ya aprobado en el marco de las actuaciones propias del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Se estima que estos apoyos públicos movilizarán unas inversiones por valor de 509 millones de euros durante todo el período de vigencia del Plan.

Sector Transformación de la Energía

El sector Transformación de la Energía es uno de los siete sectores a los que se dirigía la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 para tratar de contener el crecimiento de la intensidad primaria en España. El Plan de Acción 2005-2007 concreta y propone las medidas y actuaciones dirigidas a los tres subsectores que se agrupan bajo el epígrafe Transformación de la Energía: refino, generación eléctrica y cogeneración.

Las medidas incluidas en el Plan de Acción 2005-2007 están referidas a la creación de Comisiones Mixtas (empresas/Administraciones Públicas) para el seguimiento de los objetivos de la E4 en los sectores de refino y generación eléctrica, a la realización de estudios de viabilidad en sectores y procesos que podrían incorporar plantas de cogeneración, a la realización de auditorías energéticas en plantas de cogeneración existentes y al desarrollo del potencial de cogeneración existente en España.

Especial atención merece el sector de la cogeneración, en la medida en que el Plan de Acción 2005-2007 amplía los objetivos de potencia en plantas de cogeneración hasta alcanzar los 1.150 MW en 2007 —750 MW adicionales a los ya propuestos por la E4— y propone la introducción de determinados criterios que faciliten la rentabilidad de las plantas en el

texto que transponga la Directiva 08/2004/CE al ordenamiento jurídico español.

Las medidas anteriores pretenden la consecución de un volumen de ahorro de 3 millones de toneladas equivalentes de petróleo durante todo el período de vigencia del Plan. De 1.519 ktep (1,5 millones de tep) anuales, una vez finalizado el mismo y puestas en marcha todas las actuaciones previstas. Con este objetivo, se prevé destinar a las medidas anteriores 5,9 millones de euros, que se espera movilicen una inversión total de 903 millones.

Los ahorros de energía primaria previstos durante el período permiten evitar 11 millones de toneladas de CO₂ entre 2005 y 2007. Una vez puestas en marcha todas las medidas contempladas en el Plan, se evitará, anualmente, la emisión de 5,6 millones de toneladas de CO₂.

Síntesis del Plan de Acción 2005-2007

El Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 prevé unos impactos socioeconómicos y medioambientales positivos. El Plan concreta, a corto y medio plazo, las medidas propuestas en la Estrategia, identificando las actuaciones y los responsables, en las diferentes Administraciones, de distinto ámbito territorial, que deberán ejecutarlas en los plazos indicados.

El volumen total de inversiones, entendido como los costes privados y públicos del Plan necesarios para la puesta en marcha de las medidas de eficiencia energética consideradas, asciende a 7.926 M, frente a los 26.108 M necesarios para todo el período de vigencia de la E4. Los apoyos públicos evaluados ascienden a 729 M, de los 2.010 M correspondientes al total de la E4 hasta 2012.

CUADRO 8.1.-Plan de Acción 2005-2007: Inversiones (Millones de €)

Sectores	2005	2006	2007	Total 2005-2007
Industria	26,95	194,45	267,78	489,18
Transporte	352,76	338,99	321,39	1.013,15
Edificación	137,92	1.578,96	1.579,65	3.296,53
Equipamiento	68,85	384,37	880,06	1.333,29
Servicios Públicos	117,70	127,79	128,71	374,19
Agricultura y Pesca	99,09	170,17	240,18	509,44
Total Uso Final	803,28	2.794,74	3.417,76	7.015,78
Transformación de la Energía	105,91	432,77	365,75	904,43
Total Sectores	909,18	3.227,51	3.783,51	7.920,20
Comunicación		3,13	3,00	6,13
INVERSIÓN TOTAL	909,18	3.230,64	3.786,51	7.926,33

Fuente: Plan de Acción 2005-2007

El sector Edificación exige un 41,6% del total de las inversiones previstas en el Plan de Acción 2005-2007. Este mismo sector requiere un 29,7% de los apoyos públicos previstos. Las inversiones en este sector se caracterizan por una mayor vida útil y por el mantenimiento, por tanto, de los ahorros conseguidos mediante medidas de mejora de la eficiencia energética durante un período más prolongado de tiempo, 15 ó 20 años, como corresponde a la vida de los edificios y, en general, de los activos afectados por las medidas propuestas en el Plan. Le siguen en importancia, por el volumen de las inversiones necesarias, el sector Equipamiento

Residencial y Ofimática y el sector Transporte, con un peso respectivo del 16,8% y el 12,8%.

Los apoyos públicos del Plan se dirigen, de manera prioritaria, al sector Edificación y Equipamiento Residencial y Ofimática, que absorben, cada uno de ellos, alrededor de un 30% del total de los recursos públicos destinados al Plan de Acción 2005-2007 durante todo su período de vigencia. Los sectores Transporte e Industria serán, individualmente, los destinatarios de entre el 15 y el 20% del total de los apoyos públicos del Plan.

CUADRO 8.2.-Plan de Acción 2005-2007: Apoyos públicos (Millones de €)

Sectores	2005	2006	2007	Total 2005-2007
Industria	5,96	43,91	61,34	111,21
Transporte	7,76	53,99	66,39	128,15
Edificación	9,35	103,54	103,54	216,42
Equipamiento	0,16	106,63	106,63	213,41
Servicios Públicos	7,70	8,36	8,42	24,48
Agricultura y Pesca	6,16	7,75	9,49	23,40
Total Uso Final	37,09	324,18	355,80	717,07
Transformación de la Energía	1,60	2,16	2,16	5,93
Total Sectores	38,70	326,34	357,96	722,99
Comunicación		3,13	3,00	6,13
Total Apoyos Públicos	38,70	329,47	360,96	729,12

Fuente: Plan de Acción 2005-2007

El Plan de Acción 2005-2007 tiene por objetivo global la consecución de un ahorro acumulado de 12.006 ktep de energía primaria, el equivalente al 8,5% del total del consumo de energía primaria del

año 2004 y al 20% de las importaciones de petróleo —88 millones de barriles de petróleo sobre un total de 435 millones importados en el año 2004—.

CUADRO 8.3.-Plan de Acción 2005-2007: Ahorros Energéticos (ktep)

Sectores	2005	2006	2007	Total 2005-2007
Industria	29	241	532	803
Transporte	466	1.521	2.957	4.944
Edificación	17	213	494	724
Equipamiento	10	69	201	280
Servicios Públicos	7	18	34	59
Agricultura y Pesca	7	16	29	52
Total Uso Final	536	2.078	4.248	6.862
Transformación de la Energía	407	1.125	1.519	3.051
Ahorros de Energía Primaria Derivados de los Ahorros de Energía Final	95	585	1.412	2.093
Total Energía Primaria	1.039	3.788	7.179	12.006

Fuente: Plan de Acción de la E4 2005-2007

El ahorro anual alcanzable, de aplicarse todas las medidas contempladas en el Plan, asciende a 7.179 ktep/año, lo que supondrá, previsiblemente, alrededor de un 4,7% de los consumos de energía del año 2007 —supuesta una tasa interanual de crecimiento del consumo de energía primaria de alrededor del 2,8%—.

Las medidas prioritarias del Plan, considerando los beneficios que se derivan del mismo (como resultado, básicamente, de los ahorros de energía y emisio-

nes de CO2 evitadas) y los costes (públicos y privados) necesarios para acometer las inversiones en mejora de la eficiencia energética contenidas en el Plan, se localizan en el sector Transporte. Los ahorros conseguidos como resultado de las medidas propuestas alcanzan 4,9 millones de toneladas equivalentes de petróleo, alrededor del 41,2% del total de los ahorros de energía primaria del Plan en su conjunto. Los ahorros de energía final en la Industria y la Edificación representan, respectivamente, el

6,7% y el 6,0% del total de los ahorros de energía primaria (buena parte de los ahorros en el sector de la Edificación corresponden a ahorros de energía eléctrica, que se traducen en ahorros de energía primaria en los sectores transformadores).

Los ahorros eléctricos computados en los diferentes sectores de consumo final contribuyen a reducir la demanda de energía para la generación eléctrica en alrededor de 2 millones de toneladas equivalentes de petróleo (2.093 ktep que aparecen recogidos como ahorros de energía primaria derivados de los ahorros de

energía final). Estos ahorros tienen su origen en el menor consumo de energía (principalmente, combustibles fósiles) requerido para atender una menor demanda eléctrica en un escenario más eficiente caracterizado por la aplicación de todas las medidas contenidas en el Plan.

La evaluación de los impactos medioambientales del Plan de Acción 2005-2007 se ha centrado en las emisiones evitadas de gases de efecto invernadero, fundamentalmente CO₂, como resultado de los menores consumos de energía que se derivan de la puesta en marcha del Plan.

CUADRO 8.4.-Plan de Acción 2005-2007: Emisiones Evitadas (ktep)

Sectores	2005	2006	2007	Total 2005-2007
Industria	89	733	1.620	2.442
Transporte	1.407	4.421	8.655	14.483
Edificación	92	1.173	2.724	3.989
Equipamiento	90	596	1.751	2.437
Servicios Públicos	61	157	297	515
Agricultura y Pesca	20	53	99	173
Total Uso Final	1.760	7.134	15.145	24.038
Transformación de la Energía	937	3.039	4.447	8.424
TOTAL	2.697	10.173	19.592	32.462

Nota: Las emisiones de CO₂ evitadas por menor consumo de electricidad y productos petrolíferos —en los sectores de producción de energía eléctrica y refino— han sido contabilizadas en los diferentes sectores de consumo final.

Fuente: Plan de Acción 2005-2007

Las medidas contempladas en el Plan permitirán reducir las emisiones de CO₂ en 19,6 Mt/año al final del período 2005-2007. El volumen total de emisiones evitado por el Plan asciende a 32,5 Mt, sobre un total de 190 Mt evitadas previsto al final del horizonte de la Estrategia. El mayor volumen de emisiones evitado tiene su origen en las actuaciones favorecedoras del cambio modal, de mejora de la gestión de las infraestructuras de transporte y de utilización de vehículos más eficientes, que permitirán evitar la emisión de 14,5 millones de toneladas de CO₂, un volumen equivalente al 44,6% del total de las emisiones evitadas por el Plan. En el Cuadro 8.4 —Plan de Acción 2005-2007: Emisiones Evitadas (ktep)—, las emisiones evitadas indirectamente en los sectores transformadores por menor demanda de energía eléctrica en los sectores finales, se han imputado a los correspondientes sectores de consumo final de manera proporcional a los ahorros eléctricos.

El ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero tiene una importancia intrínseca por cuanto contribuye a cumplir con los compromisos adquiridos por el Estado español en el marco del Protocolo de Kioto.

Las emisiones de CO₂ evitadas tienen, por lo tanto, un valor económico en la medida en que suponen un menor recurso a la compra de derechos de emisión de CO₂ en los mercados internacionales o, de modo más general, un menor recurso a los mecanismos flexibles del propio Protocolo. Considerado un precio de la tonelada de CO₂ de 10 €, el beneficio medioambiental asciende a 324,6 millones de euros durante todo el período de vigencia del Plan de Acción 2005-2007, a 195,9 millones de euros anuales a partir de 2007 como resultado de la aplicación de todas las medidas consideradas en el mismo.

El Plan de Acción 2005-2007 presenta, sin embargo, otros beneficios medioambientales distintos de la contribución a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Los menores consumos energéticos resultado del Plan contribuyen a evitar la emisión de otros compuestos contaminantes (SO₂, NO_x y partículas) que tienen su origen en la combustión de fuentes fósiles y cuyas concentraciones en la atmósfera ocasionan daños sobre la salud humana y de los ecosistemas.

Pero los beneficios de las actuaciones de mejora de la eficiencia energética trascienden el plano medioambiental para convertirse en beneficios en términos de competitividad, creación de empleo, mejora de la seguridad vial, de la calidad de la edificación y, en definitiva, de la calidad de vida.

Las mejoras de la eficiencia energética posibilitan reducciones de costes que se trasladan vía precios y que se traducen en mejoras de la posición competitiva de las empresas nacionales en los mercados exteriores. Los apoyos públicos comprometidos en el Plan pretenden estimular las inversiones privadas en capital productivo y tecnológico, que también redundan en mejoras de la productividad; por una doble vía: por un lado, por menores costes energéticos por unidad de producto y, por otro, por incorporación de equipos tecnológicamente más avanzados que permitan reducciones de otros costes distintos de los energéticos.

Las inversiones en mejora de la eficiencia energética contribuyen, también, a la creación de empleo, si bien los efectos son dispares dependiendo del sector al que se dirija la medida y del tipo de actuación: de ayuda directa a la inversión, de promoción y/o comunicación o normativa y/o de regulación. Éstas son, al menos, las principales conclusiones de los estudios realizados por el IDAE en este ámbito. Los empleos creados como resultado de las actuaciones en mejora de la eficiencia energética son, normalmente, empleos indirectos creados como resultado de la reducción del gasto en energía —como consecuencia de las medidas de ahorro— y el consiguiente aumento del gasto en otros bienes y servicios, distintos de los energéticos y, con carácter general, más intensivos en factor trabajo que la energía.

El amplio abanico de medidas propuesto presenta otras externalidades positivas que contribuyen a mejorar la calidad de vida. Concretamente, en el sector Transporte, la moderación de la velocidad en los desplazamientos por carretera, la descongestión de los tráficos por el mayor recurso a los medios de transporte colectivo de viajeros y la renovación del parque de vehículos, que introducirá vehículos que incorporan mayores medidas de seguridad activa y pasiva en el total del parque circulante, mejorarán la seguridad vial y reducirán la siniestralidad en las carreteras españolas. Todo ello se traduce en una mejora de la calidad de vida, resultado también de la reducción del tiempo de los desplazamientos.

En resumen, el Plan de Acción de la E4 2005-2007 contribuye a la sostenibilidad del modelo económico, ya que contribuye simultáneamente al crecimiento económico (vía mejoras de la productividad y competitividad), al progreso social (vía creación de empleo y mejoras de la calidad de vida) y a la mejo-

ra medioambiental (por reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera y otros gases contaminantes).

El Plan de Acción de la E4 2005-2007 constituye una herramienta de política energética complementaria del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 (o del nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010), en la medida en que la contención del crecimiento de la demanda de energía primaria facilita el cumplimiento del objetivo del 12% de consumo de energías renovables en el año 2010 sobre el total de la demanda energética. Los últimos años han puesto de manifiesto que los incrementos en la producción de energías renovables han sido absorbidos por el aumento de los consumos de energía primaria, de manera que el peso de las energías renovables no ha superado el umbral del 7%. Los esfuerzos para la mejora de la eficiencia permitirán una mayor penetración de estas energías en el horizonte del año 2010.

Evolución del consumo y la intensidad energética en España. Comparación internacional

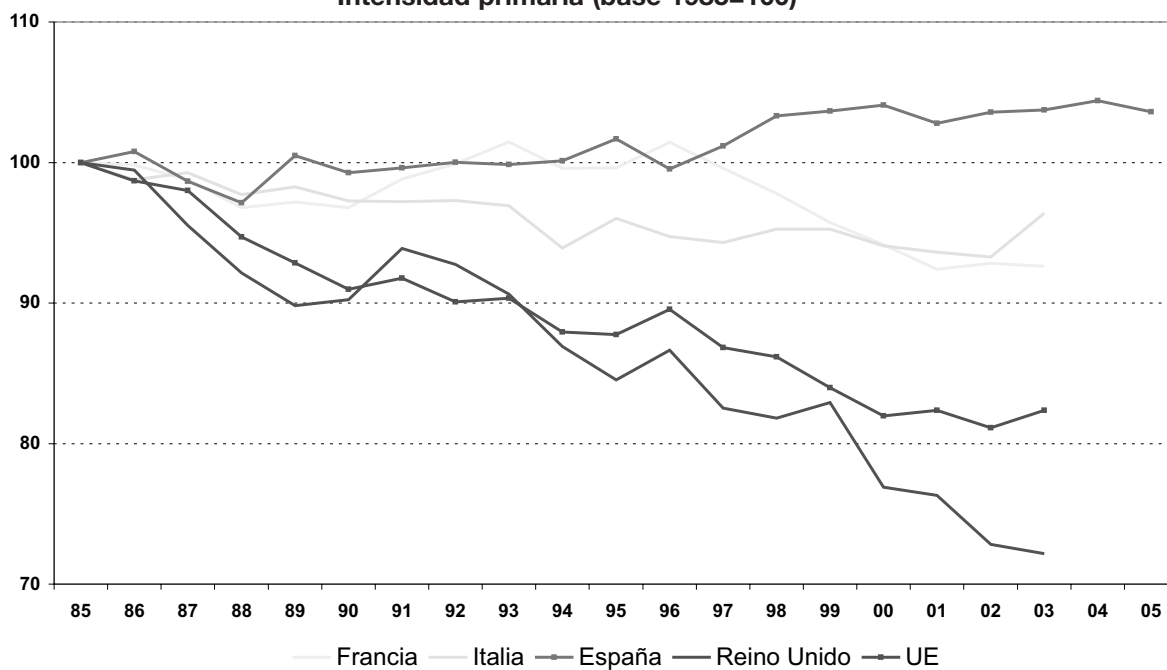
El consumo de energía primaria del año 2005 superó ligeramente en 2005 los 145 Millones de tep, con un incremento anual sobre 2004 del 2,6%. Desde el año 2000 la tasa media interanual ha sido del 3,1% con un máximo, registrado en el año 2004, del 3,8%.

El pasado ejercicio finalizó con una mejora de la intensidad energética primaria del 0,8%, rompiendo así la tendencia alcista que venía registrándose desde 2002. Esta mejora del indicador se debe básicamente a dos factores: la disminución del indicador de intensidad final en un 1,1% con respecto al 2003 y al aumento de la capacidad de generación eléctrica con energías renovables y ciclos combinados de gas, lo que supone una mejora del rendimiento del parque de generación eléctrica.

Esta mejora de la intensidad primaria se registra además en un entorno poco favorable caracterizado por la baja hidraulicidad del pasado año y unas temperaturas medias ligeramente más severas que en el año anterior, que han potenciado, en buena parte, el incremento de la demanda de energía eléctrica.

La comparación del indicador de intensidad primaria con nuestro entorno geográfico inmediato puede apreciarse en el Gráfico 8.1. La tendencia del indicador es claramente decreciente en el conjunto de la UE y en países como Reino Unido, frente a la tendencia creciente, y en los últimos años estabilizada, en España —especialmente, desde la segunda mitad de la pasada década— y un comportamiento más oscilante en el caso de Francia, pero marcadamente decreciente, también, desde 1995.

GRÁFICO 8.1
Intensidad primaria (base 1985=100)

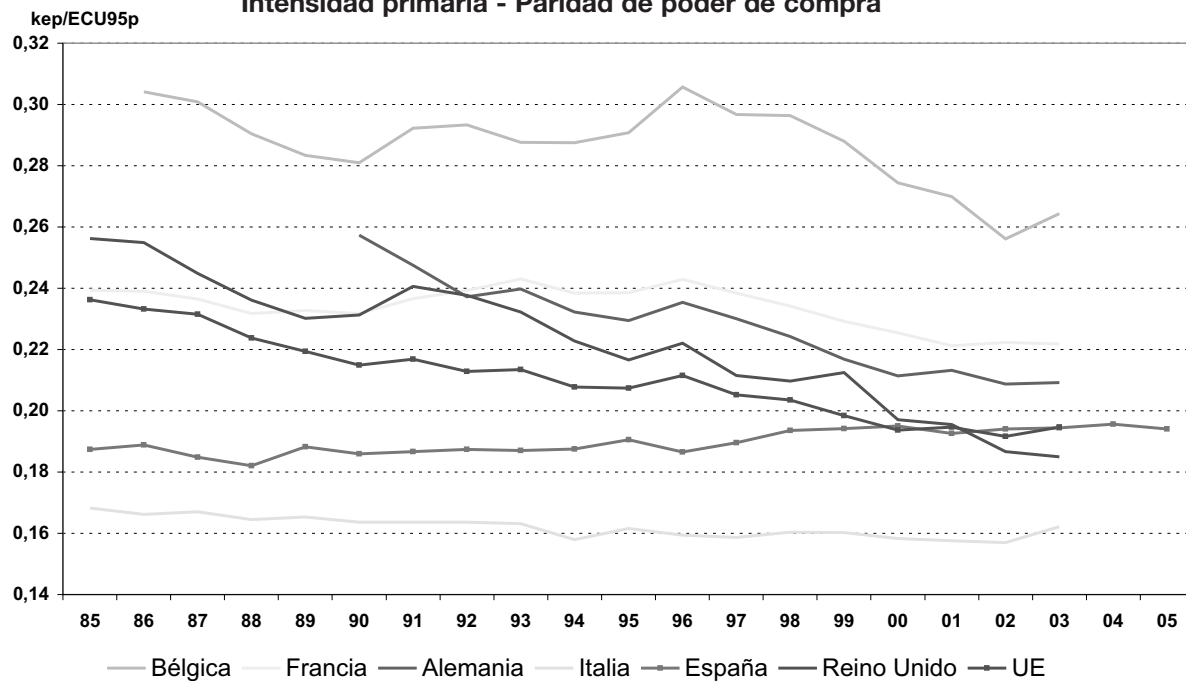


Fuente: EnR/IDAE

Ahora bien, si España muestra desde 1985 una tendencia en el indicador de intensidad primaria contraria a la media europea —en el periodo 1985-2003 la UE ha mejorado su intensidad energética en 18 puntos porcentuales mientras que España la ha aumentado en 4 puntos—, la comparación de este indica-

dor a paridad de poder de compra, Gráfico 8.2, pone de manifiesto que en estos momentos la posición de nuestro país es pareja con la media de la UE, mostrando el indicador de primaria de ambas una tendencia a la estabilización desde comienzos de siglo.

GRÁFICO 8.2
Intensidad primaria - Paridad de poder de compra



Fuente: EnR/IDAE

Los consumos de energía final, excluidos los usos no energéticos, superaron ligeramente en 2005 los 99 millones de tep con un incremento medio anual del 2,3%, valor sensiblemente inferior a los registrados durante los últimos diez años, periodo en el cual el consumo de energía final ha crecido a una tasa media interanual del 4,4%. La moderación en el crecimiento de los consumos de casi todas las fuentes energéticas, a excepción de la electricidad que mantiene un crecimiento estable comprendido entre el 4 y el 4,5 por ciento, ha sido el motor impulsor de esta moderación en el crecimiento de la demanda final experimentada en el ejercicio pasado.

El consumo final de carbón, con un incremento menor al 1% en el último año, se encuentra estabilizado en torno a los 2.400 ktep, mostrando una tendencia similar a la mayoría de los países europeos, dado que se concentra, fundamentalmente, en dos sectores industriales, siderurgia y fábricas de cemento, que consumen más del 80% del total, repartiéndose el resto entre otras industrias y el sector residencial.

El consumo de productos petrolíferos para usos finales se ha estabilizado durante el último año con un crecimiento de tan sólo un 0,1%, en contraposición al 2,7% del año anterior, derivado, especialmente, de la evolución del sector del transporte, con crecimientos de los consumos de carburantes inferiores a los de años anteriores. Pese a ello, se mantiene el aumento en el consumo de querosenos de aviación y de gasóleos A y B, mientras la demanda

de gasolinas y fuelóleos continúa descendiendo.

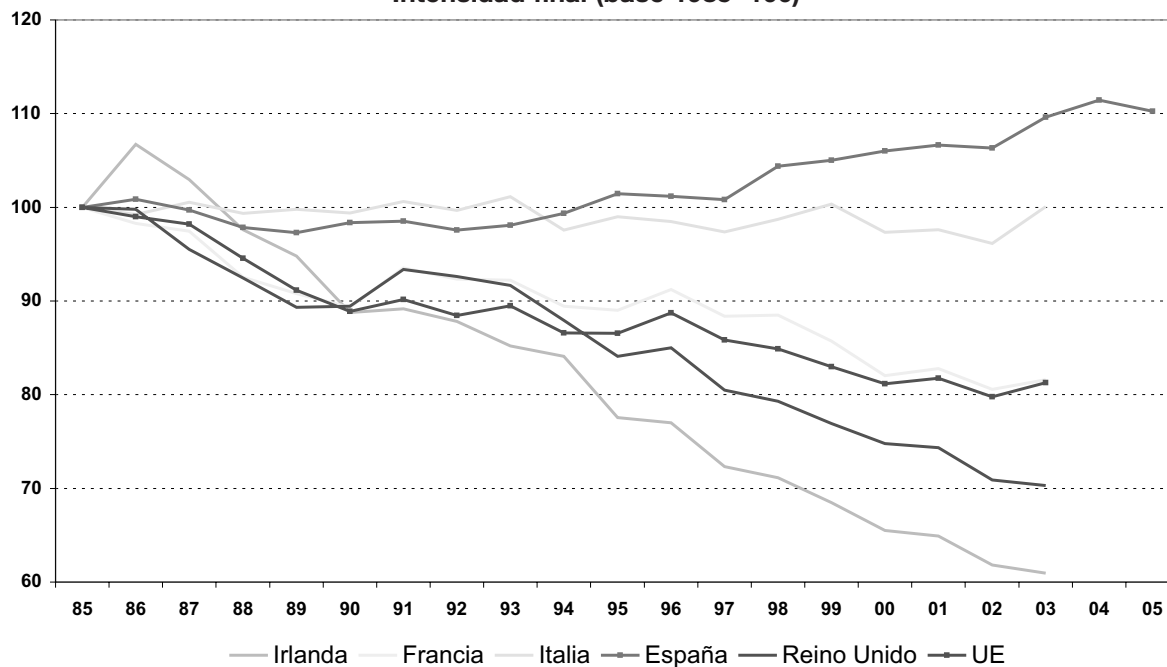
La demanda de energía eléctrica aumentó el 4,4% en 2005, atribuible a la actividad económica y potenciada por las diferencias de laboralidad y temperaturas entre los dos últimos años. Las tasas de crecimiento del consumo eléctrico en los dos últimos años han supuesto una moderación significativa respecto de las de los años anteriores.

Los consumos de gas, por su parte, crecieron, como en años anteriores, muy por encima del conjunto de la energía final, un 8,5% con respecto al 2004, año en el aumentaron el 7,2%.

Esta moderación en el crecimiento de los consumos finales se ha traducido en una mejora del 1,1% en el indicador de intensidad final de España, frente a un crecimiento medio interanual en el periodo 2000-2005 del 0,8%. Se rompe así la tendencia alcista registrada continuamente por el indicador de intensidad final desde mediados de la década de los noventa, a excepción del tímido retroceso del 0,3% experimentado en 2002.

La comparación de este indicador con los países de nuestro entorno pone de manifiesto que desde 1985 y hasta 2003 la UE ha mejorado su intensidad final en aproximadamente 20 puntos porcentuales, mientras que, en ese mismo periodo, España lo incrementó en 10 puntos.

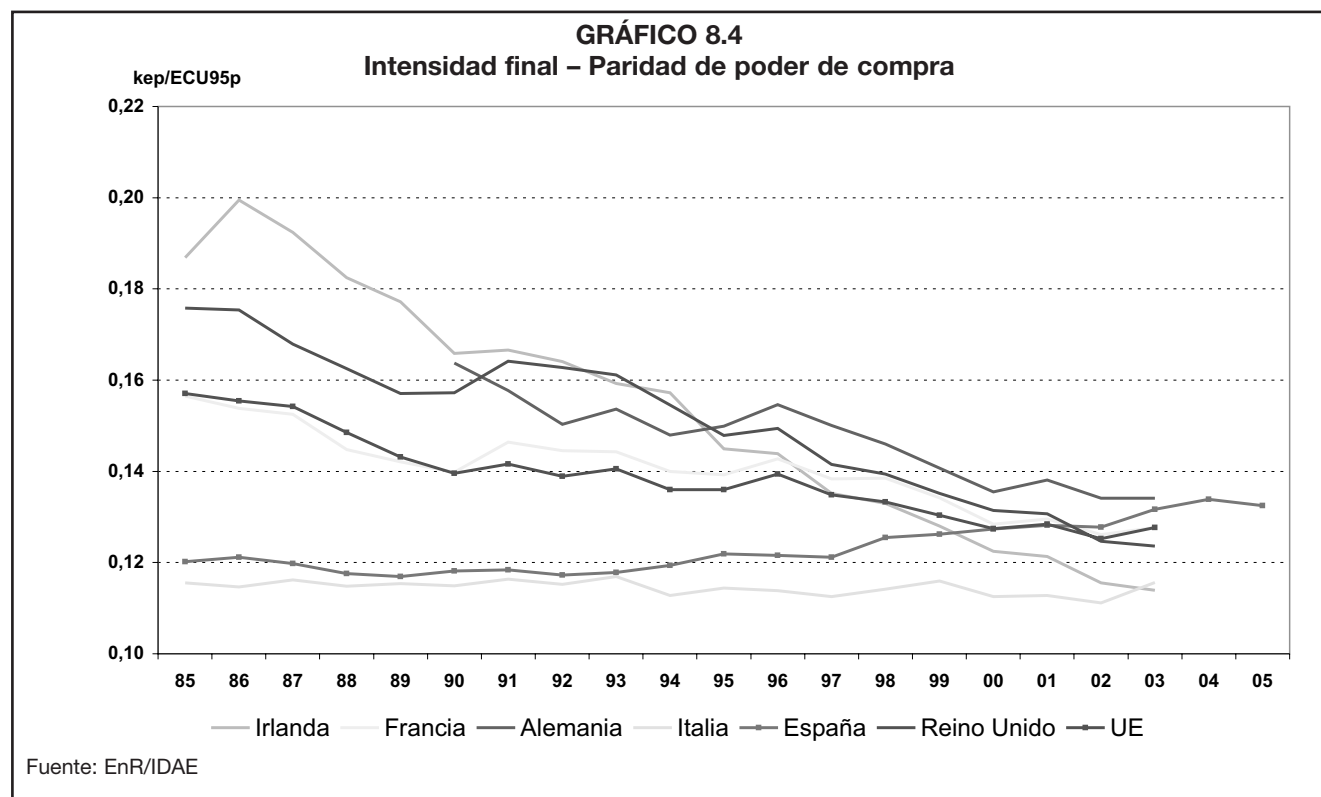
GRÁFICO 8.3
Intensidad final (base 1985=100)



Fuente: EnR/IDAE

Si embargo, la comparación de este indicador a igualdad de poder adquisitivo pone en evidencia valores similares a los de Alemania y superiores a la media de la UE en un escaso 3%. Adicionalmente, la

tendencia registrada por la UE y gran parte de los países de nuestro entorno, excepción hecha de Irlanda, pone de manifiesto una estabilización de este indicador en los actuales valores.



Eficiencia energética por sectores consumidores finales

Actualmente, en España se consume más del doble de energía que en 1980. También el consumo de energía final se ha multiplicado por 2 en los últimos 20 años, incrementándose a una tasa media interanual del 3,8% frente al 3,3% de crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) y generando un aumento de la intensidad final, en el periodo 1985-2005, de diez puntos porcentuales. La moderación registrada durante el último año por el consumo final, un 2,3% con respecto a 2004, supone que, por primera vez desde 1996, su crecimiento se sitúe por debajo del PIB.

Los últimos datos sectorizados disponibles, correspondientes al año 2004, señalan que los consumos de gas natural representan ya el 41% de los consumos energéticos totales en el sector industrial y un 19% de los consumos del sector residencial. Como se viene constatando en los últimos años, los consumos eléctricos continúan creciendo

de manera notoria en los sectores doméstico, un 6,4% en el año 2004, y servicios, un 5,4%.

El análisis sectorial del consumo de energía final informa sobre un reparto estabilizado entre los diferentes sectores consumidores desde comienzos de siglo. El transporte, pese a presentar tasas de crecimiento interanuales superiores al 4%, representa en torno al 39% de los consumos finales de energía, lejos ya de la participación del 42% registrada en 1997. El sector industrial registra una aportación de alrededor de un 31% a los consumos finales energéticos, habiendo ralentizado en 2004 el crecimiento de su consumo energético al 4,1%, en contraste con el 8,7% registrado en el año 2003. Por su parte, el conjunto del sector usos diversos, que viene registrando desde comienzos de siglo crecimientos altos y sostenidos, aporta en torno al 30% de los consumos de energía final.

En este epígrafe, se va a presentar la evolución reciente de la intensidad energética en los principales sectores de consumo final: industria, transporte, doméstico y servicios.

Sector Industria

Los consumos energéticos del sector industrial, incluidos los usos no energéticos destinados a materias primas de diferentes procesos industriales, suponen cerca del 37% del total de los consumos finales. Este peso del sector en los consumos de energía final baja hasta el 31% cuando se consideran exclusivamente, como debe hacerse para realizar un análisis energético riguroso, los usos energéticos. Dentro del sector, coexisten sectores productivos muy diferentes en cuanto al comportamiento energético.

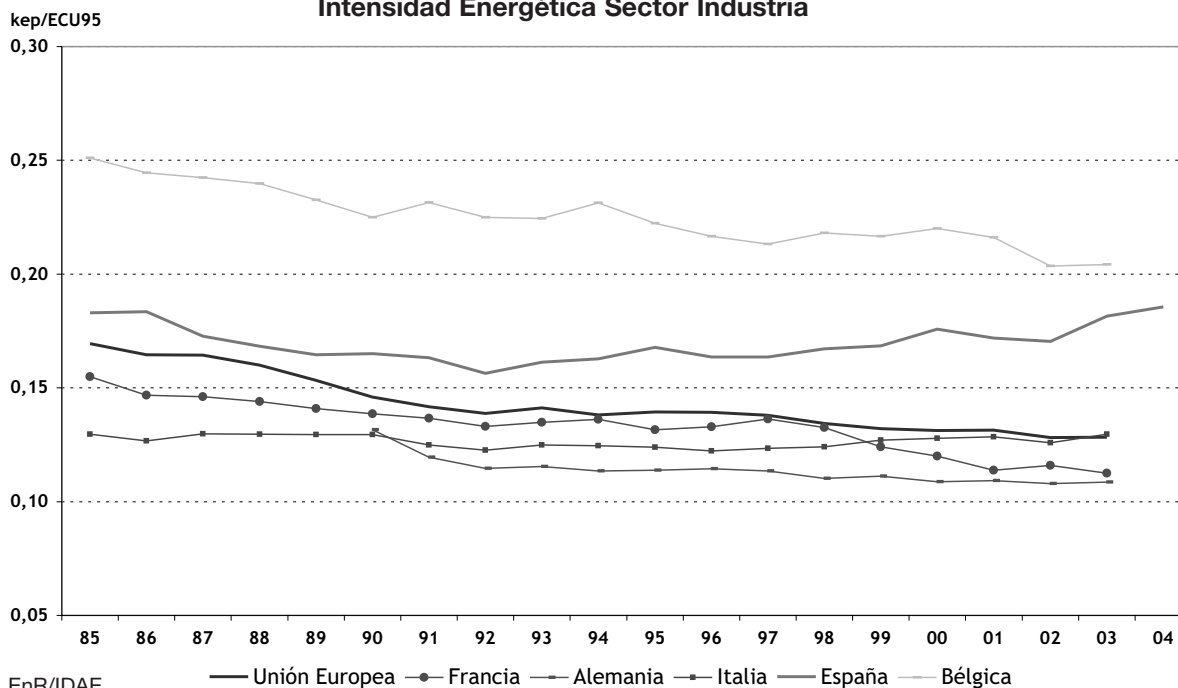
Los sectores con más consumo final energético son el de Minerales No Metálicos y el de Siderurgia, que consumen 6,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo al año, el primero, y algo más de 5 millones el segundo. Con un consumo energético ligeramente por encima de los 4 millones de tep anuales, y ocupando las tercera posición en cuanto a consumo de energía final, se encuentra el sector Químico —de especial relevancia si se considera que los consumos no energéticos de naftas y gas natural superan al consumo energético y alcanzan casi los 5 millones de tep—. El cuarto gran consumidor industrial es el sector de Alimentación, Bebidas y Tabaco que alcanza los 3 millones de tep de consumo anual y, cerrando el grupo de sectores con alto consumo final energético, se encuentra el sector de Pasta, Papel

e Impresión con un consumo de aproximadamente 2,3 millones de tep anuales. Este conjunto de cinco sectores industriales supone prácticamente, las tres cuartas partes de la demanda energética del sector industria.

El vector energético de este sector se encuentra liderado por el consumo de gas natural, que suministra el 40% de la demanda energética del sector. La segunda fuente energética en importancia es la electricidad, con un aporte del 29% a los consumos energéticos. Los productos petrolíferos, que con anterioridad a las primeras crisis petrolíferas representaban más del 50% del abastecimiento energético del sector, representan en la actualidad un escaso 18%. Por su parte, el carbón suministra cerca del 8% de la demanda energética industrial, localizándose el 90% de estos consumos en la siderurgia. Por último, las energías renovables aportan del orden de 1.360 ktep, aproximadamente el 5% del consumo final energético del sector, de los cuales el 60% se consumen en los sectores de papel y madera.

La evolución de la intensidad energética, así como la comparación con la UE y algunos países de nuestro entorno geográfico inmediato, se refleja en el Gráfico 8.5. Como puede observarse, la tendencia decreciente del indicador de intensidad final del sector industrial en España se rompe a partir del año 1992, mostrando desde entonces tenden-

GRÁFICO 8.5
Intensidad Energética Sector Industria



Fuente: EnR/IDAE

cias al alza con pequeños periodos de estabilización (1996-1999 y 2000-2002). Esto ha dado lugar a que, mientras que la media de la UE ha mejorado su intensidad energética entre 1985 y 2003 en 24 puntos porcentuales, España, en ese mismo periodo, sólo ha conseguido mejorar de su índice de intensidad en apenas 1 punto.

Las diferentes evoluciones y magnitudes de la intensidad energética en España respecto a la UE-15 y a los principales países de nuestro entorno se explican en buena medida por las diferentes estructuras de producción industrial. En España el valor añadido del sector de la construcción se acerca al 35% del total del valor añadido industrial, mientras que en la UE-15 este sector representa algo menos del 20%. La alta actividad registrada por este sector en España durante los últimos años genera una gran demanda de productos provenientes en su mayoría del sector Minerales No Metálicos, muy intensivo en energía en gran parte de sus ramas (cemento, vidrio, etc.). Por su parte, en la UE-15 el sector industrial que genera más valor añadido es el de bienes de equipo —el 30% del total industrial—, sector de baja intensidad energética, mientras que en España este sector representa apenas el 18% del valor añadido industrial.

El índice de intensidad energética industrial en la UE-15 está, desde comienzos de la década de los noventa, prácticamente estabilizado con una ligera tendencia a la baja, en tanto que nuestro país el indicador muestra una ligera tendencia al alza desde mediados de los años noventa.

Pese a lo anterior, la intensidad industrial presenta una evolución diferente de la de las intensidades de los sectores doméstico y transporte, que ponen de manifiesto un acusado crecimiento de los consumos energéticos. Hay que reseñar el esfuerzo realizado por la industria española para la mejora de la eficiencia energética, especialmente, durante la primera mitad de los años ochenta, lo que ha permitido contener el crecimiento de los indicadores de intensidad más agregados: los indicadores de intensidad final y primaria. Esta evolución es diferente de la de los indicadores de intensidad de los sectores residencial, transporte y servicios.

Sector Transporte

Los consumos energéticos del sector transporte representaron, en 2004, el 39% del total de los consumos de energía final. El consumo de energía en el sector transporte se ha incrementado entre

los años 2000 y 2004 en 5,7 millones de toneladas equivalentes de petróleo, lo que ha supuesto una tasa de crecimiento media anual del 4,1%. Este incremento de consumo se deriva de los continuos crecimientos anuales en la demanda de gasóleos para automoción —6 millones de toneladas equivalentes de petróleo entre 2000 y 2004— que no se han visto compensados por el descenso de la demanda de gasolinas —1,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo en el mismo periodo—. Así, mientras la tasa media anual de incremento de la demanda de gasóleos se sitúa en el periodo en el 7,7%, los descensos medios anuales de la demanda de gasolina apenas llegan al 1%.

La carretera es el modo de transporte predominante en los consumos de energía. De los cerca de 38 millones de toneladas equivalentes de petróleo consumidos en 2004 en el sector transporte, el 81% correspondió a los tráficos de mercancías y viajeros por carretera. También este modo de transporte es el que experimentó los mayores crecimientos: el 5,1% de tasa interanual desde el año 2000, y el 4,6% en el último año.

El peso de la carretera en el total de los consumos se traduce en un elevado peso de los consumos de gasolinas y gasóleos en el total de la demanda energética del sector, del 80% del total en el año 2004. Los consumos de electricidad para el transporte crecen a medida que lo hacen los tráficos por ferrocarril. Por su parte, los consumos de biocarburantes aumentan a medida que lo hace la capacidad de producción de las plantas españolas de bioetanol y biodiesel.

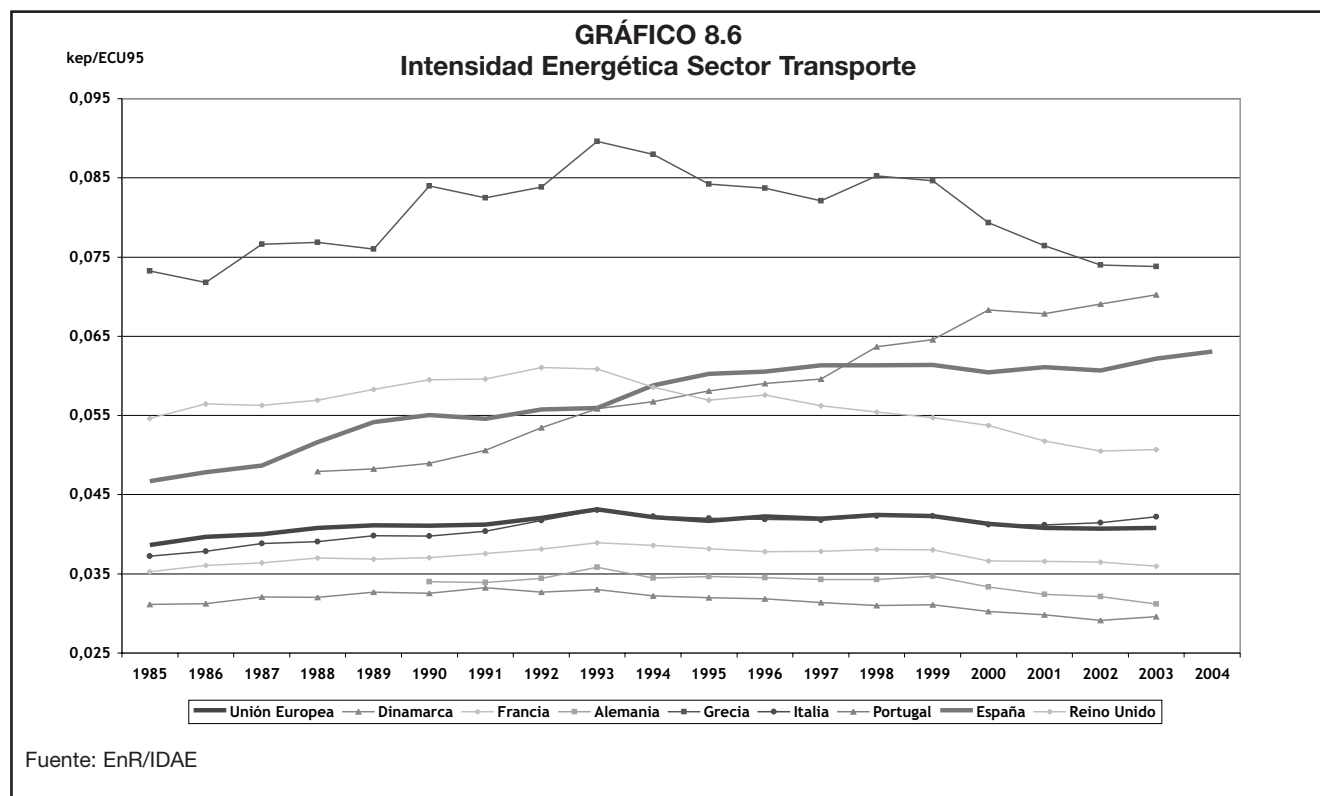
La intensidad energética del sector transporte se incrementa a una tasa anual del 1,1% desde el año 2000, lo que contrasta con la estabilización del índice de intensidad durante la segunda mitad de la década de los noventa.

También en el sector transporte la tendencia del indicador de intensidad en España es divergente de la de la media de la Unión Europea. Desde finales de la década de los noventa, se observa en la UE-15 una tendencia a la reducción del indicador que, en los primeros años del nuevo siglo, se ha traducido en una tasa media interanual de reducción del 2%. Las tasas medias de variación interanual de los indicadores de intensidad en España y la Unión Europea son coincidentes, pero de signo opuesto: positivas en España y negativas en la Unión Europea.

Las previsiones de crecimiento de los consumos del sector transporte, la dependencia de los derivados del petróleo y la elevada contribución del

sector a las emisiones totales de gases de efecto invernadero convierten al sector transporte en un sector clave a la hora de diseñar actuaciones para

la mejora de la eficiencia energética, como ha quedado patente en la elaboración del Plan de Acción 2005-2007.



Sector Residencial

El consumo de los hogares españoles durante el año 2004 se elevó a algo más de 16 millones de toneladas equivalentes de petróleo, con incremento sobre el año precedente del 6,4%. Con estos datos, la intensidad energética de los hogares españoles crece un 1,3% con respecto al año 2003, valor sensiblemente inferior a la tasa media interanual del 4,3% registrada en el periodo 2000-2004.

Este aumento de la demanda e intensidad energética del sector residencial español responde, en buena parte, a la adversa climatología registrada durante los últimos años, con unos grados-día en 2004 superiores en un 20% a los medios, lo que aumenta los consumos en calefacción. Así, el incremento registrado de la demanda energética se reduce hasta el 2,8% al realizar la corrección de los consumos al clima medio español.

Por otra parte, el aumento del número de hogares como consecuencia del fuerte crecimiento de la

población originado por el fenómeno de la inmigración —desde el año 2000, crecen a una tasa media interanual del 2,4%, en contraste con el 1,4% anual registrado en el periodo 1990-2000—, ejerce una presión al alza en los consumos energéticos del sector. El crecimiento del número de hogares no se traslada linealmente a incrementos de consumos, dado que también sufre variación el tamaño medio de la familia, que en el periodo 2000-2001, ha descendido en un 0,8%. Esto implica que ciertos consumos del hogar independientes del tamaño de la familia, como es el caso del consumo en calefacción, que representa más del 40% de la demanda energética de un hogar, se ven potenciados por el crecimiento del número de hogares, sufriendo incrementos superiores a éste.

Otro factor de significativa influencia en la demanda energética del sector residencial viene de la mano de la progresión de los equipamientos de los hogares. Si bien es cierto que los hogares españoles presentan tasas de equipamiento para electrodomésticos básicos (frigorífico, lavadoras, televisores, etc.) próximas al cien por cien, se están

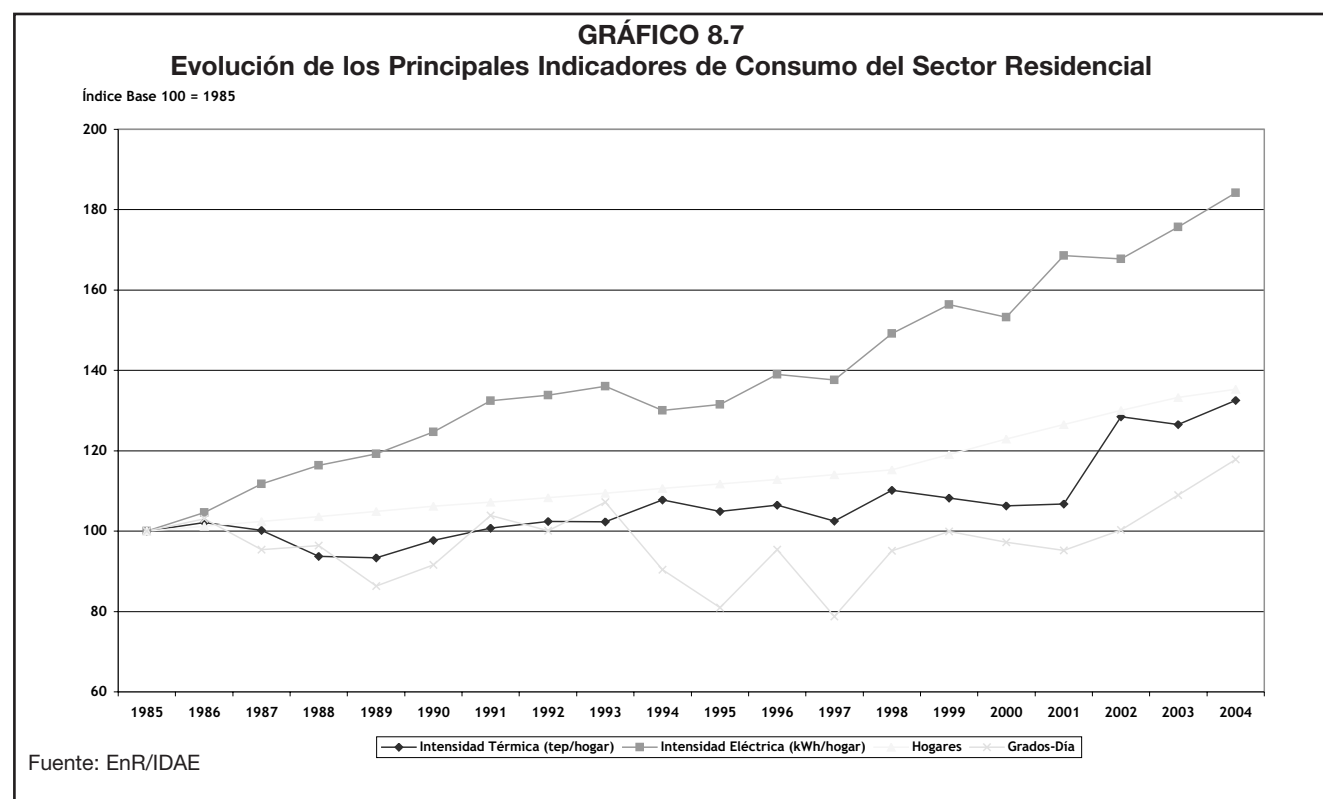
registrando una serie de fenómenos nuevos no registrados hasta ahora en el parque de equipamientos domésticos.

En primer lugar, se detecta una expansión del fenómeno de multiequipamiento, que tradicionalmente afectaba a ciertos electrodomésticos como la televisión, hacia otros electrodomésticos como los frigoríficos, lavadoras y equipos audiovisuales.

En segundo lugar, se registran en los últimos años fuertes crecimientos en equipamientos considerados hasta ahora de segundo orden. Según los datos de la Encuesta Continua de Presupuestos Familiares elaborada por el Instituto Nacional de Estadística (INE), en el periodo 1998-2003, los hogares equipados con aire acondicionado han aumentado a una tasa media anual del 28%; por su parte, el equipamiento de ordenadores lo hace

a un 14% y los hogares equipados con lavavajillas y microondas a un 12%, mientras que las familias que poseen equipos específicos de congelación crecen a un 7%.

Finalmente, desde la aparición de las cocinas eléctricas vitrocerámicas, se detecta un proceso de sustitución de las cocinas tradicionales (alimentadas a gas natural o GLP) por éstas: en el periodo 1998-2003, los hogares equipados con cocinas eléctricas han crecido a una tasa media anual del 16%, en detrimento de hogares con cocinas mixtas o no eléctricas que, en ese mismo periodo, han disminuido a un ritmo del 7 y el 1 por ciento anual, respectivamente. Este proceso de sustitución está teniendo como consecuencia el desplazamiento de los consumos térmicos para cocina hacia consumos eléctricos, con el consiguiente aumento de la intensidad eléctrica por hogar.

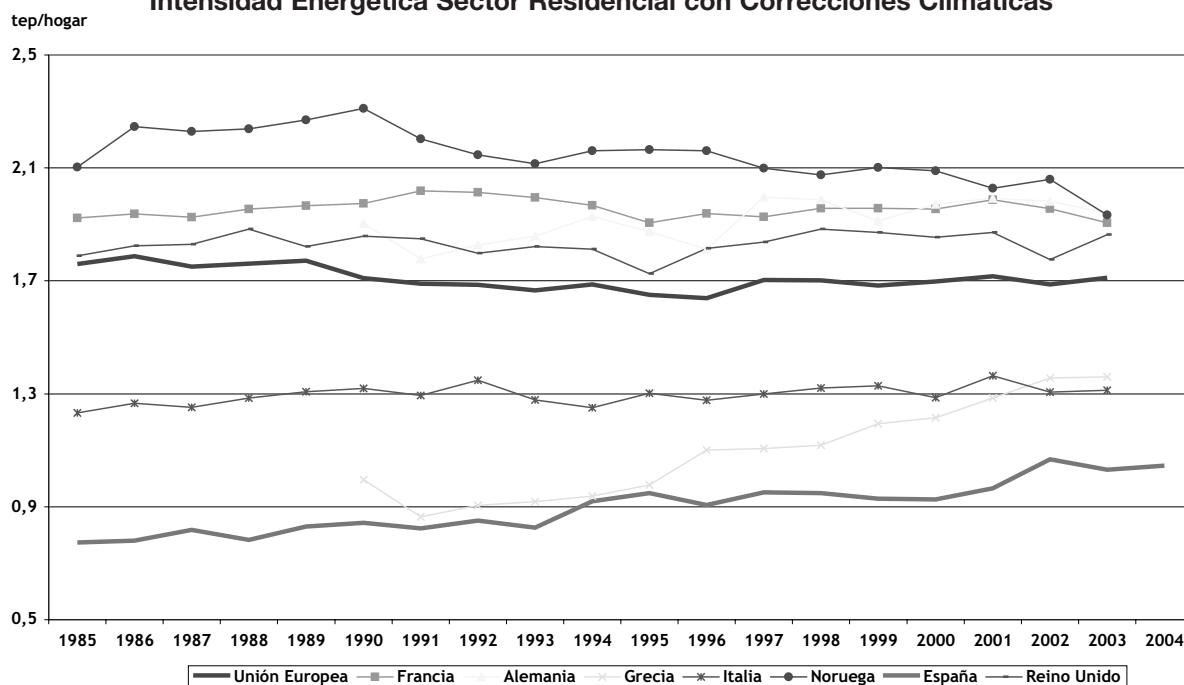


Los consumos de energía por hogar en España, 1,05 toneladas equivalentes de petróleo, se encuentran por debajo de la media de la UE-15 en un 32%. Los primeros años del nuevo siglo se han iniciado en nuestro país con una tendencia al alza que contrasta, claramente, con la evolución del indicador en la media de la UE-15, donde se encuentra estabilizado en torno a 1,7 toneladas equivalentes de petróleo por hogar. La diferencia

entre los crecimientos de los hogares registrados en la UE-15, ligeramente inferiores al 1%, y en España, con crecimientos superiores al 2%, y la estabilidad de los equipamientos familiares de la mayoría de países de la Unión Europea en contraste con los crecimientos antes comentados del equipamiento de los hogares españoles explican en buena medida las evoluciones divergentes entre los indicadores europeo y español.

GRÁFICO 8.8

Intensidad Energética Sector Residencial con Correcciones Climáticas



Fuente: EnR/IDAE

Sector Terciario

En 2004, el consumo de energía del sector terciario superó ligeramente los 9 millones de toneladas equivalentes de petróleo, representando en torno al 8% de los consumos finales de España. Dentro del sector, caracterizado por la heterogeneidad de sus actividades, el consumo se reparte en un 53% en oficinas, un 23% en comercio, un 12% en hostelería y restauración y un 12% repartido, a partes prácticamente iguales, entre hospitales y educación. El sector de oficinas viene mostrando, desde mitad de la última década del siglo pasado, una creciente actividad que se ha traducido en un crecimiento de su consumo energético a unas tasas medias interanuales superiores al 8% en el periodo 1995-2004.

El sector terciario representa casi el 60% del Producto Interior Bruto y su Valor Añadido Bruto ha venido creciendo a unas tasas medias interanuales del 3% durante la década de los noventa, acelerando este crecimiento hasta el 3,3% de media, durante los primeros cinco años del nuevo siglo.

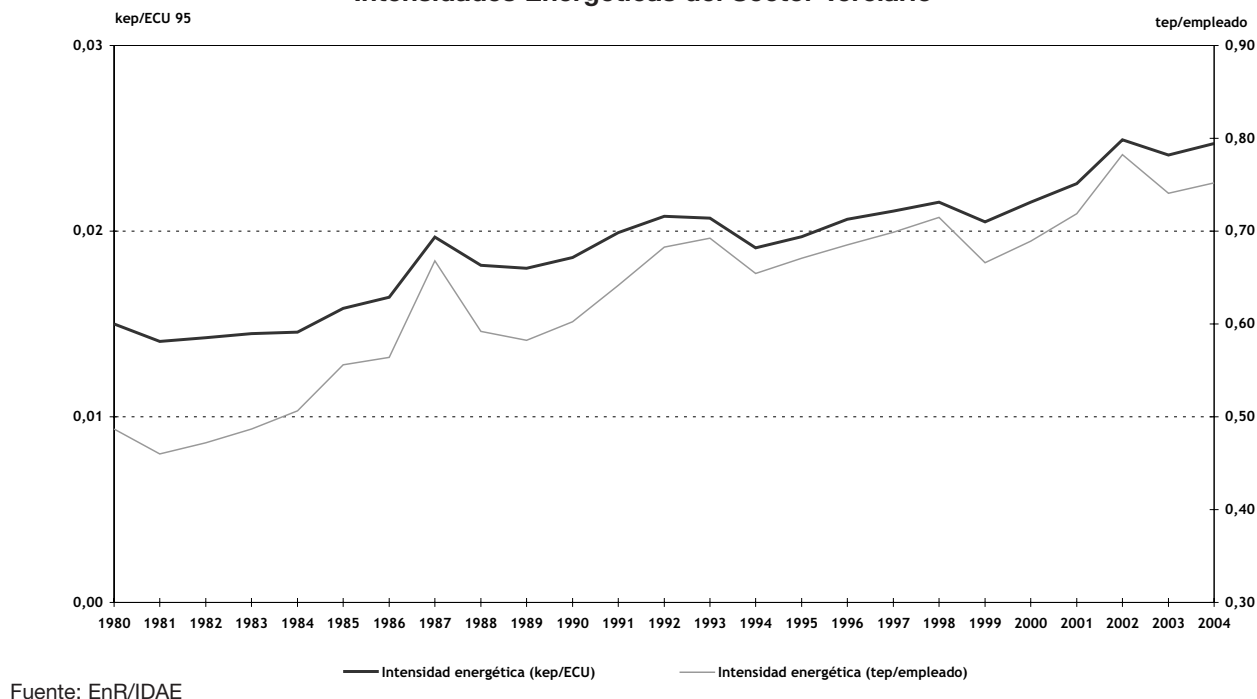
Pero el fuerte crecimiento de los consumos energéticos del sector —en los primeros cuatro años de este siglo los consumos energéticos han crecido a una tasa media interanual del 8,7%— viene asocia-

do no sólo al incremento de la actividad económica, sino también al rápido equipamiento registrado en

los sistemas de climatización (especialmente, aire acondicionado) de edificios de oficinas y centros comerciales. Se trata, por lo tanto, de un sector con crecimientos sostenidos en la actividad y en el tiempo, por lo que es de prever que su intensidad energética continuará incrementándose, como viene haciendo desde 1995, de no aplicarse medidas de eficiencia energética como las planteadas por el Plan de Acción 2005-2007.

Desde el último quinquenio del siglo pasado y hasta el año 2002 los indicadores de intensidad del sector terciario español y de la UE-15 convergen como resultado de dos tendencias opuestas: creciente para el caso español y decreciente para la UE-15. Por primera vez en la historia, en el año 2002, el indicador español supera al correspondiente a la media de la UE-15 en cerca de un 6%, situándose al mismo nivel que el indicador calculado para Bélgica y mostrando durante el año 2003 un comportamiento similar al de este país. En el año 2003, el diferencial entre el indicador español y el europeo se redujo hasta el 4%, mostrando ambos por primera vez una tendencia al alza.

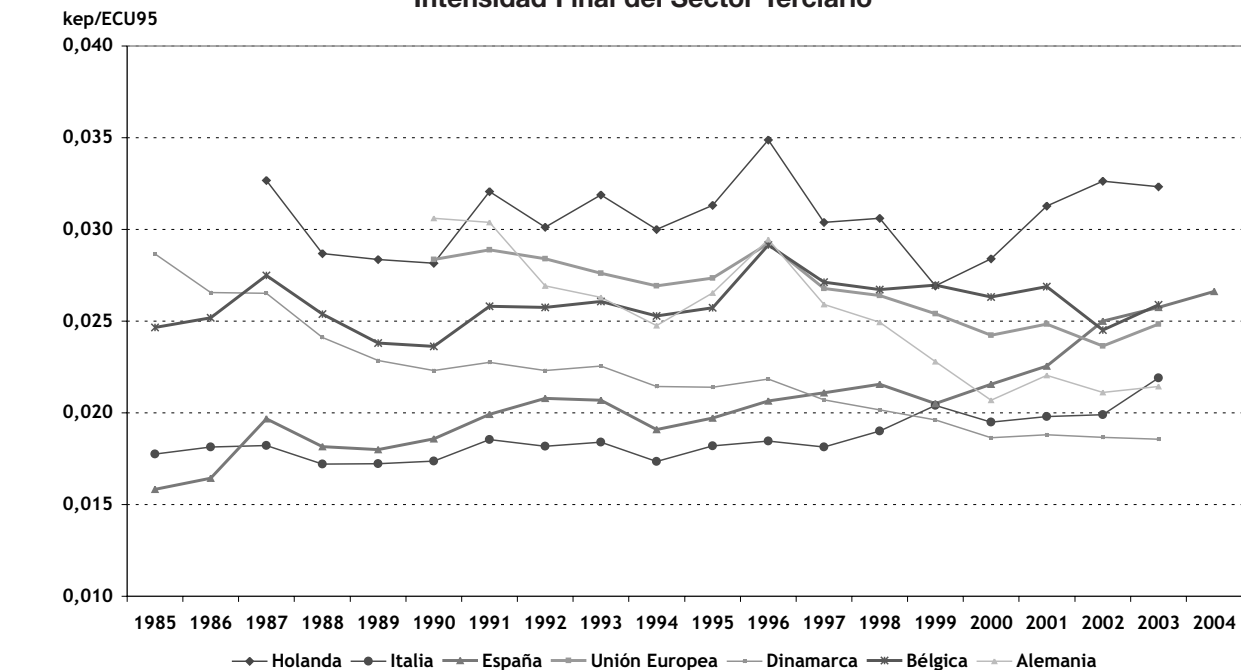
GRÁFICO 8.9
Intensidades Energéticas del Sector Terciario



El indicador calculado para España es superior al de países mediterráneos con clima semejante y, por lo tanto, con necesidades equiparables de energía para calefacción y aire acondicionado, como Italia. El importante peso del sector terciario en España —

y, dentro de éste, de las actividades ligadas al turismo, muy intensivas en consumos energéticos para climatización y agua caliente sanitaria en establecimientos hoteleros— explica las tendencias al alza del indicador.

GRÁFICO 8.10
Intensidad Final del Sector Terciario



8.2. COGENERACIÓN

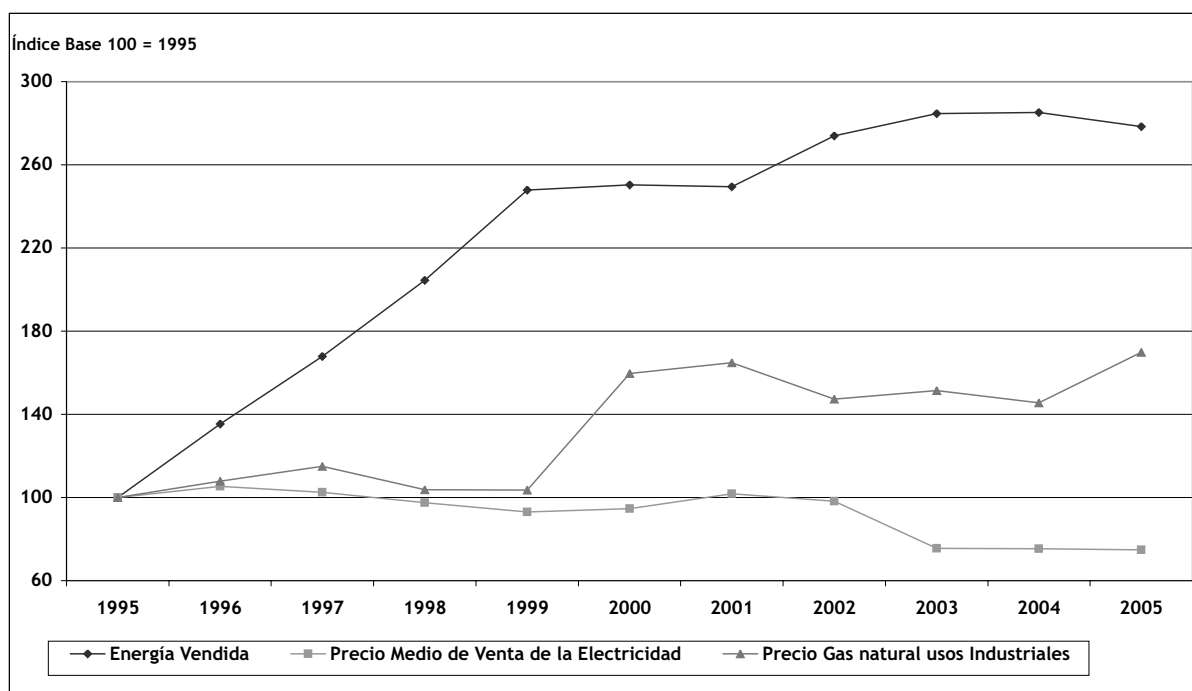
Por primera vez en la historia de la cogeneración en nuestro país, se ha registrado en el pasado año un descenso de la potencia en funcionamiento. De acuerdo con la Estadística sobre Ventas de Energía del Régimen Especial, elaborada por la Comisión Nacional de la Energía, a finales de 2005 se encontraban en funcionamiento instalaciones por un total de 5.772 MW, 16 MW menos que a finales de 2004. Por su parte, la energía vertida a la red por los cogeneradores registro también un descenso del 2,4% respecto al año anterior.

Según esta misma fuente, durante el 2005 se pusieron en funcionamiento un total de 3,3 MW —2,5 de

gas natural y 0,8 de gasoil— en instalaciones ya en funcionamiento, mientras que no funcionaron 2 instalaciones alimentadas por fuel oil que totalizaron 19,5 MW.

El descenso, tanto de la potencia en funcionamiento como de la energía vertida a la red, parece responder, en buena medida, al aumento progresivo en los últimos años del precio del gas natural —durante el año 2005, el precio del gas natural para usos industriales se ha incrementado en un 16%—; por otra parte, el abaratamiento de los precios de la energía eléctrica vendida a red —desde 1995 ha disminuido en 25 puntos porcentuales— ha provocado que las instalaciones basadas en fuel oil o gasóleo operen por debajo de sus niveles de rentabilidad.

GRÁFICO 8.11
Energía Vertida a Red y Precios del Gas Natural y Electricidad Vendida



Fuente: CNE, AIE e IDAE

La última información disponible y detallada sobre el sector de la cogeneración se corresponde con la Estadística 2004 de Centrales de Cogeneración, realizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con la colaboración del IDAE. Según los datos de esta estadística, la potencia en funcionamiento a finales de 2004 se elevaba a 5.803 MW. La aparente discrepancia entre esta cifra y la suministrada por la Estadística sobre Ventas de Energía del

Régimen Especial, de la CNE, se explica debido a que este organismo realiza su estadística según los grupos que componen el Régimen Especial, por lo cual únicamente contabiliza en el Grupo de Cogeneración las instalaciones alimentadas por combustibles convencionales, contabilizando las instalaciones de cogeneración de biomasa y biogás en sus correspondientes grupos del Régimen Especial.

La evolución del sector, de acuerdo con la Estadística de Centrales de Cogeneración del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, entre los años 1998 y 2004 aparece reflejada en Cuadro 8.5. Como puede observarse en el mismo, la potencia en funcionamiento ha pasado de incrementos en el entorno del 10% entre los años 2000 y 2002 a crecimientos meramente vegetativos en los años 2003 y 2004 —2,9 y 0,7 por ciento, respectivamente—, coincidiendo con la caída de los precios de venta de la electricidad vertida a la red.

Los sectores que en 2004 han incrementado, en términos relativos, su potencia significativamente han sido el de Extracción de Combustibles Sólidos (31%), el sector Servicios (6,8%) y Productos Minerales No Metálicos (5,9%). En el lado contrario, las disminuciones de potencia las lidera el sector de Transporte y Comunicaciones (-22%) seguido del sector de Extracción (-4,2%) y la Industria Química (-2,4%).

CUADRO 8.5.-Potencia Instalada y Número de Instalaciones

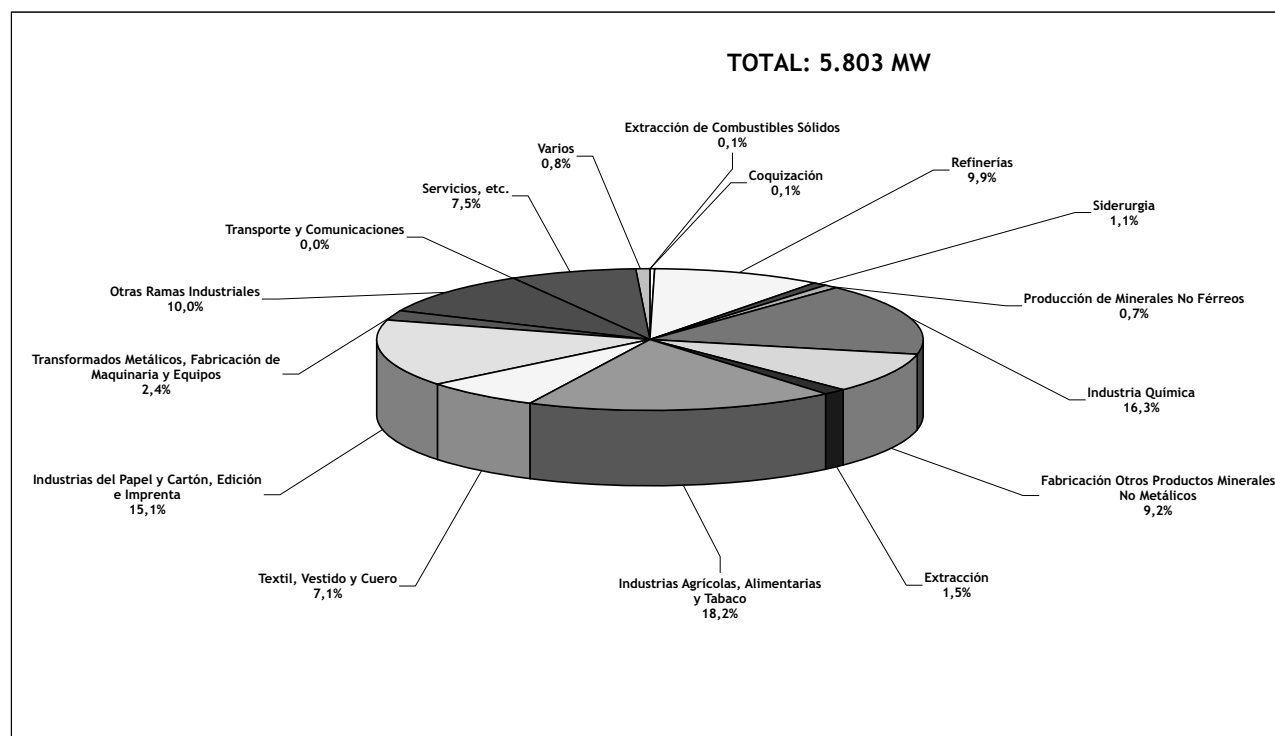
Sector	POTENCIA (MW)					INSTALACIONES (NÚMERO)				
	1998	2000	2002	2003	2004	1998	2000	2002	2003	2004
Extracción de Combustibles Sólidos	2,0	4,0	4,0	4,0	5,3	2	2	2	2	3
Extracción de Hidrocarburos; Serv. Anejo	7,0	—	—	—	—	1	—	—	—	—
Coquización	9,0	6,5	6,5	6,5	6,5	1	1	1	1	1
Refinerías	485,4	580,0	580,0	580,0	577,2	11	12	11	11	11
Siderurgia	48,0	54,0	62,6	62,6	62,7	4	4	6	6	6
Producción de Minerales No Férreos	11,0	36,0	36,0	41,4	41,4	1	7	7	8	8
Industria Química	541,4	583,8	975,7	967,0	944,2	49	51	60	58	54
Fabricación Otros Productos Minerales No Metálicos	433,4	485,7	540,7	506,2	535,9	139	152	160	152	157
Extracción	104,0	95,6	86,8	91,6	87,8	8	9	8	9	8
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	531,4	849,6	1.032,5	1.045,3	1.057,0	72	110	137	137	138
Textil, Vestido y Cuero	373,4	373,9	409,0	408,6	412,0	58	63	66	63	61
Industrias del Papel y Cartón, Edición e Imprenta	534,4	601,0	799,3	874,6	875,7	59	71	75	79	75
Transformados Metálicos, Fabricación de Maquinaria y Equipos	114,0	133,5	136,8	134,9	136,9	14	19	21	19	20
Otras Ramas Industriales	328,4	413,7	525,2	587,9	580,8	48	70	79	84	83
Transporte y Comunicaciones	5,0	5,3	3,3	3,3	2,6	3	3	2	2	2
Servicios, etc.	176,0	268,6	358,6	404,8	432,4	45	66	93	88	98
Varios	45,0	42,2	42,2	42,2	44,2	16	16	16	16	15
TOTAL	3.748,8	4.533,6	5.599,4	5.761,0	5.802,5	531	656	744	735	740

Fuente: IDAE

La distribución de la potencia por sectores pone de manifiesto la mayor importancia relativa de la industria agroalimentaria, que con 138 instalaciones totaliza una potencia de 1.057 MW —el 18% de la potencia total en funcionamiento a finales de 2004—; seguida de las industrias química y del papel, cartón e impresión, que representan el 16% y 15%, respectivamente. También cabe destacar la contribución, sobre todo por el número de instala-

ciones, del sector terciario, que desde 1998 viene incrementando progresivamente tanto su número de instalaciones como su potencia —53 nuevas instalaciones desde 1998 con una potencia asociada de 256 MW—, alcanzando a finales de 2004 un total de 98 instalaciones y 432 MW; un 7% del total de la potencia instalada a finales de dicho año.

GRÁFICO 8.12
Sectorización de la Potencia Instalada a Finales de 2004



Fuente: IDAE

La desaceleración en el ritmo de potencia instalada de cogeneración se hace patente en todos los sectores de aplicación, incluso los que han venido siendo en los últimos años los impulsores del crecimiento presentan durante los dos últimos años señales de estancamiento o desaceleración. En este sentido, es de destacar que sectores que tradicionalmente han venido registrando importantes ampliaciones anuales de potencia, como el Alimentación, Bebidas y Tabaco o el de Servicios —crecimientos anuales de potencia entre 1998 y 2003 superiores al 15%— han registrado en 2004 incrementos de potencia de tan sólo el 1 y el 7 por ciento, respectivamente.

El análisis de la potencia instalada por tecnologías a

finales de 2004 pone de manifiesto que los motores de combustión interna, tanto en potencia instalada como en número de instalaciones en funcionamiento, son los líderes indiscutibles del sector, con una potencia instalada de 2.427 MW y 540 instalaciones. Le siguen en importancia los ciclos combinados, con 1.314 MW de potencia en funcionamiento y 41 instalaciones. También son representativas las instalaciones de turbina de gas, que a pesar de disponer de menor potencia en funcionamiento que los ciclos combinados, 1.036 MW, cuentan con más instalaciones que éstos, 106. Finalmente, las 53 turbinas de vapor, tanto de condensación como de contrapresión, en funcionamiento suponen un total de 1.025 MW.

CUADRO 8.6.-Potencia Instalada y Número de Instalaciones por Tecnologías

	POTENCIA INSTALACIONES		POTENCIA INSTALACIONES		POTENCIA INSTALACIONES		POTENCIA INSTALACIONES		POTENCIA INSTALACIONES	
	(MW)	(NÚMERO)	(MW)	(NÚMERO)	(MW)	(NÚMERO)	(MW)	(NÚMERO)	(MW)	(NÚMERO)
Ciclo Combinado	933,0	43	925,2	36	1.273,6	42	1.330,3	42	1.313,7	41
Vapor: Turbina a Contrapresión	552,0	43	602,5	44	764,0	45	729,8	44	724,3	43
Vapor: Turbina de Condensación	176,0	13	193,0	7	218,1	8	230,9	9	301,1	10
Turbina de Gas con Recuperación de Calor	785,0	85	935,8	99	1.034,4	108	1.086,0	111	1.036,2	106
Motor de Combustión Interna	1.303,0	347	1.877,1	470	2.309,3	541	2.384,0	529	2.427,3	540
TOTAL	3.749,0	531	4.533,6	656	5.599,4	744	5.761,0	735	5.802,5	740

Fuente: IDAE

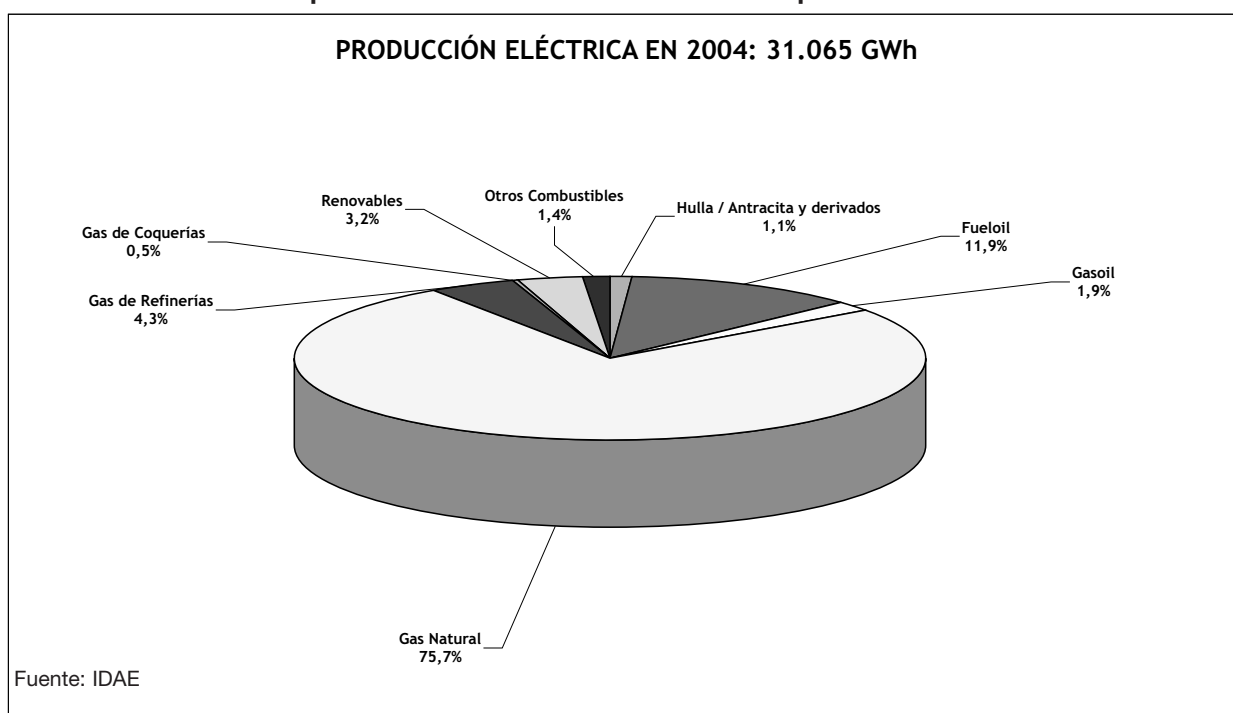
El mayor aumento de potencia registrado en 2004 se corresponde a instalaciones de cogeneración con turbinas de vapor de condensación (30%) seguidas, a distancia, de instalaciones con motores de combustión interna (2%). El resto de tecnologías, ciclo combinado, turbinas de vapor a contrapresión y turbinas de gas, reducen con respecto a 2003 su potencia instalada entre un 1 y un 5 por ciento.

La producción eléctrica en 2004 por las instalaciones de cogeneración, tanto la vertida a red como la consumida en las instalaciones asociadas a las centrales de cogeneración, alcanzó los 31.065 GWh,

con un incremento sobre 2003 del 2,2%, que contrasta con el 0,2% de crecimiento que registra la Comisión Nacional de la Energía en la electricidad vertida a red por lo cogeneradores.

El análisis de la producción eléctrica por tipo de combustibles pone de manifiesto una reducción generalizada de las producciones, a excepción de la producción de electricidad mediante gas natural que se incrementa en un tímido 8%, que contrasta con los crecimientos en torno al 17% registrado en años anteriores por este mismo combustible.

GRÁFICO 8.13
Reparto de la Producción Eléctrica 2004 por Combustibles



Las tres cuartas partes de la producción eléctrica de los cogeneradores proceden del gas natural, siendo destacable también la producción derivada del fuel oil, 12% y del gas de refinerías 4%. El 9% restante de la producción se reparte entre carbón, gasoil, energías renovables y otros combustibles (residuos industriales).

8.3. ENERGÍAS RENOVABLES

El consumo de energías renovables en 2005 alcanzó, según los datos provisionales elaborados por el IDAE, los 8.700 ktep, aportando un 5,9% de los consumos de energía primaria pese a la baja hidráulidad registrada durante el pasado año.

Con todo, la información anteriormente expuesta no sería un fiel reflejo de la actividad realizada en este vector energético, sino se destacara el principal acontecimiento ocurrido a lo largo del pasado año: la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999 – 2010 (PFER) y la subsiguiente aprobación, por parte del Gobierno a finales del mes de agosto, de un nuevo Plan de Energías Renovables, más ambicioso, para el horizonte temporal de 2005-2010.

Considerando que las actuaciones del PFER daban lugar a unas elevadas inversiones asociadas, promovidas desde la Administración General del Estado, el propio Plan establecía un sistema de seguimiento que garantizaba el control, calidad y eficacia en la ejecución de aquellas actuaciones.

El sistema de seguimiento anterior establecía una Oficina del Plan de Fomento, que el propio Plan integraba en el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), que asumía las funciones de seguimiento y valoración de los progresos del Plan.

Asimismo, el anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, ya preveía en su capítulo 9 —Seguimiento y Control del Plan— la necesidad de disponer, en el año 2004, de la mejor información posible para identificar el nivel de consecución del Plan, y por tanto, poder fijar los nuevos horizontes hasta el 2010.

Balance del Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2004

Tal y como recoge el documento “Balance del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España durante el periodo 1999-2004”, elaborado por el IDAE, desde la aprobación de ese Plan, hasta finales de 2004, el consumo global de energías renovables había aumentado en España en 2,7 millones de toneladas equivalentes de petróleo anuales, crecimiento significativo, aunque insuficiente para alcanzar los objetivos fijados: hasta finales de 2004, el grado de cumplimiento alcanzaba el 28,4% del objetivo de incremento global establecido por el PFER.

Según el balance elaborado por el IDAE, en 2004, la contribución de las energías renovables al balance energético nacional alcanzó el 6,4% (6,9% si se considera un año medio). El consumo total de energías renovables en España ascendió en ese año a 9,1 millones de toneladas equivalentes de petróleo, ligeramente por debajo del nivel de 2003 (9,5 millones de tep). Este descenso se explica por la baja disponibilidad de recursos hídricos existente en 2004.

En relación con la generación de electricidad con fuentes renovables, la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, establecía unos objetivos indicativos para el año 2010 que, en el caso de España, suponen que la electricidad generada con estas fuentes en ese año deberá alcanzar el 29,4% del consumo nacional bruto de electricidad.

Los datos reales de producción indican que, mientras en el año 2001 la contribución de la generación eléctrica con renovables fue del 21,7%, en el año 2002 el porcentaje se reducía al 15,2%, como consecuencia de un mal año hidráulico, en 2003 el mismo porcentaje era del 22,5%, como consecuencia de un mejor año hidráulico, y en 2004 la cobertura se redujo al 19,4% al disminuir la hidraulicidad.

Como conclusión general del balance, los resultados disponibles al cierre de 2004 indicaban que existían varias razones de peso que aconsejan la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010:

- Principalmente, por el hecho de que las previsiones iniciales de crecimiento absoluto del Plan en algunas áreas no se están cumpliendo y, por lo tanto, sería necesario afrontar el riesgo real de no alcanzar los objetivos finales establecidos para el año 2010.
- Adicionalmente, por razones de adecuación al sistema energético en su conjunto, ante la evidencia de que los consumos de energía están creciendo de manera continuada y por encima de lo previsto, lo que dificulta el cumplimiento de los objetivos globales de cobertura con fuentes renovables del 12% de la demanda de energía primaria y del 29,4% del consumo bruto de electricidad en 2010.
- Además, considerando la necesidad de ampliar los objetivos de consumo de biocarburantes para alcanzar, en 2010 y de acuerdo con la Directiva europea, el 5,75% del consumo de gasolinas y gasóleos comercializados en nuestro país para el transporte.
- Y, finalmente, con vistas a reforzar el necesario cumplimiento de los compromisos medioambientales internacionales adquiridos recientemente por el Gobierno español en materia de lucha contra el cambio climático y desarrollo sostenible.

Plan de Energías Renovables 2005-2010

Era necesario, pues, una nueva herramienta de planificación para el desarrollo de las energías renovables que incluyera los nuevos condicionantes aparecidos desde la aprobación del PFER. En primer lugar, los incrementos en el consumo de energía primaria y final, y por añadidura de la intensidad energética, por encima de lo previsto: se superaba el 3,3% medio anual en el periodo 2000-2004. En segundo lugar, la necesidad de adecuarse a las Directivas de electricidad renovable y promoción de los biocarburantes (Directiva 2001/77/CE y Directiva 2003/30/CE). Finalmente, había que considerar determinados compromisos de carácter medioambiental, especialmente los derivados del Plan Nacional de Asignación de Emisiones.

Bajo estos condicionamientos se elaboró y aprobó —en Consejo de Ministros del 26 de agosto de 2005— el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-

2010, que constituye la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 hasta ahora vigente. Con esta revisión, se trata de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010, así como de incorporar los otros dos objetivos indicativos —29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para ese año— adoptados con posterioridad al anterior Plan. El nuevo Plan, entre otras novedades, revisa y modifica de manera sensible los objetivos referidos a la energía eólica, solar fotovoltaica y termoeléctrica, así como los de producción de biocarburantes.

El análisis detallado del consumo de energía y de los factores que inciden en él, junto a la formulación de escenarios, resultan básicos para vislumbrar la posible evolución futura y establecer e integrar los objetivos de la política energética de acuerdo con las perspectivas de evolución de la estructura energética general.

Con vistas a realizar una evaluación previa de los posibles escenarios de evolución de cada tecnología y de su adecuación a los compromisos existentes, se ha realizado un análisis exhaustivo, área por área, de las posibilidades de desarrollo a lo largo del periodo de ejecución del Plan. Con este objetivo, se diseñaron tres escenarios posibles de evolución tecnológica en cada área renovable:

- Escenario Actual. Asume las pautas de crecimiento en cada una de las áreas renovables que se vienen registrando desde la aprobación del Plan de Fomento. En conjunto, resulta totalmente insuficiente para alcanzar los mencionados compromisos.
- Escenario Probable. Considera la evolución más probable de las energías renovables durante los próximos años, de acuerdo con las condiciones de desarrollo actuales y las posibilidades de crecimiento adicional en cada área, con vistas a alcanzar los compromisos adquiridos. Requiere la adopción de medidas específicas para superar las barreras actualmente existentes y supone un importante incremento de la contribución global de las renovables respecto al escenario anterior.
- Escenario Optimista. Considera unos umbrales de crecimiento muy altos, dentro de lo potencialmente alcanzable, para cada una de las áreas renovables hasta el año 2010. Supone la adopción de medidas inmediatas para alcanzar esas altas tasas de incremento y, en conjunto, representa una contribución global aún mayor que la del escenario anterior.

Posteriormente, se realizó una evaluación integrada destinada a estimar el impacto de cada uno de los anteriores escenarios tecnológicos sobre el conjunto del sistema energético y, con ello, el umbral de cobertura con renovables alcanzado en 2010. Para ello, se definieron también en este contexto diferentes posibles escenarios, que quedaron finalmente resumidos a dos escenarios de evolución energética general:

- Escenario Tendencial. Recoge las tendencias económicas y energéticas actuales, presentando lo que se considera la perspectiva futura más probable, sin nuevas actuaciones de política energética. En este escenario, se mantiene un ligero crecimiento de la intensidad energética primaria durante los primeros años y se reduce en los siguientes, para acabar la década con niveles similares a los de 2004.
- Escenario de Eficiencia. Con respecto al escenario anterior, considera las mejoras de eficiencia en los sectores de consumo final que contempla la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4).

Aunque el desarrollo de los recursos renovables y la mejora de la eficiencia energética son dos elementos básicos de una misma política energética, se ha considerado más prudente no supeditar el cumplimiento de una parte de esa política —los objetivos a establecer en el nuevo PER— al cumplimiento de la otra, por lo cual se ha elegido como escenario energético de referencia el escenario tendencial.

Los análisis cruzados realizados entre los diferentes escenarios tecnológicos y el escenario energético Tendencial pusieron de manifiesto que el escenario tecnológico Probable es el adecuado para satisfacer los objetivos perseguidos.

De acuerdo con todo ello, los objetivos globales del nuevo PER 2005-2010 fijan una contribución de las fuentes renovables del 12,1% del consumo de energía primaria en el año 2010, una producción eléctrica con estas fuentes del 30,3% del consumo bruto de electricidad, y un consumo de biocarburantes del 5,83% sobre el consumo de gasolina y gasóleo previsto para el transporte en ese mismo año.

Por áreas, destaca la importante contribución prevista de la energía eólica, que eleva hasta 20.155 MW el objetivo de potencia instalada en 2010, con una producción estimada de 45.511 GWh en ese año.

Se incrementan también de forma importante los objetivos de biocarburantes —desde 0,5 millones de

tep que contemplaba el Plan de Fomento, a 2,2 millones de tep en 2010—, solar fotovoltaica —que ahora sitúa su objetivo en 400 MW instalados para el año 2010—, solar termoeléctrica, que eleva su objetivo a 500 MW, y biogás.

Con respecto a la biomasa, hay que diferenciar entre la destinada a generación de electricidad y la de usos térmicos. En la primera, el objetivo de crecimiento en el periodo 2005-2010 se sitúa en 1.695 MW, para cuyo desarrollo se cuenta, entre otros, con tres elementos:

- La puesta en marcha de un programa de co-combustión, para la combustión conjunta de biomasa y carbón en centrales existentes de

este combustible fósil.

- Un sensible incremento de la retribución a la electricidad generada en instalaciones de biomasa eléctrica, que se propone.
- La ya existente Comisión Interministerial de la Biomasa, cuyo funcionamiento se espera dinamice el mercado potencial.

Y en lo que respecta a la biomasa térmica, el objetivo de incremento hasta 2010 asciende a 583 ktep, y para ello se cuenta, entre otras actuaciones, con mejorar la logística de suministro de los residuos y con una nueva línea de apoyo a la inversión a fondo perdido que se propone.

CUADRO 8.7.-OBJETIVOS DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

	Situación en 2004 [año medio (1)]			Objetivo de incremento 2005-2010 (2)			Situación Objetivo en el año 2010		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (Ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (Ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (Ktep)
<i>Generación de electricidad</i>									
Hidráulica (> 50 MW) (3)	13.521	25.014	1.979	0	0	0	13.521	25.014	1.979
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.897	5.794	498	360	687	59	3.257	6.480	557
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	5.421	466	450	1.271	109	2.199	6.692	575
Biomasa	344	2.193	680	1.695	11.823	4.458	2.039	14.015	5.138
Centrales de biomasa	344	2.193	680	973	6.787	2.905	1.317	8.980	3.586
Co-combustión	0	0	0	722	5.036	1.552	722	5.036	1.552
R.S.U.	189	1.223	395	0	0	0	189	1.223	395
Eólica	8.155	19.571	1.683	12.000	25.940	2.231	20.155	45.511	3.914
Solar fotovoltaica	37	56	5	363	553	48	400	609	52
Biogás	141	825	267	94	592	188	235	1.417	455
Solar termoeléctrica	-	-	-	500	1.298	509	500	1.298	509
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	27.032	60.096	5.973	15.462	42.163	7.602	42.494	102.259	13.574
	m2 Solar t. baja temp.		(Ktep)	m2 Solar t. baja temp.		(Ktep)	m2 Solar t. baja temp.		(Ktep)
<i>Usos térmicos</i>									
Biomasa			3.487			583			4.070
Solar térmica de baja temperatura	700.805		51	4.200.000		325	4.900.805		376
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			3.538			907			4.445
<i>Biocarburantes (Transporte)</i>									
TOTAL BIOCARBURANTES			228			1.972			2.200
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			9.739			10.481			20.220
<i>CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (Ktep)</i>									
(Escenario energético: Tendencial/PER)			141.567						167.100
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			6,9%						12,1%

(1): Datos de 2004, provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, apartir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004. No incluidos biogás térmico y geotermia, que en 2004 representan 28 y 8 Ktep.

(2): En los objetivos de incremento para el periodo 2005-2010, las producciones corresponden a un año medio de acuerdo con las potencias y las características de las instalaciones puestas en marcha durante ese periodo. Para las energías hidráulicas y eólica, sólo la mitad de la potencia instalada en el último año (2010) se ha traducido a producción en las columnas correspondientes.

(3): Incluye producción con bombeo puro.

Fuente: Plan de Energías Renovables 2005-2010

Por lo que se refiere al objetivo de generación de electricidad con renovables, las energías renovables aportarán en 2010 al sistema más de 100.000 GWh,

lo que se estima que represente un 30,3% del consumo bruto de electricidad en ese año.

CUADRO 8.8.-OBJETIVOS DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

	Año 2010
CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDAD	337.407
Total generación con Renovables (GWh)	102.259
% de Electricidad Renovables/Consumo Bruto de Electricidad	30,3%

Fuente: Plan de Energías 2005-2010

La contribución de los biocarburantes —2.200 ktep— al consumo previsto de gasolina y gasóleo en el transporte alcanzará el 5,83% en 2010, cumpliendo también de este modo con el objetivo indicativo del 5,75% establecido para ese año.

Respecto a los apoyos económicos considerados, con carácter general y por lo que se refiere a la generación de electricidad, cabe señalar que el principal apoyo previsto es el derivado del sistema de primas vigente en nuestro país. El mantenimiento de los actuales niveles de retribución, en unos casos, y la mejora de esa retribución en otros, tal y como se

propone, constituyen condiciones necesarias para alcanzar los objetivos propuestos.

El Plan supone una inversión durante el periodo 2005-2010 de 23.599 millones de euros, con un volumen total de apoyos a las energías renovables de 8.492 millones, de los que 3.536 millones corresponden a ayudas públicas en sentido estricto —con cargo a los Presupuestos Generales de Estado, 681 millones vía ayudas a la inversión y 2.855 millones por incentivos fiscales a la producción de biocarburantes— y 4.956 millones de euros representan el apoyo total durante el periodo a la generación de electricidad con renovables a través del sistema de primas.

CUADRO 8.9.-OBJETIVOS DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ESCENARIO PER	Año 2010 (Ktep)
TOTAL CONSUMO FINAL Del consumo final de energía	127.330
Biocarburantes	2.200
Gasolina y gasóleo en el transporte	37.735
% de Biocarburantes/gasolina y gasóleo en el transporte	5,83%

Fuente: Plan de Energías 2005-2010

CUADRO 8.10.-PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES (2005-2010)

PARÁMETROS	CONJUNTO ÁREAS RENOVABLES
Apoyo Público (*)	8.492,24 millones de €
Inversión	23.598,64 millones de €
Producción Energética Total (**)	10.480.526 tep
Empleo Generado	94.925 empleos netos
Emisiones Evitadas frente a Ciclo Combinado con Gas Natural (***)	Periodo 2005 - 2010: 76.983.254 tCO2

(*) De esa cantidad, 4.956,21 millones de euros corresponden a las primas a la producción de electricidad acumuladas en el periodo 2005-2010 por las instalaciones puestas en marcha durante la vida del Plan, el resto corresponde a ayudas y exenciones fiscales.

(**) Total de Energía en términos de Energía Primaria para todas las áreas renovables, durante el periodo 2005-2010.

(***) Excepto para las centrales de co-combustión donde las emisiones se calculan en función del carbón sustituido por biomasa.

Fuente: Plan de Energías Renovables 2005-2010

El importante crecimiento de las energías renovables previsto en este nuevo Plan representa un reto y una oportunidad para la innovación tecnológica en nuestro país. El impulso a la innovación tecnológica contará con fondos del IDAE para Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i), de acuerdo a unas líneas prioritarias que se definirán, y con fondos del Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT).

Tanto la mejora de la eficiencia energética como el crecimiento de las fuentes de energía renovables, constituyen elementos de estrategia económica, social y medioambiental que dan lugar a importantes efectos favorables. En este sentido, los impactos positivos producidos por el Plan de Energías Renovables 2005-2010 se han evaluado en consonancia con importantes objetivos de la planificación energética vigente: diversificación y seguridad de suministro, mejora del medio ambiente y aumento de la competitividad mediante la mejora y modernización del tejido industrial, la generación de empleo y la contribución al desarrollo regional.

Desde el punto de vista de la diversificación energética, los objetivos de este nuevo PER 2005-2010 suponen aumentar la contribución de las energías renovables al final del periodo en cerca de 10,5 millones anuales de tep. Este objetivo se logra, en primer lugar, incrementando la oferta renovable de generación eléctrica en 7,6 millones de tep; en segundo lugar, ampliando la contribución de los biocarburantes en 1,97 millones de tep y, en tercer lugar, elevando en 907 ktep el mercado de usos térmicos renovables. En producción eléctrica, los objetivos del nuevo PER equivalen a cerca del 25% de las importaciones de carbón para generación de electricidad efectuadas en 2004 —17,9 millones de toneladas—. La oferta adicional de biocarburantes propuesta en el PER, 750 ktep de bioetanol y 1.222 ktep de biodiesel, supone reducir en 15,5 millones los barriles de petróleo importados en 2004. Adicionalmente, el incremento de usos térmicos renovables propuesto representa un ahorro de 7,2 millones de los barriles.

CUADRO 8.11
Diversificación energética del plan de energías renovables 2005-2010
Producción de energía primaria en el año 2010 (Ktep)

Áreas Eléctricas	
Minihidráulica (≤10 MW)	109
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	59
Eólica	2.231
Centrales de biomasa	2.905
Co-combustión	1.552
Biogás	188
Solar fotovoltaica	48
Solar termoelectrica	509
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	7.602
ÁREAS TÉRMICAS	
Solar Térmica (Baja Temperatura)	325
Biomasa Térmica	583
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	907
BIOCARBURANTES (TRANSPORTE)	
Biocarburantes	1.972
TOTAL BIOCARBURANTES	1.972
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	10.481

Fuente: Plan de Energías Renovables 2005-2010

La utilización de energías renovables presenta múltiples ventajas de tipo medioambiental frente al uso de otras fuentes —combustibles fósiles y energía nuclear—. Si bien los beneficios medioambientales de la utilización de energías renovables afectan a un buen número de contaminantes, el Plan ha evaluado únicamente las emisiones de CO₂, principal gas de efecto invernadero (el CO₂ de origen energético representa alrededor de tres cuartas partes del total de gases contemplados en el Protocolo de Kioto). Para el cálculo de las emisiones evitadas en la generación eléctrica, el Plan ha adoptado la hipótesis conservadora de asociarlas a una moderna central

de ciclo combinado a gas natural, con un rendimiento del 54%, salvo en el caso de la co-combustión (combustión conjunta de biomasa y carbón en centrales de este combustible fósil), en el que se comparan con las emisiones correspondientes a una central convencional de carbón. De acuerdo con esta hipótesis, en el año 2010, el incremento de la oferta renovable propuesta por el PER 2005-2010 logrará una disminución de 27,3 millones de toneladas de CO₂ anuales, alcanzando en el periodo 2005-2010 un volumen acumulado de emisiones evitadas de cerca de 80 millones de toneladas de CO₂.

CUADRO 8.12
Emisiones de CO₂ evitadas en el año 2010 por el plan.
Emisiones evitadas en el 2010 por el incremento de fuentes renovables entre 2005 y 2010.

	Emisiones de CO ₂ evitadas (frente a CC a GN en generación eléctrica) (t CO ₂ /año) (1)
<i>Generación de electricidad</i>	
Hidráulica (> 50 MW)	-
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	255.490
Hidráulica (< 10 MW)	472.812
Biomasa	7.364.191
Centrales de biomasa	2.524.643
Co-combustión (1)	4.839.548
Eólica	9.649.680
Solar fotovoltaica	205.654
Biogás	220.298
Solar termoeléctrica	482.856
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	18.650.981
<i>Usos térmicos</i>	
Biomasa	1.788.326
Solar térmica de baja temperatura	996.710
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	2.785.036
Biocarburantes (Transporte)	
TOTAL BIOCARBURANTES	5.905.270
"Total CO ₂ evitado en el año 2010 (toneladas/año)"	27.341.287
"Valoración económica del CO ₂ evitado (millones de euros/año) (2)"	547

(1): En el caso de co-combustión, emisiones evitadas frente a carbón en generación eléctrica.

(2): Valoración económica del CO₂ evitado por el Plan en el año 2010, no del acumulado hasta entonces, para un precio de la tonelada de CO₂ de 20€

Fuente: Plan de Energías Renovables 2005-2010

CUADRO 8.13

Emisiones totales de CO2 evitadas por el plan hasta 2010.

Total acumulado entre 2005 y 2010 por el incremento de fuentes renovables previsto en el Plan.

	Emisiones de CO2 evitadas (frente a CC a GN en generación eléctrica) (t CO2/año) (1)
<i>Generación de electricidad</i>	
Hidráulica (> 50 MW)	-
Hidráulica (> 50 MW)	-
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	827.254
Hidráulica (< 10 MW)	1.504.926
Biomasa	17.348.380
Centrales de biomasa	5.638.283
Co-combustión (1)	11.710.097
Eólica	31.398.660
Solar fotovoltaica	505.885
Biogás	595.274
Solar termoeléctrica	1.071.940
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	53.262.319
<i>Usos térmicos</i>	
Biomasa	5.272.790
Solar térmica de baja temperatura	2.485.131
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	7.757.922
Biocarburantes (Transporte)	15.973.013
TOTAL BIOCARBURANTES	15.973.013
"Total CO2 evitado en el periodo 2005-2010 (toneladas/año)"	76.983.254
"Valoración económica del CO2 evitado (millones de euros/año) (2)"	1.540

(1): En el caso de co-combustión, emisiones evitadas frente a carbón en generación eléctrica.

(2): Valoración económica del CO2 evitado por el Plan en el año 2010, no del acumulado hasta entonces, para un precio de la tonelada de CO2 de 20€

Fuente: Plan de Energías Renovables 2005-2010

El ahorro económico derivado de los efectos de diversificación energética y reducción de emisiones de CO2 propuesto por el Plan para el año 2010 puede estimarse en más de 4.500 millones de euros, asumiendo las siguientes hipótesis:

- Paridad en el cambio euro-dólar.
- La diversificación energética producida reducirá las importaciones de productos petrolíferos.
- El precio del barril del petróleo se estabilizará en torno a los 50\$.
- El precio medio de la tonelada de CO2 evitada

será de 20 .

Pero los beneficios del nuevo Plan no se reducen exclusivamente a los ahorros económicos anteriores, ya que efectos como la mejora y modernización del tejido industrial, la generación de empleo y la contribución al desarrollo regional constituyen también impactos favorables del Plan sobre la economía. En relación con el mercado laboral, la estimación del empleo neto generado durante el periodo 2005-2010, como consecuencia de la puesta en marcha y aplicación del Plan, se acerca a los cien mil empleos netos generados. No obstante, la dificultad de estimar esta variable, especialmente a futuro, aconseja tomar estos datos con cierta prudencia.

El adecuado cumplimiento de los objetivos establecidos en el PER 2005-2010 requiere el mantenimiento y/o la puesta en marcha de un conjunto de medidas en las diferentes áreas. A modo de resumen no exhaustivo se exponen a continuación las medidas principales encaminadas a conseguir los objetivos propuestos en cada una de las áreas tecnológicas renovables.

• **EÓLICA:** los 12.000 MW de incremento de potencia establecidos por el nuevo PER, que no consideran a corto plazo la instalación de parques offshore, llevarán asociadas unas inversiones cercanas a los 12.000 millones de euros. Dada la madurez del sector, no se prevén subvenciones a la inversión, limitándose el apoyo económico al sector a las primas establecidas dentro del marco del Régimen Especial. El valor acumulado previsto de las primas a percibir en todo el período 2005-2010, por las instalaciones eólicas puestas en marcha, ascenderá a 2.599 millones de euros, siendo 815 millones de euros el importe en el último año 2010.

La consecución de estos objetivos está supeditada a la adopción de diferentes medidas, entre las que destaca la necesaria revisión de la planificación de infraestructuras eléctricas para facilitar la evacuación de la nueva generación eólica no prevista con anterioridad. Igualmente, se considera necesario mantener el marco legislativo actual, sin variaciones sustanciales, durante el período 2005-2010 (básicamente, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y metodología de revisión de tarifas establecidas en el RD 436/2004 del Régimen Especial).

Junto al mantenimiento de este marco, es necesario actualizar la obsoleta normativa de conexión, acceso a red y condiciones de operación (OM 05/09/1985). Así mismo, y en lo que a gestión de la producción eólica se refiere, el nuevo PER propone dos medidas importantes: el establecimiento, por un lado, de un centro único de operaciones del Régimen Especial equivalente al de Régimen Ordinario, gestionado por REE y, por otro, el desarrollo de centros de coordinación de parques eólicos que agrupen instalaciones de una misma empresa o de un determinado ámbito territorial.

Adicionalmente, el Plan prevé la modificación del Real Decreto 436/2004 incrementando hasta 20.000 MW el límite de potencia eólica del régimen económico establecido en lo relativo a las cuantías de las tarifas, incentivos y primas, eliminando los desvíos para las instalaciones acogidas a la opción de venta a tarifa regulada y manteniendo la transitoriedad del Real Decreto 2818 hasta el 2010.

Finalmente, aunque no por ello menos importante

dada la previsible repercusión tecnológica y de renovación del parque eólico, se propone modificar el plazo de aplicación del incentivo para la adaptación de parques con aerogeneradores antiguos en relación con la continuidad del suministro frente a huecos de tensión.

• **HIDRÁULICA:** el PER 2005-2010 establece como objetivos para el sector hidroeléctrico un incremento de potencia de 810 MW, distribuidos en 450 MW para el área minihidráulica y 360 MW en instalaciones de potencia entre 10 y 50 MW. Este incremento de potencia movilizará unas inversiones asociadas de 950 millones de euros. Los incentivos económicos necesarios para alcanzar los objetivos fijados se concretarán mediante el sistema de primas fijadas para el Régimen Especial —régimen económico establecido por el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo— y supondrán en el período 2005-2010 un volumen total de 189 millones de euros. En lo que a subvenciones se refiere, y dado el alto grado de madurez tecnológica del sector, no se considera necesario este tipo de incentivo económico.

Para la consecución de estos objetivos, las principales medidas, entre otras que plantea el nuevo Plan son el mantenimiento del apoyo tarifario al Régimen Especial según legislación vigente, durante el período 2005-2010 (Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y metodología de revisión de tarifas establecidas en el R.D. 436/2004), el aprovechamiento de las infraestructuras públicas en las que no se utilice el recurso existente —mediante el fomento de concursos públicos en infraestructuras del Estado y la explotación de los caudales ecológicos— y el desarrollo de un nuevo Real Decreto sobre acceso a la red y condiciones de operación que sustituya a la obsoleta Orden Ministerial 5/09/1985.

• **SOLAR TÉRMICA:** el objetivo que el nuevo PER establece para el sector solar térmico es incrementar la superficie solar instalada en 4,2 millones de m² en el período 2005-2010 —2.940 MWth—, al objeto de alcanzar en el año 2010 una superficie total instalada de 4,9 millones de m². Este incremento de capacidad se realizará mediante sistemas prefabricados (840 mil m²) y mediante instalaciones por elementos (3,4 millones de m²). Las inversiones asociadas a las instalaciones a realizar alcanzan los 2.684 millones de euros y contarán con unas ayudas públicas de 348 millones de euros.

Para la consecución de estos objetivos, el nuevo PER 2005-2010 establece una serie de medidas destinadas a la superación de las barreras existentes, destacando entre ellas, por su gran importancia y repercusión, la del Código Técnico de la Edificación.

• **SOLAR TERMOELÉCTRICA:** el nuevo PER 2005-2010 establece como objetivo, para el año 2010, una potencia eléctrica instalada de 500 MW. La consecución de este objetivo llevará asociada una inversión de 2.163 millones de €, contará con unas ayudas públicas a la inversión de 6,2 millones de €, únicamente para los primeros proyectos, y un apoyo a la producción vía tarifa en el periodo 2005-2010 de cerca de 560 millones de €.

Si la realización de los primeros proyectos de demostración (200 MW) encuentra continuidad a través de un incremento del límite del marco legal hasta 500 MW —actualmente, el nivel de primas establecido en el RD 436/2004 se mantendrá hasta alcanzar una potencia instalada a nivel nacional de 200 MW—, se estima que se alcanzaría la potencia sin ningún otro tipo de medida adicional.

No obstante, otras medidas como la aplicación de apoyos públicos a la inversión a los primeros proyectos y el apoyo a la realización de proyectos de demostración ayudarán a la consecución de los objetivos marcados por el nuevo PER.

• **FOTOVOLTAICA:** el PER 2005-2010 identifica un nuevo objetivo de incremento de potencia fotovoltaica de 363 MWp, lo que permitirá disponer de una potencia acumulada en el año 2010 de 400 MWp. Este incremento de potencia se reparte en 317 MWp mediante centrales conectadas a red de menos de 100 kWp de potencia unitaria, 31 MWp en centrales conectadas a red de más de 100 kWp, y 15 MWp en instalaciones aisladas. La consecución de estos objetivos llevará asociada una inversión de 2.039 millones de euros, con unas ayudas públicas a la explotación (primas) en el periodo 2005-2010 de 499 millones de euros. Adicionalmente, y dada la todavía escasa rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas, se prevén unas ayudas a la inversión de casi 43 millones de euros.

El mantenimiento de las condiciones económicas establecidas por el RD 436/2004 y la ampliación del límite retributivo hasta los 400 MWp, se considera necesario para poder garantizar los objetivos planteados. Junto a esto, las medidas principales para el desarrollo del sector pasan por la modificación de los criterios de ayuda en la Línea ICO-IDAE y por la aprobación del Código Técnico de la Edificación.

• **BIOMASA:** el nuevo PER establece unos objetivos, diferenciados en función del tipo de aplicación para la que se utiliza la biomasa, que significan un incremento de los consumos primarios para esta fuente energética de 5.041 ktep. De esta forma, los consumos de biomasa en el año 2010 supondrán un total de 9,2 millones de tep, el 45% de los consumos pri-

marios de todas las energías renovables. Para las aplicaciones térmicas en los sectores industrial y doméstico, el objetivo fijado por el nuevo PER es incrementar los consumos actuales en 583 ktep. Con respecto a las aplicaciones eléctricas, se fija un objetivo global de incremento de 1.695 MW, 973 MW en centrales de biomasa y 722 mediante sistemas de co-combustión en centrales térmicas convencionales, que supondrán un incremento de los consumos de energía primaria de 4.458 ktep.

Las inversiones asociadas al logro de estos nuevos objetivos energéticos se elevan a 2.729 millones de €, previéndose unas ayudas a la explotación (primas) por valor de 1.060 millones de € durante el periodo 2005-2010 y unas ayudas a la inversión de 284 millones de €, estas últimas destinadas a las instalaciones de biomasa térmica en el sector doméstico y a la adquisición de maquinaria agrícola para el acopio y tratamiento del recurso de la biomasa.

Las principales medidas, aunque no las únicas, que precisan implementarse para el cumplimiento de los objetivos energéticos establecidos por el nuevo PER, se corresponden con el desarrollo de las ayudas públicas necesarias para el sector. Destacan entre ellas, la necesaria modificación del artículo 27 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico —posibilitando que las centrales térmicas convencionales a carbón puedan beneficiarse del sistema de primas si implementan sistemas de co-combustión— y el incremento de las primas para las instalaciones de generación eléctrica con biomasa —mediante la modificación del R.D. 436/2004.

El sector de la biomasa precisa, además, un gran esfuerzo en lo que a innovación tecnológica se refiere. En la fase de producción del recurso, son necesarios métodos analíticos de caracterización física y energética de la biomasa. Del mismo modo, es necesario el desarrollo de sistemas y maquinaria para el acopio del recurso, procedimientos logísticos para el suministro y métodos y equipos para la adecuación de la biomasa a su uso energético. De manera adicional, deberá desarrollarse un Programa para la Promoción de los Cultivos Energéticos que incluya, entre sus aspectos principales, la selección y mejora de especies, métodos sostenibles para su desarrollo, y el análisis de productividad y costes reales.

• **BIOGÁS:** el nuevo Plan establece como objetivo de incremento de la potencia instalada durante ese periodo 94 MW, con una producción de electricidad asociada a ese incremento que asciende, en 2010, a 592 GWh, y se traduce, en términos de energía primaria, en 188 ktep adicionales, que provendrán, mayoritariamente, de la fracción orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos (RSU): 110 ktep, de los

188 ktep de incremento total durante el período de vigencia del Plan. Del aprovechamiento de residuos industriales biodegradables y de lodos de depuración de Aguas Residuales Urbanas (ARU) provenirán, respectivamente, 40 y 30 ktep de incremento. El objetivo se completa con el consumo de biogás proveniente de residuos ganaderos, que aportará 8 ktep al consumo total.

Los objetivos anteriores de incremento de potencia eléctrica y consumo de biogás permitirán alcanzar, en 2010, una potencia acumulada total de 235 MW, lo que elevará la producción hasta los 463 ktep, en términos de energía primaria.

Las medidas propuestas en el nuevo Plan están referidas a la difusión de las tecnologías existentes entre los estamentos afectados (Ayuntamientos, Diputaciones y otros), con objeto de superar la barrera que supone el desconocimiento y la complicación tecnológica, con relación a la actividad tradicional del productor del residuo, y a la promoción de la digestión anaerobia para el tratamiento de residuos ganaderos —como alternativa al secado de los purines con gas natural, que constituye una opción poco eficiente—.

También entre las medidas propuestas, se incluye el mantenimiento del régimen económico aplicable a las instalaciones de generación eléctrica con biogás derivado del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, sobre régimen jurídico y económico de la producción de energía eléctrica en Régimen Especial.

• **BIOCARBURANTES:** el PER 2005-2010 apunta a que el consumo de biocarburantes represente, en 2010, el 5,83 por ciento del consumo de gasolina y gasóleo para el transporte, por encima de los objetivos indicativos que se establecen en la Directiva 2003/30/CE, del 5,75% para 2010.

El objetivo de incremento de la producción de biocarburantes en el período 2005-2010 se eleva a 1.971.800 tep, lo que sumado a la producción anual alcanzada en 2004, representa una producción anual de 2.200 ktep en 2010. El objetivo de incremento es mayor para el biodiesel que para el bioetanol: de 1.221.800 tep, en el primero de los casos, y de 750.000 en el segundo. Previsiblemente, el incremento de la producción de biodiesel provendrá de aceites vegetales puros en un 83,6% del total.

En España, el nuevo Plan señala que, para alcanzar los objetivos propuestos debe irse más allá del incentivo fiscal de un tipo cero para el biocarburante producido, medida que ha constituido un factor clave para el despegue del sector. Actualmente, el tipo cero modulable y la revisión de este apoyo fis-

cal prevista para el año 2012 constituye una barrera para la entrada en funcionamiento de nuevas plantas, al introducir cierto grado de incertidumbre en el sector. Por esta razón, el Plan propone la extensión del esquema actual de incentivos, al menos, durante los diez primeros años de la vida de un proyecto.

De manera adicional, el Plan propone, como medidas necesarias para el incremento de la producción de biocarburantes, el desarrollo de todas las posibilidades que ofrece la Política Agrícola Común (en particular, las que se refieren a ayudas europeas y nacionales para producir cultivos energéticos), el desarrollo de una logística de recogida de aceites vegetales usados y el desarrollo y selección de nuevas especies de oleaginosas, adaptadas a las características agronómicas de España.

Es necesario, asimismo, desarrollar una adecuada logística de distribución de los biocarburantes que facilite el acceso al producto a todos los potenciales consumidores. El empleo de los biocarburantes en mezclas con carburantes de origen fósil ha provocado desconfianza en los fabricantes de automóviles, por lo que debieran aprobarse las reglamentaciones necesarias para adecuar los motores que se incorporen en los nuevos vehículos vendidos a dichas mezclas. Lógicamente, deben reforzarse los controles sobre los biocarburantes para garantizar la calidad de aquéllos que se ponen a la venta.

Estas medidas responden a las barreras identificadas, con carácter general, para biodiesel y bioetanol. No obstante, para el primero, el elevado precio de los aceites vegetales para uso alimentario que se están utilizando en los proyectos en operación constituye el principal obstáculo al cumplimiento de los objetivos establecidos. La mejora de la logística de recogida de aceites vegetales usados, que antes se mencionaba, y el cultivo de nuevas especies oleaginosas son medidas que se proponen para salvar esta barrera considerada de especial relevancia.

8.4. DESARROLLO NORMATIVO

A continuación, se enumeran las principales novedades producidas desde el año 2005 hasta el momento actual, en el ámbito normativo, aplicables a las políticas de eficiencia energética, cogeneración y energías renovables:

Plan de Acción 2005-2007

Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, fijando su valor en 7,6588 céntimos de euro/kWh,

con un incremento medio de 4,48% sobre la tarifa media o de referencia del año 2005. Con respecto al Plan de Acción 2005-2007, el Real Decreto fija, para el año 2006, en 173,46 millones de euros, la cuantía máxima con cargo a tarifa eléctrica destinada a la financiación del Plan de acción 2005-2007. Dicha cuantía será distribuida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en conformidad con el citado Plan.

ORDEN ITC/763/2006, de 15 de marzo, por la que se regula la transferencia de fondos de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2006, para la ejecución de las medidas del Plan de Acción 2005-2007, de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho Plan.

Se establecen, para el año 2006, los mecanismos de transferencia de fondos desde una cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía (CNE) al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), para las actuaciones previstas en el Plan de Acción 2005-2007 durante el año, la cuantía de éstos y su liquidación, así como los mecanismos y criterios para la ejecución de las medidas recogidas en dicho Plan.

Para el año 2006, se dispone de una asignación presupuestaria a cargo de la tarifa eléctrica por valor de 173,4 millones de euros. Para la ejecución de las medidas del Plan, el IDAE elaborará convenios de colaboración con las Comunidades Autónomas, distribuyéndose los recursos en éstas de acuerdo a los criterios aprobados por la Conferencia Sectorial de Industria y Energía. Los convenios de colaboración podrán contemplar una segunda partida de recursos económicos, condicionada a una cofinanciación por parte de las Comunidades Autónomas.

En caso de que resulten recursos sobrantes, éstos podrán ser utilizados por el IDAE en la ejecución de medidas de ahorro y eficiencia energética, preferentemente de carácter eléctrico.

Edificación

Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE). Mediante este Real Decreto, se pretende mejorar la calidad de la edificación y promover la innovación y la sostenibilidad. Se establece el marco normativo por el que se regulan las exigencias básicas que deben cumplir los edificios, incluidas sus instalaciones, para satisfacer los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad, en des-

arrollo de lo previsto en la disposición adicional segunda de la Ley 38/99, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.

Quedan afectadas por este Real Decreto todas aquellas edificaciones, de naturaleza pública o privada, cuyos proyectos precisen de las correspondientes licencias de autorización, además de las obras de edificaciones de nueva construcción o bien de reformas o rehabilitaciones en edificios existentes.

Entre las exigencias básicas, cabe destacar las referentes a la mejora de la eficiencia energética, como son la limitación de la demanda energética, mediante un adecuado diseño de la envolvente y aislamiento del edificio; mejora del rendimiento térmico de las instalaciones y equipos, exigencia que se encuentra recogida en el vigente Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, RITE; eficiencia energética de las instalaciones de iluminación; contribución solar mínima a partir de las necesidades energéticas térmicas y eléctricas del edificio.

Esta nueva normativa contribuye al desarrollo de las políticas en materia de sostenibilidad, en particular del Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, y se convierte en un instrumento de apoyo a los compromisos medioambientales adquiridos con relación al Protocolo de Kioto.

Mediante este Real Decreto, se transpone, parcialmente, al ordenamiento jurídico español una parte de la Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre, relativa a la eficiencia energética de los edificios.

Se continúa trabajando en los Reales Decretos correspondientes a la Revisión del Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE) y la Certificación Energética de Edificios, que completarán la transposición de la Directiva 2002/91/CE.

Real Decreto 315/2006, de 17 de marzo, por el que se crea el Consejo para la Sostenibilidad, Innovación y Calidad de la Edificación, como órgano adscrito al Ministerio de Vivienda.

A través de este Consejo, se complementa el CTE, materializándose las exigencias de sostenibilidad de los procesos edificatorios y urbanizadores. Las funciones del mismo serán impulsar el desarrollo y la actualización del CTE, además de elaborar propuestas y recomendaciones sobre las estrategias políticas y medidas de sostenibilidad, innovación y calidad de la edificación.

Mediante este Consejo, se pretende asimismo fomentar la participación de las Administraciones

Públicas, así como la coordinación de los criterios y actuaciones de éstas en materia de promoción y mejora de la sostenibilidad, innovación y calidad de la edificación, en colaboración con los agentes del sector.

Para asistir al Consejo, emitiendo informes y ejecutando los acuerdos que se deriven del mismo, se crean tres Comisiones de Trabajo: La Comisión del Código Técnico de la Edificación, la Comisión de Calidad de la Edificación, y la Comisión de Sostenibilidad e Innovación de la Edificación.

Ordenanzas Solares:

Desde la publicación por el IDAE del modelo de Ordenanza Municipal sobre Captación Solar para usos térmicos en 2001, ha crecido de manera notable el número de municipios que han aprobado ordenanzas para regular el uso de la energía solar.

La mayor actividad a lo largo del ejercicio 2005, al igual que en los últimos años, se ha registrado en las Comunidades Autónomas de Andalucía y Cataluña, destacando, en esta última Comunidad, la provincia de Barcelona, al contar con más de veinte municipios con ordenanzas. Otras comunidades con actividad importante han sido Valencia y Madrid, con nuevas incorporaciones de ordenanzas en sus jurisdicciones.

Adicionalmente, municipios de Comunidades como Galicia y el País Vasco, se han sumado a esta iniciativa.

Ordenanzas de Alumbrado:

En Cataluña, entró en vigor en el 2005 el Decreto 82/2005, de 3 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de desarrollo de la Ley 6/2001, de 31 de mayo, de ordenación ambiental del alumbrado para la protección del medio nocturno.

Igualmente, en Navarra se detecta actividad en esta área con la entrada en vigor recientemente de la Ley Foral, de 9 de noviembre, de ordenación del alumbrado para la protección del medio nocturno.

Los municipios de Coria del Río (Andalucía), Viladecans (Cataluña), Santander (Cantabria) y Castro Urdiales (Cantabria) han aprobado - estos dos últimos municipios con carácter definitivo - o están en trámite de aprobar, ordenanzas sobre alumbrado exterior:

Régimen Especial

CIRCULAR 3/2005, de 13 de octubre, de la Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información de inversiones, costes, ingresos y

otros parámetros de las instalaciones de producción de electricidad en régimen especial.

Según la presente Circular, se desarrolla la normativa necesaria, ya referenciada en Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por la que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, según el cual se faculta a la Comisión Nacional de la Energía para establecer mediante circular la definición de tecnologías e instalaciones tipo, así como para recopilar de éstas la información, antes citada.

La definición de las tecnologías e instalaciones tipo será acorde a la clasificación recogida en el RD 436/2004. La información será requerida con carácter obligatorio tanto a las instalaciones de régimen especial, como a las de cogeneración de potencia superior a 50 MW, incluidas las recogidas en el RD 2366/1994, que hubieran sido puestas en marcha con posterioridad al 27 de marzo de 2004. El incumplimiento de esta obligación recibirá la correspondiente sanción.

La información facilitada, junto al resultado de la evaluación del grado de cumplimiento del Plan de Fomento de las Energías Renovables, permitirá la revisión en el 2006 de las tarifas, primas, incentivos y complementos definidos en el RD 436/2004, siendo esta revisión aplicable a las instalaciones que entren en operación a partir del 1 de enero de 2008. Dicha revisión será efectuada cada cuatro años a partir del 2006, o bien cuando se alcancen los objetivos establecidos para cada tecnología específica.

Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, fijando su valor en 7,6588 céntimos de euro/kWh, con un incremento medio de 4,48% sobre la tarifa media o de referencia del año 2005. El Real Decreto modifica el RD 436/2004, en la medida en que se prorroga al 1 de enero de 2007 la obligatoriedad, para las instalaciones del régimen especial acogidas a tarifa regulada, de comunicar sus previsiones con un horizonte de 30 horas de antelación.

Biocarburantes:

Orden EHA/226/2005, de 3 de febrero, que modifica la Orden de 4 de marzo de 1998, por la que se modificaban las Órdenes de 8 de abril de 1997 y de 12 de julio de 1993, que establecieron diversas normas de gestión en relación con los impuestos especiales de fabricación, actualizando las claves de actividad del impuesto sobre hidrocarburos. Según esta orden se procede a materializar la

incorporación de un nuevo artículo en el Reglamento de los Impuestos Especiales por el cual se obliga a regular entre las claves de actividad vigentes aquellas que comprenden específicamente las relacionadas con la obtención y depósito de biocarburantes, a fin de facilitar un control fiscal de producción de éstos, su almacenamiento y circulación. De este modo, tendrá la consideración de fábrica de hidrocarburos y deberán inscribirse en el registro territorial aquellos establecimientos donde tenga lugar la obtención u modificación química de biocarburantes. En consecuencia, se incorporan en el ámbito del Impuesto sobre Hidrocarburos a los Grupos primero, segundo y tercero, incluidas en la Orden modificada, nuevas claves de actividad, entre las que se encuentran las fábricas de biocarburantes consistentes en bioetanol, biodiesel, metanol.

Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos. Entre las modificaciones incorporadas, se encuentra la relativa al Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleo y gases licuados del petróleo y el uso de biocarburantes, estableciendo la prohibición a partir del 1 de enero de 2009 de comercializar gasolinas de sustitución en todo el territorio nacional, dejando al mismo tiempo abierto un canal logístico para la distribución de carburantes menos contaminantes.

Por otra parte, este real decreto realiza las oportunas modificaciones en la legislación vigente al objeto de mejorar la transparencia en la información facilitada por las empresas suministradoras de gas natural a sus usuarios y facilitar el cambio de empresa suministradora, especialmente en clientes doméstico-comerciales y pequeñas industrias.

Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes. Se procede a la actualización de las especificaciones de los citados combustibles, especificaciones ya recogidas en el RD 1700/2003, con lo cual se deroga este último real decreto. Asimismo, se incorporan las disposiciones incorporadas por el RD 942/2005 en lo que se refiere a las gasolinas de sustitución. Por lo que respecta a los biocarburantes, si bien las especificaciones son las ya incluidas en el RD 1700/2003, se añade un punto relativo al objetivo indicativo al 2010 del 5,75% introducido por la Directiva 2003/30/CE, como referencia al objetivo nacional a alcanzar en ese horizonte señalado. Finalmente, mediante el RD 61/2006, se transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2003/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 3 de marzo, por la que se modifica la Directiva

98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo, y, por otra parte, la Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte.

Fiscalidad Energética:

Ley 22/2005, de 18 de noviembre, por la que se incorporan al ordenamiento jurídico español diversas directivas comunitarias en materia de fiscalidad de productos energéticos y electricidad y del régimen fiscal común aplicable a las sociedades matrices y filiales de estados miembros diferentes, y se regula el régimen fiscal de las aportaciones transfronterizas a fondos de pensiones en el ámbito de la Unión Europea.

En lo que al sector energético respecta, entre las Directivas transpuestas se encuentran la Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, y la Directiva 2003/92/CE, del Consejo, de 7 de octubre de 2003, por la que se modifica la Directiva 77/388/CEE, en lo referente a las normas relativas al lugar de entrega del gas y electricidad.

La Directiva 2003/96/CE permite una amplia flexibilidad a los Estados miembros en relación con los plazos para incrementar los niveles nacionales de imposición en los escasos supuestos en que los nuevos niveles mínimos comunitarios queden por encima de los nacionales. Como resultado, son pocos los cambios que la nueva Directiva obliga a poner en práctica de manera inmediata, afectando éstos a la Ley 38/92, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales y quedando recogidos en el artículo 2 de dicha Ley. Las referidas modificaciones hacen referencia a algunos de los preceptos reguladores del Impuesto sobre Hidrocarburos y del Impuesto sobre la Electricidad, y a la creación formal de un nuevo Impuesto Especial sobre el Carbón.

Cabe destacar las modificaciones en el Impuesto sobre Hidrocarburos, siendo la mayor parte de ellas referidas al nuevo encaje formal en la estructura del impuesto de los biocarburantes y biocombustibles y del gas natural, pero sin que la tributación efectiva actual varíe. Por otra parte, se procede a la reducción del tipo impositivo del gas licuado de petróleo (GLP) utilizado como carburante de uso general y a la fijación de un tipo cero para el gas natural utilizado como combustible o carburante en motores estacionarios.

Mercados Eléctricos:

Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el

que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

Con este Real Decreto, se intenta fomentar la negociación de contratos bilaterales físicos, ya referenciados en la regulación anterior existente.

Esta medida se considera necesaria dada la evolución de los precios de la energía eléctrica en el mercado diario desde finales de 2005. Esto adquiere especial relevancia en sujetos del mercado pertenecientes a un mismo grupo empresarial que acudan a mercado diario e intradiario y en el mismo periodo de programación. Para estos sujetos, se procede, con carácter previo a la casación del mercado diario, a la asimilación a contratos bilaterales físicos de las cantidades de energía eléctrica coincidentes de venta y adquisición presentadas, de modo que sólo participen en la casación con la posición neta.

Otro punto importante incorporado por este Real Decreto es el relativo a la consideración, a partir del 2 de marzo de 2006, de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero del Plan Nacional de Asignación, internalizándose el valor de éstos en la formación de precios en el mercado mayorista de electricidad, y por tanto, reduciéndose la remuneración a percibir de las unidades de generación.

Impulso a la Productividad:

Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad. El modelo actual de crecimiento económico presenta deficiencias que es preciso corregir, entre éstas la debida a la escasa contribución de la productividad al crecimiento económico. La presente Ley introduce reformas de impulso a la productividad que se integran en un conjunto más amplio de medidas en distintos ámbitos.

Respecto al sector eléctrico, con el fin de impulsar el cumplimiento del Plan de las Energías Renovables, se adoptan medidas destinadas a fomentar el desarrollo de la biomasa permitiendo la co-combustión de esta materia prima en instalaciones del régimen ordinario. Asimismo, se permite que, con carácter excepcional, la biomasa pueda superar los límites generales de primas que la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, prevé para la producción de energía eléctrica del régimen especial.

Igualmente, mediante esta ley se pretende dar un impulso a los biocarburantes, de modo que se contribuya a alcanzar el objetivo de la Directiva 2003/30/CE previsto para el 2010.

Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico. Este Real Decreto tiene por objeto establecer una serie de reformas para el impulso de la productividad en el sector eléctrico, dando un desarrollo normativo a las medidas relativas al sector eléctrico contempladas en el Real Decreto-Ley 5/2005, de reformas urgentes para el impulso a la productividad, y en la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad.

Asimismo, se procede a modificar el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. De esta manera, las nuevas instalaciones de producción en régimen especial quedan obligadas a presentar un aval por importe del 2% del presupuesto de la instalación, como requisito imprescindible al inicio de los procedimientos de solicitud de la autorización de acceso y conexión a red, siendo éste cancelado una vez que se conceda la autorización administrativa correspondiente.

Igualmente destacan modificaciones en el RD 436/2004, entre las que cabe mencionar, como novedad, la obligatoriedad extendida a todas las instalaciones del régimen especial con potencia superior a 10 MW de asociarse, con anterioridad al 3 de diciembre de 2006, a un centro de control, que actuará como interlocutor con el operador del sistema.

Otras novedades incorporadas en el RD 436/2004 afectan a las instalaciones de cogeneración, que a partir de potencias superiores a 50 MW, quedan obligadas a negociar libremente en el mercado su producción o excedentes. Se reconoce además el derecho a cobrar una prima a aquellas instalaciones que utilicen gas natural como combustible, en un porcentaje inferior al 95% de la energía primaria utilizada, extendiéndose, al mismo tiempo, el derecho a prima de aquellas otras instalaciones de potencia inferior a 10 MW, que utilicen fuel-oil, a los restantes derivados líquidos del petróleo.

El Real Decreto incorpora al ordenamiento jurídico español algunas de las disposiciones recogidas por la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, no consideradas hasta entonces en la normativa del sector eléctrico español, como son las referentes a la autorización de pequeñas instalaciones de generación o de generación distribuida.

9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

El año 2005 ha sido especialmente significativo en los temas relacionados con el cambio climático ya que a nivel internacional ha entrado en vigor del Protocolo de Kyoto el 16 de febrero del 2005, (90 días después de su ratificación por de Rusia). A nivel Comunitario ya ha empezado el periodo de vigencia para la Directiva del Comercio de emisiones en su primera fase 2005-2007. Asimismo dentro de la legislación nacional ha sido aprobado el Plan Nacional de Asignación de emisiones de CO₂ para los años 2005-2007 para los sectores de la directiva, entre ellos el de generación eléctrica, y se han puesto en marcha tanto los mecanismos para el registro, seguimiento y verificación del comercio de permisos de emisión de gases de efecto invernadero.

Las iniciativas del Sector energético recogidas en El Plan de las Energías Renovables (2005-2010), la revisión de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas y El Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Eficiencia Energética E4, van en la línea de adaptación a un sistema de generación de energía más eficiente y menos dañino para el medio ambiente, siempre dentro de un desarrollo de crecimiento económico.

Asimismo este año se ha elaborado y remitido a la comisión para su evaluación, en el marco de la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión y del R. D. 430/2004, de 12 de marzo, el Plan Nacional de Reducción de Emisiones para Grandes Instalaciones de Combustión (PNRE-GIC).

En cuanto a la generación eléctrica es destacable el desarrollo de nueva potencia, tanto los ciclos combinados de gas natural con la puesta en funcionamiento de más de 6.200MW durante el año 2005, como los nuevos parques eólicos.

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

9.1 AMBITO INTERNACIONAL

Convención Marco del Cambio Climático. El Protocolo de Kioto. La COP-11 de Montreal.

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 (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs y SF₆) 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.

Del 28 de noviembre al 10 de diciembre del 2005 tuvo lugar Montreal la 11 Conferencia de las partes del Convenio (CoP-11) que a la vez, al entrar en vigor el protocolo de Kioto el 19/2/2005, se celebró la primera reunión de las partes que han ratificado el Protocolo (CoP/MoP-1). Una vez en vigor el Protocolo, en Montreal fueron adoptados formalmente los denominados "Acuerdos de Marrakech" sobre los Mecanismos Flexibles del Protocolo (Comercio de Emisiones, Mecanismos de Desarrollo Limpio y Aplicación Conjunta) en donde se establecieron las normas para hacerlos operacionales.

Uno de los principales objetivos de la reunión que era "la fijación de las reducciones después de 2012" no tuvo una definición clara, sin embargo ya hay un compromiso por las Partes de comenzar oficialmente, en mayo del 2006, una ronda de reuniones de los países del anexo I que han ratificado el protocolo informando a la CoP siguiente de los resultados. Otro de los logros de la reunión de Montreal fue la decisión de la creación de un programa de 5 años para ayudar a las al los países menos desarrollados a mejorar la evaluación de los impactos, vulnerabilidad y adaptación así como las acciones y medidas para responder a los efectos del cambio climático.

9.2 UNIÓN EUROPEA

Los esfuerzos de la UE se centraron en la preparación de una nueva estrategia de desarrollo sostenible, y la puesta en marcha del II Programa Europeo de Cambio climático.

9.2.1 La Estrategia Europea de Desarrollo Sostenible (EDS)

En junio de 2001 el Consejo Europeo de Gotemburgo aprobó la Estrategia Europea de Desarrollo Sostenible (EDS) que incluye objetivos concretos, una dimensión externa claramente diferenciada y un examen anual de la misma.

La Estrategia de Gotemburgo se debía revisar y actualizar en el año 2005. Para ello el Consejo de Primavera de 2005, aprobó que se adoptara una nueva estrategia en base a una “Declaración sobre los principios rectores de Desarrollo Sostenible”: El Consejo Europeo de junio de 2005, estableció en sus Conclusiones ésta “Declaración sobre Principios Rectores del Desarrollo Sostenible”, donde se define como “objetivos clave” del desarrollo sostenible, los siguientes:

- protección medioambiental
- cohesión e igualdad social
- prosperidad económica
- cumplir con las responsabilidades internacionales de la UE

El Consejo Europeo espera adoptar en junio de 2006 una estrategia ambiciosa y global, que incluya objetivos, indicadores y un procedimiento de seguimiento eficaz, que combine las prioridades y los objetivos de la Comunidad en materia de desarrollo sostenible en una estrategia clara y coherente que pueda comunicarse de manera simple y eficaz a los ciudadanos.

9.2.2 II Programa Europeo de Cambio Climático

En junio del 2000 la Comisión de la UE lanzó la primera fase del Programa Europeo de cambio Climático (2000-2001) con el objetivo de identificar y desarrollar todos los elementos necesarios para una estrategia de la UE con el objetivo de cumplir el Protocolo de Kyoto, resultado de esto se crearon una serie de grupos de trabajo sobre comercio de emisiones, generación de energía, consumo final de energía transporte, industria e I+D. Como resultado de estos trabajos, en

la comunicación COM(2001)580 se identificaban una serie de acciones prioritarias para 2002 y 2003 con un potencial de reducción de emisiones asociado. En la segunda fase del programa 2002-2003 el objetivo era por una parte facilitar y apoyar la ejecución de las medidas prioritarias definidas en la primera fase, así como investigar otras medidas adicionales para lo cual se crearon grupos de trabajo sobre Mecanismos flexibles, agricultura, sumideros y bosques.

En la comunicación de la Comisión COM(2005)35 Final “Ganar la batalla contra el cambio climático mundial”, la comisión propone una nueva fase del programa europeo de cambio climático en 2005 que explore nuevas actividades que permitan explotar sistemáticamente las opciones de reducción de emisiones en el marco del coste-eficacia en sinergia con la estrategia de Lisboa, prestando particular atención a la eficiencia energética, las energías renovables, al sector de los transportes (incluidos el aéreo y el marítimo) y la fijación y almacenamiento del carbono.

En Bruselas tuvo lugar en octubre de 2005 una Conferencia donde se presentaron los resultados de la primera fase y se ha puesto en marcha el II Programa Europeo de Cambio Climático, con una dinámica de trabajo similar al del primer Programa, con la creación de grupos de trabajo (compuestos por miembros de gobiernos, representantes del sector empresarial y entidades sociales) que propongan las medidas adoptar en cada sector las cuales serán transmitidas a la Comisión y tras discusión de las mismas se trasladarían a los consejos de Ministros de la UE correspondientes. Los 5 grupos de trabajos constituidos para el II Programa son:

WG 1: *ECCP I Review* con 5 subgrupos: Generación de energía. Demanda energética. Transporte. Gases diferentes del CO₂ (de energy, waste and industry). Agricultura y bosques.

WG 2: *Impacts and Adaptation* con 10 subgrupos sectoriales: Estrategias nacionales para edificios. Impactos en el ciclo del agua y e agua como recurso. Agricultura y bosques. Biodiversidad. Salud Humana. Planificación regional, construcciones medioambientales, infraestructuras energéticas públicas y privadas fondos estructurales. Recursos marinos en zonas costeras y turismo. Planificación urbana y construcción. Papel de las aseguradoras. Cooperación y desarrollo.

WG 3: *Carbon Capture and Geological Storage*.

WG 4: *Aviation*.

WG 5: *Integrated approach to reduce CO₂ emissions from light-duty vehicles*.

9.2.3 Estrategia de Acidificación.

Dentro de la Estrategia Comunitaria para Combatir la Acidificación, durante el año 2005 se ha adoptado la Directiva 2005/33/CE, relativa al contenido de azufre los combustibles para uso marítimo.

- *Directiva 2005/33/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de julio, por la que se modifica la Directiva 1999/32/CE en lo relativo al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.*

Las emisiones procedentes de los buques, debido a la combustión de combustibles marítimos con alto contenido en azufre, contribuyen a la contaminación del aire en forma de dióxido de azufre y partículas, en particular en las zonas costeras y en las proximidades de los puertos. Para combatir la acidificación y proteger el medio natural y la salud de las personas, la Unión Europea ha adoptado la Directiva 2005/33/CE, que modifica la Directiva 1999/32/CE.

La nueva Directiva se enmarca, asimismo, dentro de los acuerdos internacionales de la Organización Marítima Internacional (OMI), en particular en el Convenio Internacional para la prevención de la contaminación provocada por los buques, del año 1973 (MARPOL).

La Directiva 2005/33/CE, además de definir los tipos de combustibles para uso marítimo, establece los contenidos máximos de azufre que han de contener los mismos, y sus fechas de aplicación, en función de las zonas geográficas, de los tipos de buque, de su servicio y de la situación de atraque de los mismos.

Para los combustibles de uso marítimo, la Directiva establece la distinción entre “combustible diesel para uso marítimo” y “gasóleo para uso marítimo”, en función de sus calidades, de acuerdo con la tabla I de ISO 8217.

En relación con los buques establece la definición de los mismos, a los efectos de la Directiva, distinguiendo entre buques de pasajeros, que son aquellos que transportan más de 12 pasajeros, sin incluir el capitán y tripulación, y buques de navegación interior, que son los concebidos particularmente para su uso en vías navegables interiores, así como los buques de guerra y demás buques destinados a usos militares, en los que no se aplican los preceptos de la Directiva a los combustibles de los mismos.

La Directiva define los “servicios regulares” como una serie de travesías con pasajeros, para garantizar el tráfico entre dos o más puertos, o una serie de via-

jes desde y hacia el mismo puerto sin escalas intermedias, ya sea con arreglo a un horario publicado o con unas travesías regulares y frecuentes que puedan considerarse un horario.

Asimismo, en la Directiva se define a los buques atracados como aquellos firmemente amarrados o anclados en un puerto comunitario, cuando están cargando, descargando o en estacionamiento, incluso cuando no efectúan operaciones de carga.

En cuanto a las zonas geográficas, en la Directiva figuran las denominadas Zonas de Control de emisiones de SO_x, que son las zonas marítimas definidas como tales por la OMI en el Anexo VI del MARPOL y que, actualmente, son la zona del Mar Báltico y la zona del Mar del Norte, incluido el Canal de la Mancha. También se definen en la Directiva las regiones ultraperiféricas de la Unión Europea, que comprenden los departamentos franceses de ultramar, las Azores, Madeira y las Islas Canarias, tal como establece el artículo 299 del Tratado.

La Directiva establece que en las aguas territoriales, zonas económicas exclusivas y zonas de control de la contaminación de las Zonas de Control de emisiones de SO_x, no se utilicen combustibles de uso marítimo con un contenido en azufre superior al 1,5%, en masa, a partir de las fechas siguientes:

- 11 de agosto del 2006, para la zona del Mar Báltico.
- 12 meses después de la entrada en vigor de la designación de la OMI de la zona del Mar del Norte, o el 11 de agosto de 2007, si esta última fecha es anterior.
- Para las demás zonas que la OMI pueda designar como Zonas de Control de emisiones de SO_x, 12 meses después de la entrada en vigor de dicha designación.

A partir del 11 de agosto de 2006, los buques de pasajeros en servicios regulares efectuados desde o hacia cualquier puerto comunitario no pueden utilizar combustibles marítimos con un contenido en azufre superior al 1,5%, en masa, en las aguas territoriales, zonas económicas exclusivas y zonas de control de la contaminación de las Zonas de Control de emisiones de SO_x, de los Estados miembros.

Asimismo, a partir del 11 de agosto de 2006, los Estados miembros deben garantizar que no se comercialice en su territorio combustible diesel para uso marítimo con un contenido en azufre superior al 1,5%, en masa.

Por lo que respecta a los combustibles de uso marítimo a utilizar por los buques de navegación interior y

los buques atracados en puertos comunitarios, la Directiva 2005/33/CE establece, con algunas excepciones, que, a partir del 1 de enero del año 2010, el contenido en azufre de los mismos no deberá ser superior al 0,1%, en masa.

Asimismo, a partir del 1 de enero de 2006, los Estados miembros deben garantizar que no se comercialice en su territorio gasóleo para uso marítimo con un contenido en azufre superior al 0,1%, en masa.

La Directiva 2005/33/CE, además de actualizar las disposiciones que la Directiva 1999/32/CE establecía en conexión con la Directiva sobre Grandes Instalaciones de Combustión, modificando la referencia de la Directiva 88/609/CEE por la actual Directiva 2001/80/CE, mantiene la excepción de la Directiva 1999/32/CE para las Islas Canarias, y el resto de regiones ultraperiféricas, de poder utilizar y comercializar en dichas regiones, sin límite de fecha, combustible de uso marítimo, siempre y cuando se respeten las normas de calidad del aire y que, en el caso del fuelóleo pesado, el contenido de azufre del mismo no sea superior al 3%, en masa.

Los Estados miembros realizarán muestreos, análisis e inspecciones sobre el contenido en azufre de los combustibles marítimos utilizados en su territorio, presentando a la Comisión Europea un breve informe, antes del día 30 de junio de cada año.

La Comisión Europea, antes del año 2008, presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo. El informe podrá ir acompañado, en su caso, de propuestas de modificación de la Directiva, en particular en lo referente a una segunda fase para el establecimiento de límites de contenido de azufre para cada categoría de combustible y, de acuerdo con los trabajos desarrollados por la OMI, las zonas marítimas de la Comunidad en las que deban utilizarse combustibles para uso marítimo con bajo contenido en azufre.

La Directiva 2005/33/CE debe trasponerse a la legislación interna de los Estados miembros, a más tardar, el 11 de agosto de 2006.

9.2.4 Planes de Acción sobre la Biomasa y los Biocarburantes.

En diciembre de 2005, la Comisión ha adoptado un Plan de Acción encaminado a incrementar el uso de la energía a partir de aprovechamientos forestales, agricultura y otros residuos, con el objetivo de reducir la dependencia de energías fósiles y para reducir

las emisiones de gases de efecto invernadero. El Plan contempla medidas en tres campos: producción de calor, electricidad y transportes.

Dentro del plan están contempladas dos estrategias concretas, una sobre Biomasa y otra sobre Biocarburantes (éste último fue presentado por la comisión en febrero de 2006).

Plan de Acción sobre la Biomasa:

La nueva estrategia adoptada por la Comisión en la Comunicación com (2005) 628 final y presentada el 7/12/2005, contiene un paquete de más de 20 acciones en los sectores de calefacción, electricidad y transporte, la mayoría de ellas que van a ser llevadas a la práctica desde principios del 2006 entre las medidas destacan:

- *Legislación relativa a la energía renovable en la producción de calor*
 - La nueva legislación específica sobre energía renovable en la calefacción, basada en una revisión crítica de la contribución potencial de:
 - las medidas para garantizar que los suministradores de carburantes ponen a disposición los carburantes de biomasa;
 - la fijación de criterios de eficiencia para la biomasa y las instalaciones en las que ha de ser utilizada;
 - el etiquetado de los equipos que permita al consumidor comprar aparatos «limpios» y eficientes;
 - otras medidas técnicas;
 - la conveniencia de fijar objetivos;
 - los acuerdos voluntarios con la industria.
 - La modificación de la Directiva relativa a la eficiencia energética de los edificios para incrementar los incentivos para la energía renovable¹⁹.
 - Un estudio sobre el modo de mejorar el rendimiento de las calderas de biomasa de los hogares y reducir la contaminación²⁰, con vistas a fijar los requisitos en el marco de la Directiva sobre diseño ecológico

– *Renovación de la calefacción urbana*

Muchos sistemas necesitan instalaciones, infraestructuras y una gestión modernas para mejorar el uso de los combustibles y su rentabilidad, y para que sean más sencillos de usar. Algunos sistemas han de transformarse para poder usar como combustible la biomasa... La Comisión anima a que los sistemas de calefacción urbana evolucionen en este sentido.

La Comisión insta al Consejo a que acepte su propuesta de añadir el suministro de calefacción urbana a la lista de bienes y servicios a los que los Estados miembros pueden aplicar un tipo reducido de IVA. Después recomendaría a los Estados miembros que hicieran extensible a la calefacción urbana cualquier tipo reducido de IVA aplicado ya al gas natural o a la electricidad.

La Comisión podría presentar también una propuesta legislativa sobre cuestiones fiscales que afecten a la calefacción urbana

– *Electricidad a partir de la biomasa*

La Comisión anima a los Estados miembros a que exploten el potencial de todas las formas rentables de generación de energía a partir de la biomasa. La Directiva sobre la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables constituye el marco para la electricidad obtenida de la biomasa por tanto, la aplicación de la Directiva es la clave para el desarrollo del uso de la biomasa en electricidad.

– *Biocarburantes para transporte*

Al igual que en la generación de electricidad, el marco es el establecido por la legislación comunitaria: la Directiva 2003/30/CE sobre biocarburantes, que establece como valores de referencia una cuota de mercado del 2 % para los biocarburantes en 2005 y una cuota del 5,75 % en 2010 la Comisión presentará un informe en 2006 sobre la aplicación de la Directiva, con vistas a una posible revisión. Abordará los siguientes temas:

- objetivos nacionales para la cuota de mercado de los biocarburantes;
- uso de las «obligaciones de biocarburantes»;
- exigencia de que, a través de un sistema de certificados, sólo los biocarburantes cuyo cultivo respete las normas mínimas de sostenibilidad serán contabilizados a efectos del logro de los objetivos.

En lo que se refiere al mercado automovilístico La Comisión presentará en breve una propuesta legislativa para fomentar la adquisición pública de vehículos no contaminantes («vehículos limpios»), que podría incluir a los que utilizan mezclas con elevado contenido de biocarburantes.

– *Uso del etanol para reducir la demanda de gasóleo*

La flota europea de vehículos muestra una predisposición hacia los vehículos de gasóleo. Sin embargo, Europa tiene una mayor capacidad de producción de bioetanol que de biodiésel, usando menos suelo y con más margen para reducir costes a través de las economías de escala. También hay margen para más importaciones de etanol de terceros países.

La Comisión favorecerá el uso de etanol para reducir la demanda de gasóleo, incluyendo el uso del 95 % de etanol en motores diesel modificados.

Plan de Acción sobre Biocarburantes

La nueva estrategia adoptada por la Comisión en la Comunicación COM(2006) 34 final y presentada en febrero de 2006, se centra en siete ejes políticos para impulsar todo lo relacionado con la producción y utilización de los biocarburantes.

– *Estimular la demanda de biocarburantes.*

En 2006 se hará público un informe sobre la posible revisión de la Directiva de biocarburantes; es preciso incentivar a los Estados miembros a que los promuevan (incluidos los productos de segunda generación) a la vez que deben atenderse las obligaciones respecto a los biocarburantes. La Comisión ha presentado una propuesta para fomentar los vehículos limpios y eficientes.

– *Actuar en provecho del medio ambiente.*

La Comisión examinará de qué manera los nuevos combustibles pueden contribuir con mayor eficacia a los objetivos fijados para las emisiones, se afanará por asegurar la sostenibilidad del cultivo de materias primas destinadas a su obtención y volverá a estudiar los límites del contenido de biocarburantes en la gasolina y el gasóleo.

– *Desarrollar la producción y distribución de biocarburantes.*

La Comisión propondrá la creación de un grupo específico que analice las oportunidades de estos

nuevos combustibles en los programas de desarrollo rural e incrementará la vigilancia para impedir que se discrimine su uso.

- *Ampliar el suministro de materias primas.*

La Comisión va a incluir en los planes de ayuda de la PAC la producción de azúcar para la obtención de bioetanol; evaluará las posibilidades de transformar las existencias de cereales de intervención; financiará una campaña de información para agricultores y propietarios de terrenos forestales; presentará un plan forestal; y estudiará las posibilidades de utilizar subproductos de procedencia animal y residuos limpios.

- *Potenciar las oportunidades comerciales.*

La Comisión evaluará la posibilidad de presentar una propuesta sobre códigos aduaneros particulares para biocarburantes, mantendrá un enfoque equilibrado en las negociaciones con países productores de etanol y propondrá enmendar la norma del biodiesel.

- *Apoyar a los países en desarrollo.*

La Comisión velará por que las medidas para los países de África, el Caribe y el Pacífico (ACP) signatarios del Protocolo sobre el azúcar y afectados por la reforma de este cultivo en la Unión Europea puedan utilizarse para apoyar el desarrollo de la producción de bioetanol; desarrollará un paquete coherente de medidas de apoyo para los biocarburantes en los países en desarrollo y examinará la mejor manera de apoyar las plataformas nacionales y regionales de biocarburantes.

- *Investigación y desarrollo.*

La Comisión seguirá sustentando el desarrollo de una «Plataforma tecnológica del biocarburante» liderada por la industria, que presentará recomendaciones en este sector. Los biocarburantes gozarán de un lugar preeminente en el Séptimo Programa Marco, en particular, el concepto de «bio-refinería» - es decir, la búsqueda de una utilización provechosa de todas las partes de la planta - y sobre los biocarburantes de segunda generación. A través de la investigación, los costes de producción podrían reducirse considerablemente a partir de 2010. Mediante su programa Energía Inteligente para Europa, la Comisión apoyará la introducción en el mercado y la difusión de tecnologías comprobadas.

9.3 ÁMBITO NACIONAL

Cambio climático

El desarrollo legislativo durante el año 2005 ha sido particularmente activo, ya había comenzado en el año 2004 con La transposición de la Directiva 2003/87/CE a través del Real Decreto Ley 5/2004, de 27 de agosto, y la aprobación del Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, que contiene el Plan Nacional de Asignación, incorporan al derecho nacional todos los requisitos jurídicos para la aplicación en España del comercio de emisiones y asimismo la utilización de los proyectos que cumplan el las bases del Mecanismo de desarrollo Limpio (MDL).

Ratificación oficial del Protocolo de Kioto

En el BOE del 8/2/2005 se publica la ratificación oficial del Protocolo de Kioto a través del instrumento de ratificación del mismo al convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático.

Real Decreto 60/2005 de 21 de enero por el que se modifica el RD1866/2004 y se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión 2005-2007

El Plan Nacional de Asignación, con una única objeción relativa a la definición de instalación de combustión incluida en el ámbito de aplicación del Real Decreto Ley 5/2004, fue aprobado por el Colegio de Comisarios de la Comisión Europea, en diciembre de 2004.

En el Plan definitivo se deben incluir todas las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW para las que se hará efectiva la asignación a partir del 2005.

Además en este Real Decreto se pueden destacar entre otros asuntos como más relevantes:

- se han reasignado las cantidades destinadas a las reservas,
- se han incluido instalaciones mixtas con características singulares (ciclos combinados +cogeneradores)
- Se modifican las asignaciones a las centrales térmicas, manteniendo el valor global, asig-

nando valores mas ajustados a la realidad y considerando inversiones ambientales como las desulfuraciones.

- Σ • Se aumenta el número de instalaciones.

Ley 1/2005 de 9 de marzo por la que se regula el régimen de Comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, y el título III del Real Decreto Ley 5/2005 de 11 de marzo sobre reformas urgentes para el impulso de la productividad y contratación pública (modificando la Ley 1/2005)

Mediante estas normas se regula el régimen de comercio de emisiones. Está dividido en 10 capítulos el los que se desarrollan las disposiciones necesarias de acuerdo con la Directiva 2003/87/CE sobre comercio de derechos de emisión: régimen de autorizaciones de emisión de GEI, naturaleza del PNA, régimen regulador, Registro Nacional de derechos de emisión, sanciones, etc. Como aspectos relevantes por la novedad que aporta esta Ley se pueden destacar:

- La creación de un Registro nacional de Derechos de emisión (artículo 25) adscrito al Ministerio de Medio Ambiente cuyas normas de organización y funcionamiento se desarrollarán por Real Decreto y será compatible con el régimen de registro internacional.
- La creación de la Comisión de Coordinación de políticas de cambio climático como órgano de coordinación entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas (artículo 3) , con los objetivos de seguimiento del cambio climático y adaptación al mismo, prevención y reducción de las emisiones de GEI, fomento de la absorción por sumideros, establecimiento de las líneas de actuación de la Autoridad Nacional Designada para la aprobación de los proyectos de MDL y el impulso de programas no incluidos en los sectores objeto del comercio de emisiones((disposición adicional 2).
- Autorizaciones de emisión para las instalaciones que entran dentro del PNA (artículo 4),
- obligación de información sobre emisiones (artículo 22)
- Regulación del PNA y creación de mesas de diálogo social para la participación de las organizaciones sindicales y empresariales en el seguimiento del PNA en cuanto a la competitividad, estabilidad del empleo y cohesión social artículo 14).

- Σ • Régimen sancionador (artículos 29 al 35)

El Real Decreto Ley 5/2005, en su Título III, modifica la Ley 1/2005 para incorporar las modificaciones que se hacen necesarias como consecuencia de la Decisión de la Comisión Europea, de 27 de diciembre, para la aprobación del Plan Nacional de Asignación 2005-2007 notificado por España. Las modificaciones que el Real Decreto Ley 5/2005 ha introducido en la Ley 1/2005 afectan a tres cuestiones básicas: (1) las actividades afectadas por el comercio de derechos de emisión; (2) la modificación de los derechos de emisión disponibles para la asignación a las instalaciones afectadas durante el periodo 2005-2007; y (3) el procedimiento administrativo -incluidos los plazos de presentación.

Real decreto 1315/2005 de 4 de noviembre por el que se establecen las bases de los sistemas de seguimiento y verificación de las emisiones de GEI en las instalaciones contempladas en la ley 1/2005

Dado que tiene que haber un seguimiento verificación y acreditación de las emisiones por un órgano independiente, el objetivo de este Real Decreto es por una parte reglamentar el proceso de verificación de los informes anuales de las emisiones por una Organismo de acreditación así como fijar las condiciones que deben cumplir los organismos de acreditación para que sean considerados adecuados

Real decreto 1264/2005 de 21 de noviembre por el que se regula la organización y funcionamiento del Registro Nacional de Derechos de Emisión (RENADE).

Este Real Decreto establece las normas de organización y funcionamiento del Registro Nacional de Derechos de Emisión (RENADE), tiene carácter eminentemente contable y administrativo

Fondo de carbono

El Gobierno español, para el cumplimiento del Protocolo de Kioto, ha decidido utilizar, de forma complementaria a las medidas domésticas que se van a emprender de lucha frente al cambio climático, los instrumentos de flexibilidad que ofrece el Protocolo para la consecución de sus compromisos. En este sentido ha sido especificado en el Plan Nacional de Asignación español (PNA), en el que se establece que el volumen total de créditos que se van a adquirir a través de los mecanismos flexibles para el quinquenio Kioto ascenderá a 100 millones toneladas, es decir el 7% de las emisiones del año base.

La cifra resulta del escenario básico que ha elaborado el gobierno para el cumplimiento con Kioto, y que se ha presentado de manera oficial en PNA, en el que se determina que el promedio de las emisiones en el periodo de Kioto no deberá sobrepasar en un 24% las emisiones del año base. Así, se suman al 15% de limitación de emisiones que tiene adjudicado España, un 7% procedente de los mecanismos flexibles de Kioto y un 2% procedente de las estimaciones de absorciones por actividades de sumideros. En resumen, el esfuerzo de reducción de emisiones se cuantifica en un 24% sobre el año base, del cual un 7% se podrá cubrir acudiendo al comercio de emisiones internacional, al mecanismo de aplicación conjunta y al mecanismo de desarrollo limpio.

Para la adquisición de los 100 millones de toneladas de CO₂-equivalente a través de mecanismos flexibles el Gobierno, además de un enorme esfuerzo presupuestario, ha adoptado una estrategia global en la que se valoran elementos comerciales y, sobre todo, estratégico políticos teniendo en cuenta la sostenibilidad de los proyectos y los efectos sobre la población local. Así, en la cartera de proyectos procedentes de la inversión pública tendrán un espacio mayoritario los proyectos que favorecen el ahorro y la eficiencia energética y los que garantizan la gestión ambientalmente correcta de los residuos.

Para adquirir los créditos necesarios en los mercados internacionales, el Gobierno español ha puesto en marcha distintos instrumentos de compra. El primero ha sido un acuerdo con el Banco Mundial firmado en el año 2004 para la adquisición de 40 millones de toneladas de CO₂-equivalente a partir de 2005. Esta iniciativa persigue un triple objetivo:

- El primero, la creación de un Fondo Español de Carbono con un capital de 170 millones de Euros para la adquisición de 34 millones de toneladas de CO₂-equivalente. La cartera de proyectos de este fondo está orientada a la eficiencia energética y energías renovables y con preferencia a los que se desarrollen en Latinoamérica, Norte de África y Europa del Este. La participación en este Fondo español se ha abierto a las empresas con el fin de facilitar al sector privado español el cumplimiento de sus responsabilidades incluidas en la Ley 1/2005 de 9 de marzo. De esta forma, doce empresas y asociaciones aportarán un total de 50 millones de Euros al Fondo para adquirir créditos de carbono a través de la participación en los proyectos de su cartera.
- El segundo objetivo es participar en dos de los fondos multidonantes del Banco Mundial

que tienen como finalidad la ejecución de proyectos sostenibles con el medio ambiente en áreas de actividad más innovadoras y en regiones marginales para los inversores de proyectos, y por tanto, menos atractivos y de mayor riesgo. Estos Fondos son: i) el Fondo BioCarbono, por el que se obtendrán con una inversión de 20 millones de Euros dos millones de toneladas de CO₂-equivalente. (proyectos piloto que secuestran o conservan el carbono en bosques o en ecosistemas, y ii) el Fondo de Carbono para el Desarrollo Comunitario, por el que se obtendrán con una inversión de 40 millones de Euros, cuatro millones de toneladas de CO₂-equivalente. Están orientados principalmente al desarrollo.

- El tercer objetivo es la contribución al Programa de Asistencia Técnica del Banco Mundial con 5 millones de Euros, aportando recursos para contribuir a la preparación e identificación de proyectos, así como a actividades de capacitación en los países anfitriones.

Junto con esta iniciativa de la mano del Banco Mundial, el Gobierno ha firmado en octubre de 2005 un acuerdo con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por el que se crea la Iniciativa Iberoamericana de Carbono para la obtención de 9 millones de toneladas de CO₂-equivalente a partir de proyectos MDL en la región Latinoamericana y del Caribe a través de una inversión de 47 millones de Euros. Se definen como tecnologías prioritarias para la cartera española aquellas que promuevan el ahorro y la eficiencia energética y las energías renovables.

Entre las iniciativas existentes, se ha aprobado una Línea de Asistencia técnica con el Banco Interamericano de Desarrollo de 600.000 dólares con el objetivo de identificar proyectos MDL en la cartera del Banco y proporcionar apoyo a los desarrolladores de proyectos en los países beneficiarios del BID, así como la financiación de dos técnicos para la unidad de carbono.

Además, el Gobierno está negociando la participación de España en el fondo MCCF del BEI-BERD para la obtención de 11 millones de toneladas de CO₂-equivalente. Este Fondo también está abierto a la participación de las empresas. Con este último se alcanzaría un total de 60 millones de toneladas CO₂-equivalente financiadas con recursos públicos con el objetivo de cubrir el exceso de emisiones en los sectores "difusos", en particular Transporte y Residencial.

Para establecer las bases institucionales necesarias

para tramitar los proyectos de Kioto España ha establecido su Autoridad Nacional Designada (AND) que es una comisión interministerial con representantes de los Ministerios de Asuntos Exteriores y Cooperación, Economía y Hacienda, Industria, Turismo y Comercio y Medio Ambiente, un representante por el conjunto de las Comunidades Autónomas, presidida por el Secretario General para la Prevención de la Contaminación y del Cambio y cuya secretaría desempeña la Oficina Española de Cambio Climático.

La AND además de las funciones previstas por la normativa internacional, tiene encomendadas las de mantener la relación con las ANDs de otros países y promover la participación de empresas españolas y la implicación de aquellos gobiernos autonómicos especialmente activos en esta materia.

Una característica importante de la AND, es que se constituye como el punto focal nacional para la ejecución de todos los proyectos bajo el MDL y de AC, así como el análisis de los proyectos presentados por las empresas y emitir el informe preceptivo de acuerdo con la normativa internacional y comunitaria vigente (carta de aprobación del proyecto). La primera reunión de la AND celebró en febrero de 2005.

Otras actuaciones

El Gobierno de España ha puesto en marcha otras iniciativas, tanto de tipo bilateral como multilateral, particularmente dirigidas a Latinoamérica. Así se creó en 2004 la Red Iberoamericana de Oficinas de Cambio Climático. Con ella se pretende disponer de un instrumento de diálogo permanente que facilite los consensos y la identificación de prioridades, posiciones de negociación y dificultades entre nuestros países.

También destacan actuaciones de gran relevancia como la reunión de ministros iberoamericanos en el marco de la Red Iberoamericana de Oficinas de Cambio Climático (RIOCC), que aprobó una declaración de apoyo al proceso de diálogo capital para impulsar las posiciones más constructivas dentro del G77. En dicho encuentro, la ministra de Medio Ambiente presentó el Programa Iberoamericano de Impactos, Vulnerabilidad y Adaptación, que permitirá la continuación del trabajo de la red en este campo, dando prioridad inicial a la colaboración en observación sistemática y en recursos hídricos, y que fue aceptado por todos los países de América Latina y el Caribe.

En cuanto actuaciones bilaterales, España ha firma-

do Memorandos de Entendimiento (MOU) para la promoción del Mecanismo de Desarrollo Limpio con 16 países, 15 países de la región latinoamericana (Argentina, Brasil, Colombia, México, Panamá, Uruguay, República Dominicana, Bolivia, Ecuador, Chile, Costa Rica, Paraguay, Guatemala, El Salvador y Perú) y Marruecos.

Plan Nacional de Reducción de Emisiones para las Grandes Instalaciones de Combustión (PNRE-GIC)

El Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, ha transpuesto a la legislación española la Directiva 2001/80/CE (Directiva GIC), sobre limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes (NOx, SO2 y partículas) procedentes de grandes instalaciones de combustión. Se consideran grandes instalaciones de combustión (GIC) aquellas instalaciones de potencia térmica igual o superior a 50 MW.

En relación con las instalaciones existentes (autorizadas con anterioridad a julio de 1987), a partir del año 2008, la Directiva GIC permitía a los Estados miembros dos opciones: aplicar individualmente a cada instalación valores límite de emisión para los contaminantes SO2, NOx y partículas, o establecer para las mismas un plan nacional con el que se consigan reducciones de emisiones similares a las que se obtendrían aplicando los valores límites de emisión a cada una de ellas.

Para las instalaciones existentes España, mediante el R.D. 430/2004, ha optado por un Plan Nacional de Reducción de Emisiones (PNRE-GIC), que ha sido aprobado por el Consejo de Ministros, en su reunión del día 25 de noviembre de 2005 y enviado, posteriormente, a Bruselas para que sea analizado por la Comisión Europea.

El objetivo del PNRE es identificar y contabilizar las GIC existentes en España y determinar los compromisos de emisiones para las mismas a partir del año 2008. Se han contabilizado aproximadamente 100 instalaciones, de las que el 65% pertenecen al sector eléctrico, 30 % al sector refino de petróleo y 5% a otros sectores industriales (aluminio, químico y papel).

El PNRE-GIC, como establece la Directiva GIC, ha considerado las instalaciones existentes en funcionamiento en el año 2000, sus valores límites de emisión y toneladas máximas de emisión en función del tiempo anual real de cada instalación, el combustible utilizado y la potencia térmica y el caudal, calcu-

lados sobre el promedio de los cinco últimos años de funcionamiento, hasta el año 2000 inclusive.

En el PNRE-GIC se recogen las GIC existentes que van a incluirse en el compromiso de reducción de emisiones, plasmados en los valores totales nacionales de las “burbujas” de emisión de SO₂, NO_x y partículas, incluyéndose los parámetros y el cálculo de la aportación individual de cada instalación a las citadas “burbujas” de emisión.

No se incluyen en el compromiso de reducción de emisiones del PNRE-GIC las instalaciones que el titular de las mismas se ha comprometido a no hacerlas operar mas de 20.000 horas, desde el 1 de enero de 2008 y hasta el 31 de diciembre de 2015, excepción establecida en la Directiva GIC, y las que vayan a límites individuales de emisión.

En el PNRE-GIC se relacionan, de forma escueta, las actuaciones previstas por cada instalación para el cumplimiento del compromiso total nacional de emisión de cada “burbuja”, así como los criterios para la aplicación y control del PNRE.

Mediante el PNRE-GIC, a partir del año 2008, se va a conseguir una notable reducción de emisiones de SO₂, NO_x, y partículas de las GIC existentes, tal y como se aprecia en la tabla siguiente, siendo las instalaciones más afectadas las correspondientes al sector de generación eléctrica, en menor medida las del sector de refino de petróleo y, de forma muy escasa, el resto de grandes instalaciones de combustión de otros sectores industriales:

CUADRO 9.1.

	SO ₂	NO _x	Partículas
Emissiones anuales en 2001 (toneladas/año)	887.539	220.525	29.934
Objetivo GIC (toneladas/año)	177.786	196.971	14.205
% Reduccion emisiones con respecto al año 2001	80%	11%	53%

Otras actuaciones

- *Real Decreto 9/2005, de 10 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.*

La Ley 10/1998, de 21 de abril, de Residuos, que es la primera norma nacional que recoge los aspectos ambientales para la protección de los suelos contra

la contaminación, regula los aspectos medioambientales de los suelos contaminados, disponiendo que el Gobierno, previa consulta a las comunidades autónomas, deberá aprobar y publicar una lista de las actividades potencialmente contaminadoras del suelo. Asimismo, la citada ley establece que el Gobierno determinará los criterios y estándares que permitan evaluar los riesgos que puedan afectar a la salud humana y al medio ambiente.

El Real Decreto 9/2005, de acuerdo con los mandatos anteriores de la Ley de Residuos, define y regula lo que se entiende por suelo y los distintos usos del mismo: industrial, urbano u otros usos, las actividades potencialmente contaminantes del suelo, así como los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.

En el anexo I del Real Decreto figura la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo, con su código CNAE, entre las que se encuentran, dentro de los sectores energéticos, las siguientes:

- Extracción de crudos de petróleo y gas natural.
- Actividades de los servicios relacionados con las explotaciones petrolíferas y de gas, excepto actividades de prospección.
- Producción de gas, distribución de combustibles gaseosos por conductos urbanos, excepto gasoductos.
- Comercio al por mayor de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos y productos similares.

En el Real Decreto se regulan los llamados “niveles genéricos de referencia”, parámetro básico para evaluar la contaminación de los suelos, que son las concentraciones de una sustancia contaminante en el suelo que no conlleva un riesgo superior al máximo aceptable para la salud humana o los ecosistemas. Por estándares se entiende el conjunto de niveles genéricos de referencia de los contaminantes de relevancia para un suelo.

En los anexos V y VI del Real Decreto se recogen el listado de contaminantes y niveles genéricos de referencia para la protección de la salud humana y de los ecosistemas, respectivamente. En el anexo VII se especifican los criterios para calcular los niveles de referencia de aquellas sustancias no incluidas en los anexos V y VI y para la valoración de la contaminación por metales.

El criterio general para juzgar el grado de contaminación de un suelo, así como las posibles medidas de

recuperación de los suelos declarados como contaminados, descansa en la valoración de los riesgos ambientales ligados a la existencia de contaminantes en los mismos. En el anexo VIII del Real Decreto figuran los elementos necesarios que debe contener una valoración de riesgos.

El Real Decreto 9/2005 establece que los titulares de las actividades potencialmente contaminantes del suelo (anexo I) están obligadas a remitir al órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente un informe preliminar de situación, y posteriores informes periódicos, para cada uno de los suelos en los que desarrolle la actividad. El alcance y contenido de dichos informes vienen recogidos en el anexo II del Real Decreto.

El órgano competente de la comunidad autónoma, tomando en consideración los informes anteriores y otras fuentes de información, y teniendo en cuenta los criterios que figuran en el anexo III del Real Decreto, podrá declarar un suelo como contaminado para los correspondientes usos del mismo, mediante resolución administrativa. Los suelos en los que concurran ciertas circunstancias, como se indica en su anexo IV, serán objeto de una valoración detallada de riesgos.

La declaración de un suelo como contaminado obligará a la realización de las actuaciones necesarias para proceder a su recuperación, de modo que la contaminación remanente, si la hubiera, se traduzca en niveles de riesgo aceptables de acuerdo con el uso del suelo. Siempre que sea posible, la recuperación se orientará a la eliminación de los focos contaminantes y a la reducción de los contaminantes en el suelo.

Asimismo, el Real Decreto establece que los propietarios de los suelos en los que se haya desarrollado alguna actividad potencialmente contaminante, además de la obligación registral de tal circunstancia en las escrituras públicas, estarán obligados a presentar un informe de situación cuando se solicite una autorización para el establecimiento de alguna actividad diferente de las actividades potencialmente contaminadoras anteriores que estuvieron ubicadas en dichos suelos.

- *Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes.*

El Real Decreto 61/2006 deroga el Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre, sobre el mismo contenido, actualizándolo en cuanto a las fechas de aplicación del contenido de azufre de las gasolinas y

gasóleos, así como en relación con las normas de métodos de ensayo aplicables.

- Las especificaciones de gasolinas figuran en el anexo I del Real Decreto 61/2006. El contenido máximo en azufre de las mismas será de 50 mg/kg (50 ppm) hasta el 1 de enero de 2009. Desde esta fecha el contenido máximo en azufre de las gasolinas será de 10 mg/kg (10 ppm). Asimismo, deberán estar disponibles para su comercialización en el mercado nacional gasolinas con un contenido máximo en azufre de 10 mg/kg (10 ppm), atendiendo a una distribución geográfica adecuada.

Está prohibida la comercialización de gasolina con plomo en todo el territorio nacional salvo, como excepción, la de gasolinas con plomo para uso de vehículos antiguos de tipo especial, hasta un máximo del 0,5 por cien de las ventas totales de gasolinas en el mercado nacional.

Las gasolinas de sustitución de las gasolinas con plomo utilizadas en los vehículos hasta el año 2001, deberán cumplir con las especificaciones del Anexo I del Real Decreto, con excepción del “Índice de Octano Research” (RON), que debe ser igual o superior a 97 y el color, que debe ser amarillo.

El Real Decreto 61/2006, como se estableció en el artículo tercero del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, que queda derogado, señala que queda prohibida la comercialización de las gasolinas de sustitución en todo el territorio nacional, a partir del 1 de enero de 2009.

- En el anexo II del Real Decreto 61/2006 figuran las especificaciones para los gasóleos de automoción (gasóleo clase A). El contenido máximo en azufre de los mismos, como en el caso de las gasolinas, será de 50 mg/kg (50 ppm) hasta el 1 de enero de 2009, y, desde dicha fecha, no será superior a 10 mg/kg (10 ppm). Asimismo, atendiendo a una distribución geográfica adecuada, deberán estar disponibles para su comercialización en el mercado nacional gasóleos de automoción con un contenido máximo en azufre de 10 mg/kg (10 ppm).
- Las especificaciones de los gasóleos de uso agrícola y marítimo (gasóleo clase B) y los gasóleos de calefacción (gasóleos clase C) figuran en el anexo III del Real Decreto, donde se establece un contenido máximo en azufre de los mismos de 0,2 por cien en masa (2.000 ppm).

Para el gasóleo clase B exclusivamente de uso marítimo y para el gasóleo de calefacción (clase C), a partir del 1 de enero de 2008, el contenido en azufre no superará el 0,10 por cien en masa (1.000 ppm). El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe del Ministerio de Medio Ambiente, podrá autorizar la utilización de estos tipos de gasóleos con un contenido en azufre entre 1.000 ppm y 2.000 ppm, siempre y cuando se respeten las normas de calidad del aire en cuanto a SO₂ y que las emisiones producidas por dicha utilización no contribuyan a la superación de las cargas críticas.

En las Islas Canarias se podrá utilizar gasóleo para uso marítimo con un contenido en azufre superior al establecido en el Real Decreto, siempre y cuando no supere el 0,3 por cien en masa (3.000 ppm).

En el caso del gasóleo clase B que se utilice en maquinarias móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales, a partir del 1 de enero de 2008, el contenido en azufre de los mismos no será superior al 0,10 por cien en masa (1.000 ppm).

- Las especificaciones técnicas de los fuelóleos figuran en el anexo IV del Real Decreto 61/2006, donde se prescribe un contenido máximo en azufre para los mismos de 1,0 por cien en masa (10.000 ppm).

Este contenido máximo en azufre no será aplicables a los fuelóleos utilizados en grandes instalaciones de combustión, cuyas emisiones de SO₂ están reguladas específicamente, en otras plantas de combustión cuando sus emisiones de SO₂ sean inferiores a 1.700 mg/Nm³, o en refinerías de petróleo, cuando la media mensual de las emisiones de SO₂ entre todas las instalaciones de las refinerías, excluidas las grandes instalaciones de combustión, sean iguales o inferiores a 1.700 mg/Nm³.

- Las especificaciones técnicas de los gases licuados del petróleo: propano comercial, butano comercial y GLP para automoción figuran en los anexos V, VI y VII del Real Decreto 61/2006, respectivamente.

El Real Decreto 61/2006, al igual que el Real Decreto 1700/2003, permite adiciones de biocarburantes, de etanol de origen vegetal (bioetanol) en las gasolinas y de ésteres metílicos de los ácidos grasos (biodiesel) a los gasóleos, en una proporción máxima del 5 por ciento en volumen, debiendo cumplir los productos resultantes de dicha adición con las especificaciones de los anexos I y II del mismo, modificándose, en el caso de la adición de bioetanol a gasolinas, los valores de la curva de destilación que no se podrán superar.

El valor de referencia para el objetivo indicativo nacional de comercialización de un porcentaje mínimo de biocarburantes se fija en el Real decreto 61/2006, de acuerdo con lo previsto en la Directiva 2003/30, en el 5,75%, calculado sobre la base del contenido energético de toda la gasolina y todo el gasóleo comercializado en el mercado con fines de transporte, a más tardar, el 31 de diciembre de 2010.

- *Real Decreto 228/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el Real Decreto 1378/1999, de 27 de agosto, por el que se establecen medidas para la eliminación y gestión de los policlorobifenilos, policloroterfenilos y los aparatos que los contengan.*

En desarrollo de la Ley 10/1998, de 21 de abril, de Residuos, y trasladando a la legislación española la Directiva 96/59/CE, el Real Decreto 1378/1999, de 27 de agosto, estableció medidas para la gestión y eliminación de los policlorobifenilos (PCB), policloroterfenilos (PCT) y aparatos que los contengan.

Asimismo, el Real Decreto 1378/1999 encomendó a la Administración del Estado la elaboración, mediante la integración de los respectivos planes autonómicos, del Plan Nacional de descontaminación y eliminación de los PCB/PCT, que fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 6 de abril de 2001.

De la experiencia obtenida en la aplicación del Real Decreto 1378/1999 y del seguimiento del Plan ha surgido la necesidad del nuevo Real Decreto 228/2006, que modifica el anterior, para poder lograr un mayor control de la descontaminación y eliminación de los aparatos con PCB/PCT, estableciendo, asimismo, unos plazos para dichas actuaciones, con el fin de no colapsar las escasas infraestructuras de tratamiento de PCB existentes en nuestro país.

A los efectos de inventariado, declaración de su posesión por sus poseedores y obligaciones específicas en relación con la descontaminación o eliminación de los aparatos que contengan PCB, el Real Decreto 228/2006, manteniendo la definición de “Aparatos que contienen PCB” del Real Decreto 1378/1999, incorpora tres nuevos grupos de aparatos, con sus definiciones:

“Aparatos fabricados con fluidos de PCB”, que son aquellos aparatos que contienen PCB, ya que, desde su origen, han sido fabricados con dieléctricos o fluidos constituidos por PCB, según viene identificado en las placas o documentación de origen de dichos aparatos.

“Aparatos contaminados por PCB”, que son los aparatos que, aunque fabricados con fluidos que no

contenían PCB, a lo largo de su vida se han contaminado con PCB en una concentración igual o superior a 50 ppm.

“Aparatos que pueden contener PCB”, que son aquellos aparatos de los que exista una razonable sospecha de que pueden haberse contaminado con PCB en su fabricación, utilización o mantenimiento, salvo que por su historial, debidamente acreditado, se deduzca lo contrario o se acredite que su concentración en peso es inferior a 50 ppm mediante el correspondiente análisis químico. Estos aparatos, a los efectos de inclusión en el inventario y de su descontaminación o eliminación, se considerarán como aparatos de concentración superior a 500 ppm.

Asimismo, el Real Decreto 228/2006 señala que los aparatos que contienen PCB sobre los que no exista información alguna deben considerarse como aparatos que pueden contener PCB.

La fecha límite para la descontaminación o eliminación de transformadores eléctricos con concentración de PCB superior a 500 ppm, la de los restantes tipos de aparatos con concentración de PCB igual o superior a 50 ppm y la de los PCB contenidos en los mismos, al igual que en el Real Decreto 1378/1999, es el 1 de enero del año 2011, con excepción de los aparatos con un volumen de PCB inferior a un (1) decímetro cúbico, siendo más estricto que el citado Real Decreto 1378/1999 en el que la excepción estaba fijada en los cinco (5) decímetros cúbicos.

El Real Decreto 228/2006, con la fecha límite del 1 de enero del año 2011, establece una graduación de fechas para la descontaminación o eliminación de los aparatos fabricados con fluidos de PCB, en función de la fecha de fabricación de los mismos. En el caso de los aparatos contaminados por PCB o que puedan contener PCB, se establecen unas fechas y porcentajes mínimos para la eliminación o desconta-

minación de los mismos.

Sin perjuicio de las estipulaciones anteriores, los poseedores de aparatos con PCB deberán dar prioridad en el orden de descontaminación y eliminación a aquellos cuyas condiciones los hagan especialmente peligrosos, que puedan implicar un mayor riesgo para las personas o el medio ambiente.

El Real Decreto 228/2006, para adaptarse a los nuevos criterios, modifica, asimismo, el Real Decreto 1378/1999 en lo referente a los inventarios de aparatos, las obligaciones relativas a los análisis químicos y toma de muestras, su etiquetado y marcado, así como sobre la declaración a las Comunidades Autónomas de la posesión de los mismos y la comunicación de las previsiones para la descontaminación o eliminación.

En su Disposición adicional única, el Real Decreto 228/2006 establece obligaciones a los responsables de las centrales térmicas y centros de transformación incluidos en el ámbito de aplicación del Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación, exigiéndoles el análisis de los dieléctricos, aceites y otros fluidos de todos los aparatos que puedan contener PCB que posean, y la posterior comunicación de los resultados a las autoridades competentes de las Comunidades Autónomas.

Finalmente, hay que destacar los Planes de actuación descritos en el Capítulo 8 de este Informe y que tienen también incidencia en el aspecto medioambiental:

- *Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética*
- *Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER)*

10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO

10.1 PLAN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, DESARROLLO E INNOVACIÓN TECNOLÓGICA (I+D+i) 2004-2007

El Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT) es un instrumento mediante el cual el Gobierno articula un conjunto de convocatorias de ayudas públicas, destinadas a estimular a las empresas y a otras entidades a llevar a cabo actividades de investigación y desarrollo tecnológico; según los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica (I+D+i) 2004-2007, en la parte dedicada al Fomento de la Investigación Técnica.

El Plan Nacional de I+D+i 2004-2007 determina un conjunto de objetivos que pretenden, de forma general, contribuir a un mayor y más armónico desarrollo del sistema español de Ciencia-Tecnología-Empresa, con el objetivo de elevar la capacidad tecnológica e innovadora de las empresas; promover la creación de un tejido empresarial innovador; contribuir a la creación de un entorno favorable a la inversión en I+D+i; y mejorar la interacción entre el sector público investigador y el sector empresarial.

Para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en el Plan Nacional de I+D+i, se ha considerado necesario articular un conjunto de ayudas directas que estimulen la realización de actividades de I+D. Estas ayudas tienen como marco legal el Encuadramiento Comunitario sobre ayudas de Estado de Investigación y Desarrollo. La finalidad de este Programa es por tanto contribuir a la consecución de los objetivos del Plan Nacional de I+D+i en el ámbito de la investigación técnica. Esta finalidad se desglosa en:

- Extender y optimizar el uso, por parte de las empresas y los centros tecnológicos, de las infraestructuras públicas y privadas de investigación.
- Impulsar y facilitar la participación de las empresas españolas en programas internacionales de

cooperación en investigación científica y desarrollo tecnológico.

- Favorecer la realización de todo proyecto de investigación y desarrollo tecnológico que incremente la capacidad tecnológica de las empresas.
- Extender la cultura de la cooperación en investigación y desarrollo tecnológico entre todos los agentes del sistema ciencia-tecnología-empresa.
- Incentivar la realización de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico que atiendan a la eficiencia energética, reduciendo las emisiones de gases que provoquen el efecto invernadero.

Programa Nacional de Energía

Con las premisas generales anteriores y considerando, simultáneamente, el interés del sector en la política energética y en la política tecnológica, su enfoque dentro de la perspectiva de la ciencia y la tecnología se hace de forma que contribuya a alcanzar un desarrollo sostenible mediante el cual las legítimas aspiraciones de crecimiento económico y bienestar social de los pueblos se consiga sin un despilfarro de los recursos naturales y conservando el medio ambiente. Debe abordarse un planteamiento de I+D+i en aquellos ámbitos en los que, existiendo una determinada capacidad nacional de investigación y desarrollo, se precise una evolución acorde con las políticas nacionales, potenciando al máximo la capacidad tecnológica del país, por lo que el Área de Energía estará constituida por un solo Programa Nacional de Energía dividido en las dos prioridades temáticas y el Subprograma de Fusión Termonuclear siguientes:

- a) El desarrollo de formas y usos convencionales de la energía para que sean más eficientes y aceptables medioambientalmente. Optimizando las tecnologías desde su origen hasta su uso final, impulsando el desarrollo de otras que reduzcan

su impacto ambiental en el ciclo productivo, potenciando las que garanticen mayores eficiencias y mitiguen la producción de gases de efecto invernadero, incrementando la seguridad de las centrales nucleares y solucionando la problemática relacionada con la gestión integral de los residuos radiactivos, mejorando la calidad de los carburantes derivados de los productos petrolíferos o desarrollando nuevos carburantes para el transporte compatibles con las infraestructuras actuales, haciendo un uso limpio del carbón en aplicaciones como la combustión o la gasificación e impulsando sistemas avanzados de transformación y aprovechamiento conjunto del calor y la electricidad, todo ello dentro de un marco de eficiencia energética.

- b) El fomento de las energías renovables y de las tecnologías emergentes, que permitan un suministro energético seguro y eficiente y con criterios de rentabilidad mediante la diversificación de las fuentes y de su procedencia geográfica. Potenciando su introducción en el sistema energético nacional, reduciendo los costes de fabricación de los bienes de equipo destinados a tal fin, optimizando la relación eficiencia y costes de producción y explotación y garantizando su integración en el sistema energético, fomentando energías renovables para generación eléctrica, hoy, en distintos grados de desarrollo como eólica, solar o biomasa. Introduciendo igualmente los nuevos sistemas de almacenamiento y transporte de energía, como el hidrógeno, vector energético aplicable al transporte y a usos estacionarios y mejorando las posibilidades ofrecidas por sistemas innovadores como las pilas de combustible. En este agrupamiento se requiere intensificar el desarrollo tecnológico para acompañarlo de investigación, en todas sus modalidades, y demostración para facilitar su implantación industrial y en el mercado.
- c) La contribución en la investigación y el desarrollo de la fusión termonuclear promovido desde la Unión Europea, empleando las grandes instalaciones nacionales como el Stellarator TJ-II, la instalación de fusión europea JET y cooperando de forma activa en la instalación internacional ITER desde la fase inicial en la que se encuentra hasta su construcción y posterior operación y experimentación. Su especial situación requiere que estas actuaciones se configuren como un subprograma específico, en el que la investigación básica dirigida debe ser el eje principal de atención.

Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía, para que sean más limpias y eficientes

Estas energías han desarrollado sus tecnologías hasta un nivel altísimo de madurez competitiva, descansando en ellas, en gran medida, el desarrollo económico de los decenios precedentes. Sin embargo, algunas de estas energías no se ajustan totalmente a los principios de desarrollo sostenible. La transición de la situación actual a un escenario energético renovado, que satisfaga los principios mencionados y a la vez no sea contraproducente para la actividad económica y el bienestar social, necesita políticas de I+D+I en varios ámbitos; particularmente, de nuevas tecnologías dentro de las energías convencionales. El objetivo fundamental es garantizar el suministro energético de forma económica y respetuosa con el medioambiente con criterios de eficiencia y calidad empleando las fuentes energéticas convencionales e introduciendo las tecnologías necesarias para optimizar su uso.

Las líneas de actuación propuestas son:

– *Mejora de carburantes para transporte:*

- Desarrollo de nuevos procesos en las refinerías de petróleo y catalizadores más activos y selectivos que permitan reducir la intensidad energética del proceso de refinado y obtener simultáneamente combustibles de mayor calidad medioambiental y mayor eficiencia energética en su utilización final.
- Desarrollo de nuevos procesos que permitan adaptar la estructura de la producción a las tendencias de la demanda de productos para el transporte.
- Nuevos combustibles para el transporte (Gas natural comprimido, GLP, gasoil GTL) que sean compatibles con las infraestructuras existentes hoy día.

– *Tecnologías de uso limpio del carbón y de productos petrolíferos:*

- Optimización del funcionamiento de las plantas mediante su adaptación a diferentes combustibles, validación de modelos de simulación, materiales, componentes, repotenciación y ciclo supercríticos.
- Alargamiento de la vida de las plantas, potenciando las técnicas de mantenimiento predictivo, la evaluación en continuo de ciclos de vida, de rendimientos, la influencia de los sistemas de depuración.
- Mejorando los quemadores, los sistemas de inyección de combustible y los sistemas de

depuración de humos, de desulfuración de gases, de eliminación de óxidos de nitrógeno y la utilización de las cenizas volantes.

- Proseguir con los desarrollos de procesos relacionados con la GICC con miras a la segunda generación, mejorando su eficiencia, mejorando sus emisiones y reduciendo los costes de la tecnología y optimizando el rendimiento de la planta. Impulsar la investigación tendente a mejorar el contenido en hidrógeno del gas de síntesis, para su producción con miras a la utilización en pilas de combustible.
- Así mismo es necesario hacer un esfuerzo en lo relativo al control de las emisiones con el desarrollo de equipos de medida y control, con estudios de dispersión y con los efectos de la contaminación y en especial a lo relativo al desarrollo de tecnologías de captura y confinamiento de CO².

– *Fisión Nuclear*

- Garantizar la operación segura de las centrales a largo plazo mediante programas de vigilancia de los componentes y materiales estructurales de las Centrales Nucleares.
- Disponer de los mejores conocimientos y herramientas en métodos y códigos en termodinámica, accidente severo y Análisis Probabilista de Seguridad (APS) para mejorar seguridad y competitividad.
- Mejorar la seguridad, fiabilidad y competitividad del combustible nuclear.
- Optimizar la explotación del parque nuclear actual por medio de su modernización y mejora del mantenimiento.
- Reducción de la contribución de los factores humanos y la organización al riesgo de las instalaciones. Identificación de razones de percepción actual del riesgo e intervención.
- Reducir la dosis de radiación a personas y medio ambiente.
- Participar en desarrollos en curso de centrales avanzadas y realimentar conocimientos para las centrales actuales.

Y en el campo de los residuos radiactivos:

- Tecnologías básicas de caracterización del combustible, físico-química de actínidos y

productos de fisión y transferencia de radionucleidos en la biosfera.

- Tratamiento y reducción de la radiotoxicidad de los residuos de alta actividad (separación y transmutación).
- Sistemas de almacenamiento a largo plazo de residuos de alta actividad.
- Optimización y mejora de los sistemas de gestión de residuos de baja y media actividad.

Poligeneración

La generación simultánea de electricidad y energía térmica útil (en calor, frío, o ambos) es una tecnología madura y ampliamente implantada. Sin embargo, hay posibilidades de ampliar el campo de aplicaciones de cogeneración mediante tecnologías emergentes de integración energética o generación múltiple de energía eléctrica, calor, frío, desalación y/o regeneración de aguas y productos químicos en general.

– *Eficiencia en el uso final de la energía*

- El desarrollo de tecnologías de bombas de calor, incluyendo la posibilidad de utilizar el terreno como foco frío y el aprovechamiento de energía en la industria mediante sistemas de cogeneración, equipos auxiliares, equipos de absorción, etc. Utilización de nuevos fluidos refrigerantes, integración de la bomba de calor con sistemas energéticos híbridos, tecnologías de absorción de calores residuales, desarrollo de componentes y de sistemas industriales de alta temperatura.
- La investigación y el desarrollo de herramientas para el diseño de sistemas bioclimáticos, nuevos materiales, almacenamiento energético integrado y desarrollo de nuevos conceptos urbanísticos que permitan mejorar la eficiencia en las edificaciones.
- Producción de calor y frío.

– *Transporte de energía*

- La mejora del equipamiento existente mediante la automatización de la distribución, de las comunicaciones, de los equipos de protección, control y medida, y con transformadores y aparatos avanzados.
- Mejora de la operación con el desarrollo de modelos de ayuda a la operación de sistemas

eléctricos y para la reposición del servicio tras un incidente y mediante el desarrollo de superconductores como nuevos conductores de bajo costo y altas prestaciones térmicas para aumentar la capacidad del transporte y distribución de energía.

- Mediante el desarrollo y validación de dispositivos superconductores (limitadores de corrientes de falta, cables subterráneos, transformadores, etc.), centros de transformación compactos e integrados y nuevos materiales aislantes

– Generación Distribuida / Distribución Activa

En los últimos años se observa una evolución del sector energético caracterizada por la reestructuración y liberalización, el incremento de necesidades energéticas y los avances tecnológicos (menor potencia más eficiente). Además, desaparece la economía de escala en la que se basan los sistemas de generación-transporte-distribución, y los sistemas de generación pasan de concentrarse en un número moderado de grandes instalaciones a integrarse de forma atomizada en las redes de distribución de media y baja tensión. Este nuevo concepto de distribución activa (DA), también conocida como generación distribuida (DG), está emergiendo como un nuevo paradigma de generación-distribución de la energía eléctrica que plantea toda una serie de problemas y oportunidades relacionadas con los servicios, los equipos y las infraestructuras.

Las actuaciones que se abordan en este tema tienen que ver con la generación de energía, con la distribución de energía y con las tecnologías horizontales para sistemas energéticos industriales, comerciales y domésticos, que más concretamente se pueden clasificar en los cuatro bloques siguientes de líneas tecnológicas:

- Integración a gran escala de mini y microsistemas avanzados de generación distribuida de electricidad. Conexión e impacto en la red de: generación eólica, microgeneración con tecnologías de pilas de combustible, microgeneración mediante sistemas fotovoltaicos y plantas mixtas.
- Componentes, sistemas y servicios para la red de distribución activa de electricidad: sistemas de acondicionamiento de red para asegurar la fiabilidad y calidad de la energía, sistemas de protección y medida para MT y BT, sistemas electrónicos de potencia para las nuevas subestaciones y centros de transformación, control de redes y microrredes y gestión y control de generadores y consumidores virtuales.
- Sistemas de almacenamiento de energía que faciliten la integración masiva de fuentes de energía conectadas a la red. (baterías, pilas de combustible regenerativas, ultracondensadores, bobinas superconductoras, volantes de inercia, etc).
- Servicios orientados al mercado eléctrico: servicios de valor añadido para la distribución de electricidad (distribución y clientes), incluyendo gestión de la demanda utilizando generación distribuida, sistemas de gestión y operación de redes, comercio electrónico y telefaturación de los consumos eléctricos (energéticos) para MT y BT y aspectos regulatorios y retributivos de la generación distribuida. Normalización, ensayo y certificación de equipos y sistemas.

Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes

El objetivo es facilitar los medios científicos y tecnológicos que permitan incrementar la contribución de estas fuentes energéticas de forma eficiente y competitiva para progresar en su integración en el sistema energético nacional. Para reducir la dependencia de las fuentes energéticas convencionales, e incrementar el uso de los recursos autóctonos y con ello garantizar la seguridad de suministro, es necesario provocar un desarrollo tecnológico que posibilite el despliegue de las energías renovables, el hidrógeno y las tecnologías emergentes de transformación energética. Al mismo tiempo se debe impulsar la competitividad de la industria nacional de fabricación de sistemas de generación energética a partir de las fuentes renovables en un mercado global. Las diferencias entre los recursos y las tecnologías existentes tanto en su origen como en el estado tecnológico en el que se encuentran obligan a actuaciones diferenciadas entre ellas.

Las líneas de actuación propuestas son:

- Evaluación y predicción de recursos de energías renovables
- Investigación y desarrollo de tecnologías y sistemas avanzados que simplifiquen las mediciones y mejoren la fiabilidad de las evaluaciones incluso en los recursos con menos potencialidad actual de aprovechamiento energético.
- Actualización de la evaluación y predicción de recursos obtenida mediante nuevas mediciones y procesos de estimación.

- Mejora e implantación, cuando proceda, de las bases de datos existentes sobre los recursos renovables nacionales.

– *Energía eólica*

- Creación de infraestructuras y herramientas para desarrollo de aerogeneradores. Desarrollo de palas e investigación de nuevos materiales y de nuevos modelos de palas, componentes de aerogeneradores y sistemas de generación eléctrica y electrónica de potencia. Máquinas de nueva generación. Desarrollo de nuevas herramientas, diseños y conceptos tecnológicos. Homologación y certificación de máquinas y componentes.
- Integración en el sistema eléctrico. Desarrollo de un sistema integrado de comunicación entre el sistema de generación eólico, agentes intermedios y operadores del sistema. Investigación y desarrollo de sistemas avanzados de predicción eólica para la gestión de la producción energética. Desarrollo de tecnologías y sistemas operativos para la generación eléctrica de elevadas prestaciones (reactiva, resistencia a caídas de tensión, redes débiles, alta calidad de energía, mejora de la eventualidad y almacenamiento de energía). Desarrollo de normativa técnica y administrativa nacional para la integración en el sistema y su adecuación al entorno europeo
- Almacenamiento de energía. Integración de los sistemas de producción de energía eólica con el vector hidrógeno. Sistemas de acumulación de energía.
- Desarrollo de tecnologías y sistemas orientados a la integración medioambiental de la energía eólica.
- Mejoras del diseño de sistemas de aerogeneración para reducción de costes, incremento del rendimiento energético, disponibilidad, mantenimiento, fiabilidad y seguridad de la operación y de los equipos.
- Desarrollo de técnicas y equipos de diagnóstico para el mantenimiento predictivo de equipos aerogeneradores.
- Diseño de parques, evaluación de recursos y emplazamientos. Configuración de parques y aerogeneradores adaptados a localizaciones específicas.
- Desarrollo de nuevos avances en transporte,

montaje y mantenimiento correctivo de grandes aerogeneradores.

- Nuevos desarrollos en energía eólica. Estudio de tecnologías para emplazamientos no convencionales, sistemas autónomos, desarrollo de aerogeneradores de pequeña potencia, sistemas híbridos con el fin de facilitar el autoabastecimiento en lugares aislados.

– *Energía Solar*

a) Energía solar fotovoltaica

- Materiales Fotovoltaicos. Investigación, desarrollo y caracterización de materiales fotovoltaicos orientado a la reducción de costes específicos, en los campos de materiales de grado solar, la lámina delgada, etc.
- Células fotovoltaicas. Mejoras en las tecnologías y optimización de procesos de fabricación células fotovoltaicas, mejoras y modernización de sistemas de fabricación orientados a la reducción de costes específicos. Nuevos conceptos que consuman menor cantidad de material y aprovechen mejor el espectro.
- Módulos fotovoltaicos. Investigación, desarrollo e innovación en módulos fotovoltaicos en los campos de fabricación y su homologación, integración arquitectónica, sistemas de concentración y nuevos conceptos.
- Sistemas fotovoltaicos. Investigación y demostración tendentes a mejorar el balance del sistema, desarrollo de nuevas aplicaciones y aspectos de diseño, sistemas de seguimiento solar, monitorización y telegestión y mejora de la calidad de servicio. Almacenamiento.
- Acoplamientos a redes. Investigación y desarrollo de tecnologías para la mejora de la calidad de onda y seguridad de conexión a la red. Optimización de inversores. Desarrollo de normativas y herramientas de homologación y caracterización de inversores y componentes.

b) Solar térmica alta temperatura.

- Tecnología de concentración en foco lineal hacia: superficies reflectantes, tubos absorbentes, sistemas modulares para pequeñas aplicaciones, almacenamiento térmico, nuevos conceptos de concentradores.
- Tecnología de receptor central hacia: nuevos conceptos de heliostatos, sistemas de segui-

miento solar avanzados, receptores solares de aire y sales fundidas, almacenamiento térmico, desarrollo de sistemas de control y medida de flujo de radiación solar concentrada.

- Aplicaciones de carácter industrial hacia: calor en procesos industriales (producción de vapor, frío industrial, desalación, secado, etc.), producción de hidrógeno, procesos químicos, aprovechamiento mediante ciclos termodinámicos.

c) Solar térmica de baja y media temperatura

- Promover la investigación y desarrollo para la mejora del diseño, procesos de fabricación, monitorización, telemantenimiento, eficiencia de los captadores solares de baja temperatura, componentes y su adecuación e integración en la edificación, con una orientación a la reducción de los costes específicos.
- Investigación y desarrollo en nuevos captadores solares avanzados de media temperatura.
- Nuevos conceptos para la generación de electricidad y calor con sistemas de concentración. Desarrollo de sistemas eficientes y de bajo coste.
- Diseño de instalaciones para aprovechamiento energético de efluentes de bajo gradiente térmico. Instalaciones de demostración.
- Desarrollo de nuevas instalaciones de climatización y refrigeración solar.
- Aplicaciones de carácter industrial orientadas hacia procesos térmicos industriales: producción de agua caliente y vapor, frío industrial, desalación, secado, etc.

d) Solar pasiva.

Investigación y desarrollo en herramientas para el diseño de sistemas bioclimáticos, nuevos materiales, almacenamiento integrado de energía para mejora de la eficiencia energética en las edificaciones.

– Biomasa

a) Investigación y desarrollo de cultivos energéticos.

- Promover la evaluación, predicción y desarrollo del recurso de biomasa agraria y forestal para distintas regiones, así como del desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación.

- Promover la investigación en selección de nuevas especies herbáceas y leñosas de alta producción y de la maquinaria específica para la recolección.

- Promover la investigación de nuevos cultivos oleaginosos alternativos para la obtención de materias primas para la producción de biodiesel, el desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación y la logística.

- Promover la investigación de nuevos cultivos de gramíneas, materiales lignocelulósicos y cultivos azucarados, como materia prima para la obtención de bioalcohol así como el desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación y la logística.

- Caracterización energética de la biomasa para la obtención de biocombustibles.

b) Biocombustibles sólidos

- Desarrollo de tecnologías de combustión eficientes y de bajo coste y el equipamiento necesario. En particular la investigación de los efectos que provocan sobre las calderas la corrosión y fusión de escorias, así como las mal funciones en general producidas por el tratamiento de combustibles procedentes de la biomasa. También, tecnologías para la co-combustión simultánea de biomasa diversa incluyendo carbón.
- Desarrollo de sistemas de pequeña escala.
- Desarrollo de tecnologías de sistemas de gasificación y co-gasificación de biomasa, residuos sólidos urbanos, y carbón. También, tecnologías de pirólisis y en general de aprovechamiento integral de sistemas de biomasa no sólo con fines energéticos sino de valorización químico-energética de los mismos. Incluyendo los motores térmicos y los procesos de limpieza de gases, control y mantenimiento.

c) Biogás

- Desarrollo de vertederos biorreactores.
- Desarrollo y optimización de sistemas rentables de limpieza de biogás.
- Adaptación de motores para su funcionamiento con biogás.

- Investigación y desarrollo en la mejora de sistemas de producción de biogás a partir de diversas fuentes como lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales, residuos agroindustriales, residuos de ganadería intensiva, vertederos controlados de residuos sólidos urbanos. Atendiendo a los diversos aspectos microbiológicos, de diseño de equipos, de tratamiento de efluentes y de integración de procesos para su óptimo aprovechamiento energético.
- Gestión integrada de residuos orgánicos para optimizar el proceso de la obtención de compost y energía.

d) Biocombustibles líquidos

- Desarrollo de tecnologías de alta eficiencia en los procesos químicos y fermentativos, incluyendo la optimización de subproductos.
- Homologación de biocombustibles y formulaciones específicas para su adaptación como carburantes.
- Infraestructura y logística del aprovisionamiento, metodologías de mezclado, dosificación y aditivación.
- Estrategias de recogida de aceites vegetales usados y otros residuos para su conversión en biocarburantes según normativa.

– Otras energías renovables

- Desarrollo de tecnologías y modelos para la optimización del mercado de energías renovables.
- Minihidráulica. Instrumentación, telecontrol, mantenimiento predictivo y reducción de impactos.
- Geotérmica. Aprovechamiento como fuentes calientes en sistemas combinados de producción de calor y frío.
- Marinas. Desarrollo de tecnologías para aprovechamiento de la energía del oleaje así como el aprovechamiento de la energía mareomotriz.

– Hidrógeno

El hidrógeno, con la evolución tecnológica de las pilas de combustible, presenta el potencial de convertirse a largo plazo en un agente portador de ener-

gía que cambie la configuración del sector energético, haciéndolo más seguro, eficiente y respetuoso del medio ambiente. Para ello, deben superarse una serie de barreras tecnológicas en el ámbito de su producción, almacenamiento, distribución y suministro final, tanto para su uso en transporte como para aplicaciones estacionarias, específicamente en los siguientes campos:

- Producción: Sin emisiones de CO₂, a partir de agua, utilizando métodos electrolíticos (con energías renovables o nuclear) u otros emergentes como fotoelectroquímicos, fotobiológicos o biomiméticos y partir de materias primas renovables o fósiles (preferiblemente con captura de CO₂) mediante procesos de reformado, oxidación parcial, gasificación u otros. Igualmente la producción de gases con alto contenido de hidrógeno para aplicaciones energéticas distintas de las pilas de combustible.
- Almacenamiento: comprimido, líquido o mediante tecnologías de hidruros metálicos y las estructura carbonosas de nanotubos.
- Distribución y suministro final: uso de infraestructuras existentes y nuevas; medios de transporte; instalaciones de suministro final.
- Normas, especificaciones y estandarización en materia de equipamiento, seguridad y calidad del producto.
- Análisis comparativo de ciclo de vida de eficiencia energética y de emisiones de GEI'S, en sistemas integrados de producción, almacenamiento, distribución y suministro final de hidrógeno en sus aplicaciones de transporte y generación distribuida.
- Creación de una infraestructura de ensayos y equipos de trabajo en I+D+I relacionados con la seguridad en el uso del hidrógeno (identificación de escenarios representativos de accidentes, determinación de árbol de fallos, análisis de modos de fallo y sus efectos, estudio comparativo de riesgos y daños, desarrollo y validación de herramientas para evaluación de la seguridad en distintas aplicaciones, etc.).

– Pilas de combustible

- El desarrollo de otros combustibles para alimentación de pilas de combustible (gas natural, metanol, bioalcoholes, fracciones del petróleo etc.) en lo relativo a producción rentable y limpia, purificación y desarrollo de infraestructura.

- En relación con las pilas de combustible de baja temperatura (PEM) los esfuerzos deben orientarse hacia el desarrollo de materiales (catalizadores, electrodos, electrolitos, placas, sellos, etc.), el desarrollo de componentes de pilas de combustible y sus de prototipos de pilas de combustible, sistemas basados en pilas de combustible para su aplicación en transporte, y en uso estacionario y portátil, procesadores de combustible.
- Pilas de combustible de alta temperatura (Óxidos sólidos y carbonatos fundidos) las actividades deben orientarse al desarrollo de materiales (catalizadores, electrodos, electrolitos, placas, sellos, etc.), al desarrollo de componentes de pilas de combustible y sus métodos de fabricación y al desarrollo de prototipos de pilas de combustible.
- La utilización de sistemas de pilas de combustible en usos diversos (cogeneración, generación eléctrica distribuida o centralizada, integrados con energías renovables, como unidades auxiliares de potencia, como fuentes motrices en transporte, etc.) y el desarrollo y validación de herramientas de simulación para el análisis de sistemas de pilas de combustible por métodos computacionales.
- La condición de agente portador de energía del hidrógeno y el sistemas transformador de las pilas de combustible, exigen al mismo tiempo de sus avances independientes, el desarrollo de sistemas integrados con las diversas fuentes energéticas y a ser posibles con diferentes aplicaciones finales, en lo que

se refiere a desarrollo y demostración de sistemas de gestión, control y seguridad.

10.2 RESULTADOS DEL PROGRAMA NACIONAL DE ENERGÍA EN 2005

Durante el año 2005 se continuó gestionando el Programa Nacional de la Energía a través del Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT), la financiación se basó en subvenciones y anticipos reembolsables con cargo a las partidas presupuestarias de dicho Programa.

Los resultados alcanzados en la convocatoria del 2005, pueden concretarse en los siguientes aspectos:

- El presupuesto del Programa se ha distribuido en un 74% para el área de energías renovables, un 19% para eficiencia energética y un 7% para combustibles fósiles (gráfico 10.1)
- Por tecnologías, el presupuesto total de 18,8 millones de euros se ha distribuido según el gráfico 10.2, destacando 2,8 millones para tecnologías de mejora del uso final de la energía..
- Por tipología de proyecto presentado, de 183 proyectos en total, ha sido predominante el proyecto individual con colaboración externa, con 107 proyectos; desarrollados en cooperación y con colaboración externa, han sido 57; desarrollados en cooperación sin colaboración externa, han sido 12 y finalmente 7 individuales sin colaboración externa (gráfico 10.3)

GRÁFICO 10.1
PROFIT 2005: Distribución presupuestaria por áreas

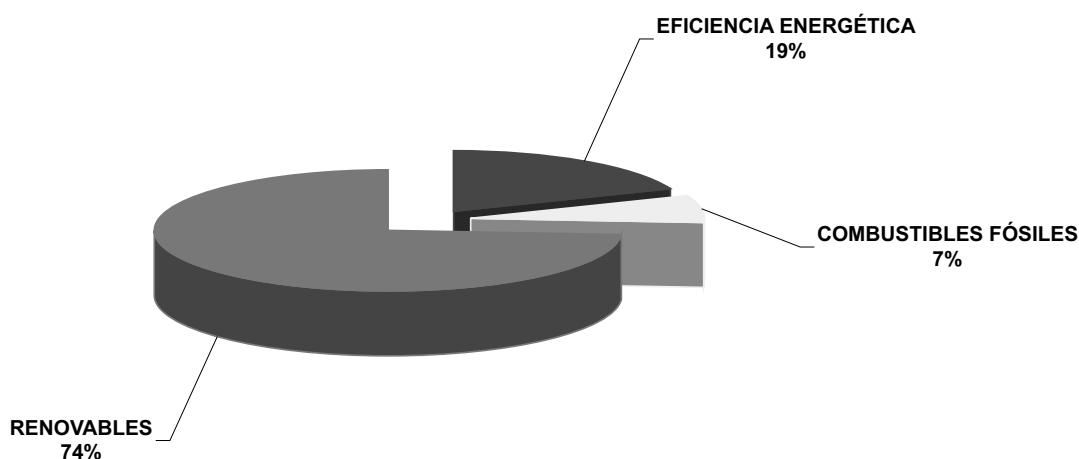


GRÁFICO 10.2
PROFIT 2005: Ayudas por tecnologías

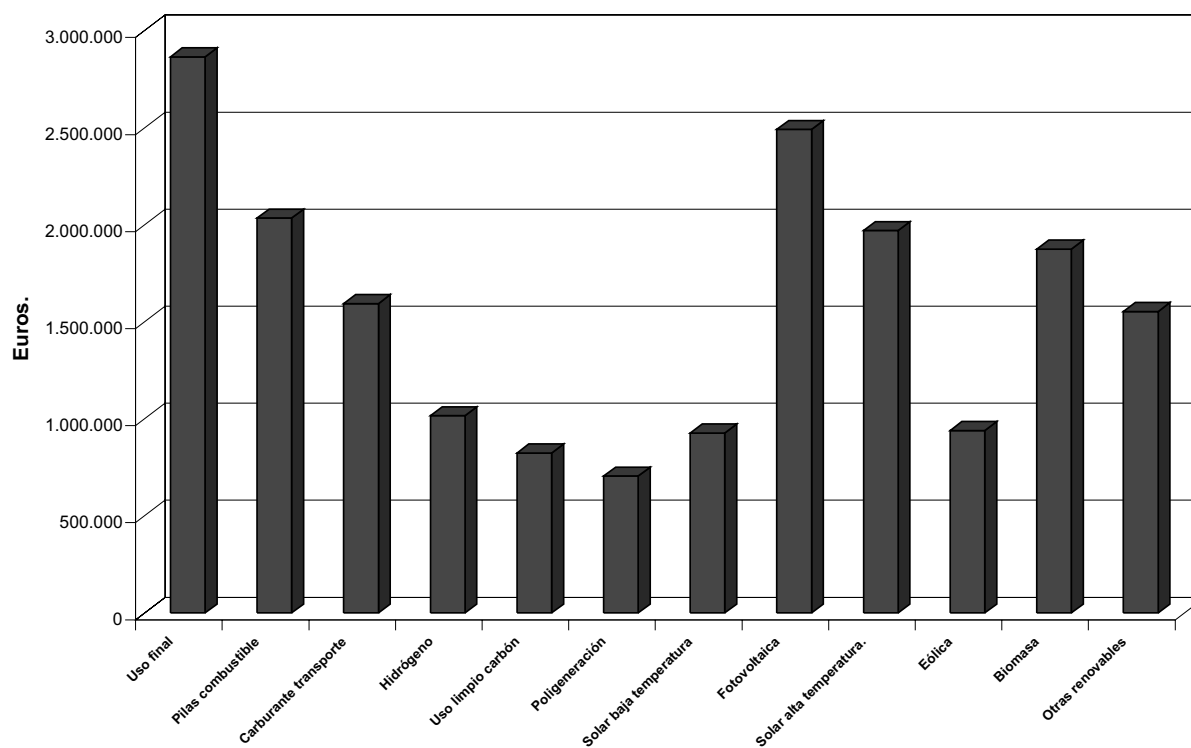
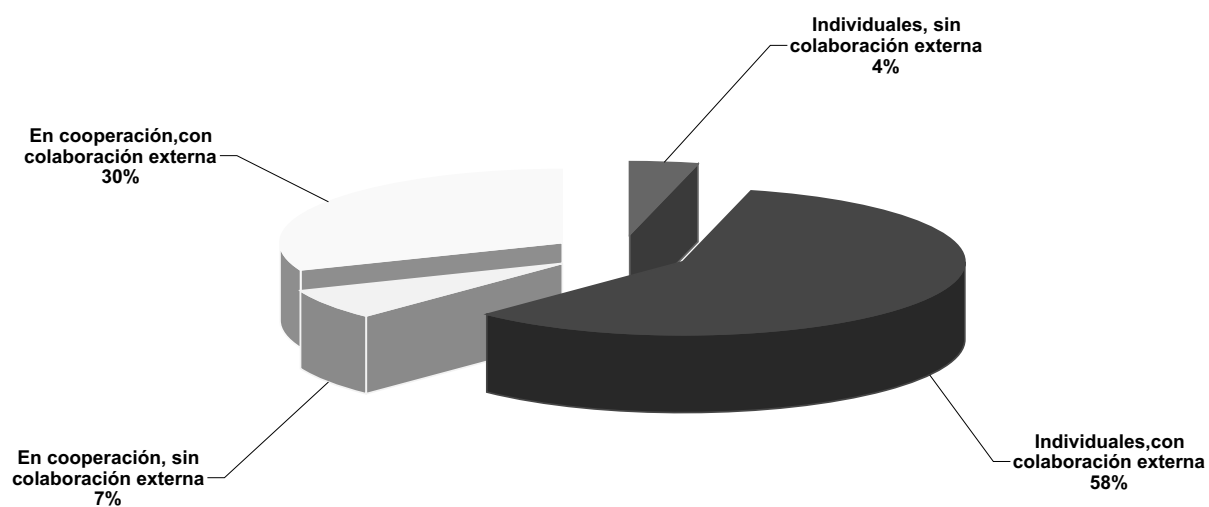


GRÁFICO 10.3
PROFIT 2005: Tipología de proyectos presentados



10.3 CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT)

El Ciemat, Organismo Público de Investigación con dependencia del Ministerio de Educación y Ciencia, mantiene sus programas de investigación y desarrollo con especial atención a los campos de la energía y del medio ambiente. El presupuesto total del Ciemat en el año 2005 fue de 90,1 millones de €. Los gastos asociados a los programas de I+D durante el año 2005 se han distribuido según los porcentajes siguientes: Energías renovables, 25.9 % (el 13.1% corresponde a las actividades desarrolladas en la Plataforma Solar de Almería), Tecnologías de Combustión y Gasificación, 5.1 %, Tecnologías de Fisión Nuclear, 6.8 %, Fusión Nuclear, 22.6 %, Investigación básica, 17.21 % y Medio Ambiente, 22.3 %.

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 ha mantenido actuaciones en, prácticamente, todos los ámbitos energéticos, incluyendo programas específicos en las áreas de las energías nucleares de fisión y fusión, las energías renovables y los combustibles fósiles. Además, ha realizado un amplio abanico de actividades en el estudio del Impacto Ambiental de la Energía y de los aspectos socioeconómicos asociados a su producción y uso.

También ha continuado su relación institucional con los ministerios de Economía, Educación y Ciencia, y Medio Ambiente, así como con diversas administraciones autonómicas y locales, y muy especialmente con el CSN y ENRESA, actuando como apoyo técnico en diversas materias de su competencia. Durante 2005, han merecido una especial atención las siguientes actuaciones en el campo específico de la investigación energética:

- El impulso de aquellos proyectos en los que ha existido una decidida participación de la industria, con especial énfasis en las energías renovables.
- Continuación del programa de potenciación del Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER), en Soria, agrupando en él todas las plantas piloto de combustión y gasificación. El objetivo es hacer del CEDER un centro de referencia en tecnologías medioambientales relacionadas con el uso de la biomasa como fuente de energía, sola o en combinación con combustibles fósiles.

- Continuación de los trabajos de desarrollo y puesta en marcha del nuevo centro del Ciemat en el Bierzo cuya actividad estará basada en tres líneas de actuación: una Plataforma Experimental para el desarrollo tecnológico de procesos de oxidación y captura de CO₂; estudios y desarrollos para el Almacenamiento Geológico Profundo del CO₂ y la Restauración de Suelos Contaminados por actividades mineras.
- Participación y coordinación de dos Proyectos científico-tecnológicos singulares y de carácter estratégico, uno sobre arquitectura bioclimática y frío solar y otro sobre producción de energía a partir de biomasa de cultivos energéticos.
- La potenciación de los estudios de Separación y Transmutación en ciclos avanzados del combustible nuclear como opción complementaria al Almacenamiento Geológico Profundo (AGP) para mejorar la gestión de los residuos radiactivos, tomando importantes responsabilidades en los tres proyectos de la UE en esta área, en el 6º Programa Marco, e incrementando su participación en grupos de trabajo relacionados de la Agencia de la Energía Nuclear de la OCDE.
- El fortalecimiento de la PSA como el más importante centro de experimentación de Europa en el área de la energía solar de concentración, con especial interés en el lanzamiento de proyectos para el uso industrial de este tipo de energía en cooperación con empresas que desean explorar las posibilidades del sector.

Los proyectos de I+D, han alcanzado los siguientes resultados:

ENERGÍAS RENOVABLES

El Ciemat ha continuado con su actividad de I+D+I sobre Energías Renovables, iniciada hace ya dos décadas, en particular en aquellas fuentes energéticas donde nuestro país dispone de más recursos naturales, solar, eólica y biomasa, y en las que en las que existe un mayor camino tecnológico por recorrer, en los Centros de Madrid, Soria y Almería, y a través de su participación en la Fundación CENER-CIEMAT. El Ciemat desarrolla su actividad en estas áreas siguiendo las líneas estratégicas promovidas por los distintos Programas de la Comisión Europea y por los Programas Nacionales de I+D, así como por los objetivos y líneas de actuación marcadas por el Plan de Fomento de las Energías Renovables. Se ha participado activamente en la Agencia Europea EUREC de Centros de Investigación en Energías

Renovables, así como en los Comités Ejecutivos de los Programas de Implementación Solar Heating and Cooling; Wind Energy Systems y Solar Power and Chemical Energy Systems de la Agencia Internacional de la Energía.

Dentro del área de Biomasa, las actividades se dividen en dos líneas de investigación: la producción de biocombustibles sólidos para la obtención de calor y electricidad y el desarrollo de procesos y tecnologías para la producción de biocarburantes para el sector del transporte. En la primera línea de actividad se continúa avanzando en la evaluación de recursos y demostración a gran escala de cultivos energéticos para la generación de electricidad, analizándose su viabilidad técnico-económica, así como los impactos sociales y medioambientales (emisiones de CO₂) de la introducción en el mercado de las biomásas como combustibles. El objetivo final es determinar los costes evitados por la utilización de biomasa en sustitución del carbón en centrales de generación eléctrica. Estas actividades se han desarrollado, durante el año 2005, en el marco de un Proyecto Singular Estratégico en cultivos energéticos coordinado por el Ciemat y financiado por el Ministerio de Educación y Ciencia, que pretende, desde una aproximación sectorial, dinamizar la producción y procesamiento de biomasa para usos de calor y electricidad. Se continúa con la participación en la elaboración en el ámbito europeo de prenormativa para muestreo y análisis de biocombustibles sólidos a fin de desarrollar sistemas de aseguramiento de calidad y en la creación de prenormativa nacional para determinación del poder calorífico superior e inferior de los biocombustibles. Estos trabajos se realizan, dentro de la UE, en estrecha colaboración con los del comité técnico CEN TC 335, encargado de elaborar la normativa de la UE para biocombustibles sólidos. A escala nacional, se participa en el Grupo 3 del comité técnico de AENOR AEN CT 164.

En el área de producción de biocarburantes para el transporte se continúan las investigaciones para el desarrollo de procesos de producción de etanol a partir nuevos cultivos energéticos no convencionales con el objetivo de obtener un combustible a un precio competitivo con la gasolina sin ningún tipo de incentivo. La actividad en esta área se ha centrado en la producción de bioetanol a partir de biomasa lignocelulósica, en concreto, en el desarrollo de las etapas de pretratamiento, hidrólisis enzimática y fermentación. La paja de cereal, los tallos de patata y el cardo son recursos biomásicos donde se está trabajando al amparo de proyectos PROFIT, CICYT y de la CE. En el año 2005 se ha iniciado una colaboración con la industria para tratar de adaptar este proceso a la producción de etanol a partir de residuos sólidos urbanos.

En el ámbito de la energía eólica ha dirigido su actividad a los sistemas eólicos aislados profundizando en el conocimiento y la aplicación de este tipo específico de sistemas para aprovechamiento de la energía eólica, bien sea para aplicaciones autónomas (desalación de agua de mar, bombeo de agua, generación de hidrógeno ...) o en aplicaciones combinadas o híbridas (electrificación rural mediante sistemas eólico-fotovoltaicos, eólico-diesel, eólico-gas). Ha realizado ensayos de certificación de aerogeneradores de pequeña potencia existentes en el mercado, así como de nuevos prototipos (caracterización de la curva de potencia, medida de la emisión de ruido acústico y ensayos de durabilidad, seguridad y operación). En predicción del recurso eólico, los esfuerzos se han enfocado en el estudio de viabilidad de herramientas estadísticas basadas en inteligencia artificial, así como en la adecuación de modelos dinámicos como herramienta de aumento de escala en los modelos de predicción, con el objetivo de unir ambos modelos de cara a reducir el error obtenido en la predicción, con un horizonte de ± 96 horas. Esta actividad que estaba enmarcada en un proyecto europeo y un proyecto PROFIT, se ha visto reforzada con la aprobación en 2005 del proyecto CICYT "in-vento".

En energía solar fotovoltaica, el CIEMAT, ha centrado su actividad en dispositivos fotovoltaicos de lámina delgada y de heterounión, así como en ensayo de células y componentes FV y diseño y evaluación de centrales de potencia. En materiales FV policristalinos de lámina delgada, CIEMAT ha cubierto varios hitos técnicos en el avance hacia la producción de módulos y células de CIGS sobre substratos flexibles, tales como la preparación de capas pasivantes, capas absorbentes y ventanas, con mejora de eficiencias. Sendos proyectos Europeos, CICYT y un proyecto soportado por la Fundación Ramón Areces han amparado los trabajos. La aplicación de estos materiales a sensores remotos también está siendo explorada en un proyecto PROFIT.

En silicio depositado se ha trabajado en células solares de silicio en lámina delgada normalmente pin o nip, células solares de heterounión de silicio (absorbente de silicio cristalino en oblea o cinta y emisor o emisores de silicio amorfo o microcristalino en lámina delgada) y sensores de posición. Un hito importante en 2005 ha sido la preparación de células solares de heterounión de silicio con eficiencias por encima del 9% sin óxido conductor transparente, ni capa amortiguadora ni campo retrodifusor. Ha continuado con la calibración de módulos FV de referencia de fábrica (127 muestras en 2005), el control de potencia de módulos FV para centrales y la medida de células solares, como laboratorio de referencia. Ha proseguido los ensayos de componentes FV (equipos de bombeo, iluminación, inversores para

conexión a red y baterías) y la cooperación con la AECE en Argelia y con el IDAE en la evaluación de escuelas solares.

En el campo de la eficiencia energética en la edificación, se ha centrado en el análisis energético integral del edificio, y en particular, en la integración de técnicas naturales de acondicionamiento térmico para reducir la demanda de calor y frío. En el año 2005 se ha puesto en marcha un ambicioso proyecto singular estratégico coordinado por CIEMAT que contempla la demostración y evaluación de cinco edificios en distintos emplazamientos climáticos de la península considerados como prototipos experimentales, siendo estudiado su comportamiento energético y la reducción del consumo de energía que se espera sea de un 80%.

PSA-CIEMAT

La Plataforma Solar de Almería (PSA-CIEMAT) continúa siendo considerada la primera gran instalación europea en el campo de la energía solar térmica. Además de los proyectos propios y de sus actividades de formación, la PSA participa activamente como asesor tecnológico en el desarrollo de las tres primeras iniciativas de proyectos de demostración comercial promovidos por distintos consorcios empresariales en España.

En tecnología de Colectores Cilindro-Parabólicos, dentro del proyecto INDITEP se ha concluido la ingeniería de detalle de una primera planta solar termo-eléctrica que funcione con generación directa de vapor, aplicando la experiencia y el conocimiento adquiridos en el proyecto DISS. Ambos proyectos han dado lugar a una iniciativa de CIEMAT destinada a crear un consorcio industrial para la construcción y explotación en régimen comercial de una primera planta de 5 MWe empleando esta tecnología.

Por otra parte, se trabaja en el desarrollo de un recubrimiento selectivo para el tubo absorbente de este tipo de colectores, capaz de trabajar a temperaturas de hasta 550°C y basado en la tecnología 'sol-gel'.

Igualmente se ha iniciado un nuevo proyecto, denominado DISTOR y cofinanciado con fondos europeos, orientado a la resolución del problema del almacenamiento térmico en las plantas de colectores cilindro-parabólicos de generación directa de vapor.

En Tecnología de Receptor Central, se han producido importantes resultados científicos. Se ha continuado con las campañas de ensayo de diversos receptores para sistemas de torre central, así como

la evaluación óptica de diversos prototipos de helióstato.

En cuanto a las aplicaciones no-eléctricas de la energía solar de alta concentración, se ha avanzado en un proyecto promovido por 'Petróleos de Venezuela, S.A.' para el desarrollo de un receptor de torre que, mediante un proceso termoquímico y aplicando radiación solar concentrada, obtendría hidrógeno a partir de un petróleo venezolano de difícil comercialización debido a su elevado contenido de impurezas.

Además se viene realizando en el Horno Solar un proyecto, con fondos del Plan Nacional de I+D, destinado a demostrar la viabilidad de la obtención solar de aire a 800°C para su utilización en distintos procesos industriales, tales como la fabricación de cerámicas ó el sinterizado de piezas de acero.

La actividad en Química Solar se ha centrado en el desarrollo de procesos que utilizan la radiación solar para abordar diversas problemáticas del agua, tanto la detoxificación como la desalación de agua de mar, en especial procesos para la degradación de contaminantes industriales en agua.

Igualmente, se ha abierto una nueva línea de trabajo relacionada con la aplicación del tratamiento fotocatalítico solar a la desinfección de aguas.

En la línea de diseminación de la tecnología solar, este año ha comenzado la participación de la PSA en el 'Programa Nacional de Mejora y Acceso a Grandes Instalaciones Científicas 2005-2007'. Mediante este programa, financiado por el MEC, la PSA pondrá a disposición de la comunidad científica nacional sus instalaciones de ensayo.

Por otra parte, la colaboración con la Universidad de Almería se ha visto consolidada con la inauguración en el campus del edificio donde tendrá su sede el 'Centro de Investigación en Energía Solar (CIESOL)', centro mixto de marcada vocación educativa constituido en 2004 por CIEMAT y UAL mediante la firma del correspondiente acuerdo de colaboración entre ambas entidades.

COMBUSTIBLES Y GASIFICACIÓN

En combustión y gasificación, el CIEMAT ha contribuido al desarrollo e implementación de tecnologías de uso limpio y eficaz de combustibles sólidos y residuos, así como al estudio, mejora e implementación de pilas de combustible.

En valorización energética de combustibles y residuos, ha generado conocimiento para apoyar el desarrollo de sistemas avanzados de combustión, gasificación y sistemas de tratamiento, limpieza y separación de gases. Se ha terminado la instalación de un gasificador burbujeante para lodos de depuradora, con una empresa del sector de tratamiento de aguas, y su acoplamiento con la instalación de tratamiento de gases. En el campo de la gasificación se ha colaborado con Carbona en el diseño de grandes gasificadores de biomasa para su implementación en centrales térmicas de carbón. Asimismo, se ha diseñado y construido una pequeño reactor experimental para el enriquecimiento de una corriente de gas en hidrógeno mediante la reacción "shift" y posterior separación de este gas con membranas.

En pilas de combustible ha estudiado aspectos básicos de la electrocatálisis, y ha buscado nuevos materiales electrocatalizadores y materiales anódicos y catódicos. Se ha abordado un proyecto para la producción de hidrógeno con hidrolizadores. Se participa en un programa de aprovechamiento y optimización de los recursos energéticos regionales de la Comunidad de Madrid a través de la validación de la tecnología de Pilas de Combustible PEMFC y SOFC (Red de excelencia de la Comunidad de Madrid), y en el desarrollo de un sistema en el que poder llevar a cabo ensayos de producción de hidrógeno a partir de la electrolisis del agua y electricidad proveniente de generadores de energía renovable (fotovoltaica y eólica).

En simulación numérica y modelización de procesos, se ha centrado la actividad sobre el uso de la simulación numérica para la predicción de fenómenos físico-químicos relacionados con procesos industriales, con énfasis en procesos de combustión y en flujos multifásicos. En particular, se ha empezado un proyecto conjunto (Red de excelencia de la Comunidad de Madrid y Plan nacional de I+D) para la simulación de la combustión del carbón pulverizado, y se han desarrollado códigos paralelos para la simulación directa de flujos gas-sólido que se ejecutan en el ordenador Mare Nostrum.

FISIÓN NUCLEAR

En el ámbito de la fisión nuclear, se han mantenido las actividades para mejorar la seguridad de las plantas nucleares españolas y la gestión de los residuos radiactivos. Es de destacar la colaboración con el sector eléctrico, y la integración del CIEMAT en los principales proyectos internacionales sobre esta materia, entre ellos, el Proyecto Halden.

La investigación sobre Seguridad Nuclear ha continuado dirigida a dos áreas principales: los acciden-

tes severos y el combustible de alto quemado. En el primero, se ha continuado la interpretación de los resultados experimentales obtenidos en la instalación PECA-SGTR sobre retención de aerosoles en el secundario del generador de vapor en caso de accidente. Para ello, se ha emprendido una línea de simulación con códigos de fluido-dinámica computacional. Estos trabajos se enmarcan en dos proyectos internacionales ARTIST y SARNET. Además se ha extendido la línea de simulación de accidentes a códigos integrales, como el código europeo ASTEC y el código americano MELCOR. Las actividades en curso se han circunscrito al entorno del proyecto PHEBUS-FP. En la línea de combustible de alto quemado se ha continuado las simulaciones de los primeros experimentos de la serie CIP0 del proyecto internacional CABRI con nuevas herramientas, como el código FRAPTRAN, y se ha continuado el estudio y mejora de los modelos de liberación de gases de fisión existentes en el código FRAPCON3.

En relación con los residuos radiactivos han continuado las actividades en cuatro grandes líneas la caracterización de residuos de baja y media actividad, el comportamiento del combustible nuclear gastado, la separación de los residuos de alta actividad y su posible transmutación para eliminar o reducir drásticamente su peligrosidad.

En materia de residuos radiactivos de baja y media actividad se están desarrollando técnicas radioanalíticas destructivas y no destructivas de caracterización radiológica de residuos primarios y bultos de residuos acondicionados dentro de los acuerdos con ENRESA. Asimismo se continúan las actividades de apoyo tecnológico interno y a ENRESA en materias de caracterización radiológica y fisicoquímica de este tipo de residuos.

Se participa en la investigación y el desarrollo de la caracterización del comportamiento del combustible nuclear gastado, considerada prioritaria en la evaluación del campo próximo y del termino fuente de los almacenamientos de residuos radiactivos de alta actividad, dentro de los proyectos Spent Fuel Stability (5º Programa Marco de la UE) y en HOT-LAB red europea de laboratorios de ensayos sobre combustible nuclear irradiado. Estas actividades se han llevado a cabo dentro del acuerdo de asociación CIEMAT-ENRESA.

Se continúan las líneas de investigación de separación de actínidos con desarrollos de procesos, tanto hidrometalúrgicos como piroquímicos, para los actínidos minoritarios de los residuos de alta actividad participando en el proyecto EUROPART del 6º Programa Marco de la UE y como continuación al acuerdo sobre I+D en separación con ENRESA.

La investigación en transmutación de residuos radiactivos se realiza dentro del programa de Fisión Asistida por Acelerador y Transmutación de Isótopos, participando en los principales proyectos europeos sobre el tema del 5º Programa Marco. Se realizan medidas de datos nucleares dentro del proyecto nTOF_ND_ADS, consiguiendo resultados remarcables en el ^{243}Am , ^{240}Pu y ^{237}Np , se evalúa la física y respuesta cinética de sistemas subcríticos propuestos como transmutadores en el proyecto MUSE4, y se ha continuado con las simulaciones detalladas en el proyecto PDS-XADS. Estos estudios se han completado con las evaluaciones de ciclos avanzados del combustible nuclear que incluyen sistemas ADS, dentro del proyecto, Red-Impact del 6º Programa Marco de la UE, iniciado en Marzo del 2004. Todas estas investigaciones se encuadran en un acuerdo de colaboración con ENRESA.

FUSIÓN NUCLEAR

El Laboratorio Nacional de Fusión por Confinamiento Magnético centró sus actividades en la operación y explotación científica del Stellarator TJ-II. En paralelo, desarrolló una actividad creciente en los proyectos Europeos (JET) e internacionales (ITER) de fusión. El programa de investigación está integrado en el Programa Europeo de Fusión y como tal sometido a revisiones semestrales por el "Steering Committee" y a una revisión bi-anual por el "Scientific and Technical Committee".

El TJ-II, en operación desde 1998, es un dispositivo de confinamiento magnético del tipo "stellarator", la diferencia fundamental con los dispositivos "tokamak" (como el ITER) es que, pese a ser ambos de geometría toroidal, el tokamak tiene un sistema de bobinas más simple, que se complementa con el campo magnético creado por la corriente del propio fluido caliente (plasma), mientras que el stellarator con un sistema de bobinas más complejo, no utiliza corriente en el plasma. La mayor complejidad tecnológica del stellarator ha dado lugar a que su desarrollo haya sido más lento, pero este tipo de sistemas presentan de cara al futuro la gran ventaja de poder operar en estado estacionario, frente a la operación pulsada del tokamak, lo que hace del stellarator el candidato ideal para un reactor comercial.

Las actividades de TJ-II durante 2005 se han centrado, por un lado en desarrollos de física del stellarator, con plasmas calentados por microondas y por partículas neutras aceleradas: estudios del confinamiento de la energía en diferentes configuraciones, papel de los campos eléctricos, barreras de transporte, fenómenos de rotación del plasma. Por otro

lado, se ha profundizado en una línea de trabajo que persigue la resolución de problemas de los tokamaks utilizando el stellarator y su mayor flexibilidad como laboratorio de pruebas. En particular se ha estudiado la física de las barreras de transporte, su relación con las "superficies racionales", el transporte radial de partículas y energía en forma de pulsos rápidos y el problema de la generación de rotación en el plasma.

Para reforzar las capacidades de TJ-II se han instalado nuevos sistemas de diagnóstico: cabría destacar el inyector de partículas neutras, un nuevo analizador de intercambio de carga, nuevos espectrómetros y sistemas de medida de rayos X, entre otros

Aparte de TJ-II se mantuvo la actividad en el dispositivo europeo JET, en los trabajos de diseño de subsistemas de ITER (diagnósticos, materiales aislantes) y la colaboración con laboratorios de fusión de Europa, EEUU, Rusia y Japón.

A nivel nacional ha continuado la colaboración con numerosos grupos, principalmente universitarios uno de cuyos principales exponentes es el curso de doctorado en Plasmas y Fusión Nuclear que se imparte ya por cuarto año en colaboración con varias universidades e institutos del CSIC. Se ha llevado a cabo también, con éxito, una iniciativa a nivel europeo, para establecer un "Master Europeo Erasmus Mundus en Fusión y Física de Plasmas"

En cuanto a la participación española en el proyecto ITER, el CIEMAT estableció en Septiembre en Barcelona, una "Close Support Unit" que constituye el embrión de la futura Agencia Europea de Fusión y que ha comenzado a realizar tareas de coordinación de los trabajos de preparación del emplazamiento de Cadarache.

En el aspecto técnico, la participación del CIEMAT en ITER cubre los campos de: caracterización de materiales aislantes, desarrollo de sistemas de calentamiento, desarrollo de sistemas de diagnóstico, sistemas de control, sistemas de adquisición de datos y estudios de seguridad.

PROTECCIÓN RADIOLÓGICA Y GESTIÓN DE RESIDUOS RADIATIVOS

El CIEMAT mantiene su situación de centro de referencia en el campo de la Protección Radiológica y la Gestión de Residuos Radiactivos; los proyectos están especialmente orientados por las necesidades del CSN y de ENRESA, en el ámbito nacional, y por las iniciativas de los principales organismos interna-

cionales relacionados con el tema. El comportamiento de los radionucleidos antropogénicos en distintos medios y el impacto ambiental de los almacenamientos de residuos radiactivos, tanto en la geosfera como en la biosfera, han sido los objetivos prioritarios de las investigaciones en radiactividad ambiental. Es destacable la actuación del CIEMAT en la Comisión Internacional de Protección Radiológica, preparando la revisión de las Normas Básicas.

La investigación que se realiza sobre el comportamiento de materiales y procesos en un AGP de residuos radiactivos de alta actividad, dentro de los programas de I+D de ENRESA y de la Unión Europea, ha dado resultados relevantes. El estudio de la barrera geológica (rocas graníticas y arcillosas) confirma la idoneidad de ambos tipos de rocas para la construcción de un AGP y ha aportado la base de datos para la reconstrucción del escenario de referencia para la evaluación del comportamiento y seguridad de un hipotético almacenamiento. Se han establecido modelos de comportamiento climático y medioambiental del AGP significativamente diferentes a los esperados. La presencia del CIEMAT en los principales proyectos europeos sobre AGP se mantiene en el nivel de relevancia ya adquirido.

OTRAS ACTIVIDADES

EL CIEMAT participa en los trabajos del Observatorio de Prospectiva Tecnológica Industrial (OPTI), como centro responsable del sector de la energía. En el 2005 se ha realizado un estudio sobre Hidrógeno y Pilas de Combustible para determinar

las tecnologías críticas en nuestro escenario como base para la elaboración de una hoja de ruta que permita informar la toma de decisiones estratégicas.

Los estudios de vigilancia tecnológica se han continuado los estudios sobre tecnologías del sector de las energías renovables como base para conocer la situación actual y poder determinar cuales son las líneas de investigación que deben considerarse prioritariamente. Se han analizado la tecnología de oxidación, la energía solar de concentración y el biogas, en particular en relación con su aplicación en las pilas de combustible.

En el campo del análisis de sistemas energéticos se ha finalizado, en colaboración con el MMA, el análisis de ciclo de vida de la producción y uso del biodiésel de semillas oleaginosas y de aceites usados y se ha comparado con el diésel, evaluando la eficiencia energética y los impactos medioambientales originados durante la producción y uso de estos carburantes. Se han cuantificado los impactos económicos potenciales derivados de la implementación de centrales eléctricas termosolares en España y se ha iniciado el análisis de ciclo de vida de estas centrales para evaluar los impactos medioambientales y balance energético de estos procesos. Se continua la colaboración, dentro del VI PM, en el desarrollo de un modelo energético paneuropeo, que integra los costes externos de los procesos energéticos, para la evaluación los costes y beneficios totales de la implementación de diferentes políticas energéticas y sistemas energéticos futuros, a nivel nacional y de la UE. En colaboración con otras asociaciones de EURATOM-Fusión se esta desarrollando el modelo EFDA, modelo económico global, multiregional, en el que se incluye la fusión como tecnología futura.

11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

En este Capítulo se indican las inversiones realizadas en infraestructuras de transporte de electricidad y de gas en 2005, así como la Planificación de estas redes.

La Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte, incluye el desarrollo previsto 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.

Conforme a los plazos previstos en la propia Planificación, durante 2005 se ha procedido a la revisión de la misma, añadiendo el sector de petróleo. El alcance temporal de esta actualización está limitado al período del documento en revisión, 2005-2011. El documento de revisión de la Planificación fue aprobado por el Consejo de Ministros de 31 de marzo de 2006.

11.1 REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2005

Las inversiones en ampliación y mejora de la Red de Transporte Eléctrica realizadas por RED ELÉCTRICA en España durante el ejercicio 2005 han ascendido a 420,1 millones de euros, con aumento del 72,7% respecto al año anterior.

Ha continuado en el año la adquisición por Red Eléctrica de activos de transporte propiedad de otras empresas, por valor de 45 millones de euros y la participación en sociedades propietarias de este tipo de activos, por importe de 247,3 millones de euros.

Durante el año 2005, se han puesto en servicio 38 nuevos km de líneas de alta tensión y 104 posiciones en subestaciones, además de 7 nuevos transformadores con una capacidad de 3600 MVA. La construcción de instalaciones ha sido la siguiente:

Zona norte: Continúan los trabajos de ingeniería y construcción del eje norte, para aumentar la capacidad de transporte y evacuación de energía en Asturias, Cantabria, País Vasco y Navarra.

Aragón y Cataluña: Se está llevando a cabo un importante desarrollo de la red, con dos actuaciones principales: la red de transporte necesaria para el servicio del tren de alta velocidad Lérida-Barcelona-Frontera francesa y una nueva interconexión con Francia. Estas instalaciones permiten también la evacuación de la energía de los nuevos parques eólicos que se están construyendo a lo largo de su trazado.

Zona centro: Continúan los trabajos de ingeniería y construcción del eje de evacuación de energía entre las comunidades de Galicia, Castilla y León y Madrid, junto a los trabajos de refuerzo del anillo de Madrid y de suministro al tren de alta velocidad. También siguen los trabajos de desarrollo del eje Transmanchego.

Galicia: Están en curso los trabajos de ingeniería del eje de evacuación de energía hacia Asturias y los del eje hacia la zona centro de la Península.

Extremadura: Continúan los estudios previos de ingeniería para el refuerzo del eje Extremadura-Andalucía.

Andalucía: Se están realizando trabajos de refuerzo de la red de transporte, así como los necesarios para el tren de alta velocidad Córdoba-Málaga.

CUADRO 11.1.- Inversiones en redes eléctricas de transporte

	2001	2002	2003	2004	2005	% 05/04
Inversiones en la red de transporte (*) miles de euros	129885	203396	215347	243368	420182	72,7

(*) no incluye adquisiciones de redes existentes propiedad de otras empresas.

Fuente: REE

Levante: Están en construcción las instalaciones para el refuerzo de la alimentación eléctrica a Murcia y zonas costeras y de las instalaciones para la evacuación de energía de los nuevos parques eólicos. Están en curso los estudios previos de ingeniería para la futura interconexión península-Baleares.

Interconexión con Marruecos: Los trabajos previstos para el refuerzo de esta interconexión mediante la instalación de un segundo circuito del cable submarino existente han continuado de acuerdo con los plazos previstos. Se espera que la puesta en servicio de esta instalación se produzca en 2006.

Interconexión con Portugal: Han terminado los estudios técnicos y ambientales para definir un nuevo eje de interconexión a 400 KV entre la actual subestación de Aldeadávila en España y la nueva subestación Douro Internacional en Portugal.

Interconexión con Francia: Continúan los estudios para definir el nuevo eje de interconexión en el este de los Pirineos, entre las subestaciones de Bescanó (España) y Baixas (Francia). Este eje, además de incrementar la capacidad de interconexión, permite garantizar la fiabilidad y calidad de suministro en la zona y dar apoyo al futuro tren de alta velocidad entre Barcelona y Perpiñán.

CUADRO 11.2.- Nuevas líneas de transporte a 400 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	km circuito
E/S La Espluga-L/Ascó-Begues	Red Eléctrica	2	2,9
L/Sentmenat-Can Barba 2	Red Eléctrica	1	0,2
E/S La Lora-L/Barcina-Herrera	Red Eléctrica	1	0,5
E/S Olmedo-L/Mudarra-Lastras	Red Eléctrica	1	0,4

Fuente: Red Eléctrica de España

CUADRO 11.3.- Nuevas líneas de transporte a 220 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	km circuito
E/S Olivares L/Atarfe-Guadame (1)	Red Eléctrica	2	16,4
E/S Riera L/Sentmenat-San Fost (1)	Red Eléctrica	2	0,5
E/s Fuenlabrada L/Moraleja-Retamar (Subterránea)	Inalta	2	0,8
E/S Jundiz L/Mercedes-Puentelarrá	Inalta	2	0,4
E/S vall D'Uxo L/La Plana-Sagunto	Inalta	2	1,2
E/S Pinto L/Aceca-Villaverde (2)	Inalta	2	1,2
E/S Camino Fregacedos L/Moraleja-T Fortuna I	Inalta	2	0,7
E/S Camino Fregacedos L/Moraleja-T Fortuna I (Subterr.)	Inalta	2	1,7
L/Norte-Hortaleza	Unión Fenosa	1	9,6
Modificación Ls/Loeches-Vallecas I y 2	Unión Fenosa	2	0,04
L/La Cartuja-Puerto de Santa María	Endesa	1	17,7
L/Hospitalet-Motors	Endesa	2	7,4
E/S tanger L/Besós Nuevo-Mata	Endesa	2	0,6

(1) En operación pendiente de acta definitiva.

(1) Alta definitiva en 2005, aunque entró en servicio en 2004.

Inalta forma parte del grupo Red Eléctrica

Fuente: Red Eléctrica de España

CUADRO 11.4.- Nuevas subestaciones de 400/220 kV

Subestación	Empresa	Tensión	Transformación	
		kV	kV	MVA
Espluga	Red Eléctrica	400		
Lora	Red Eléctrica	400		
El Cereal (1)	Red Eléctrica	400	400/220	600
Torremendo (1)	Red Eléctrica	400	400/220	900
Rubió	Red Eléctrica	220		
Chantada	Red Eléctrica	220		
Villafranca	Red Eléctrica	220		
Polígono (2)	Red Eléctrica	220		
Aljarafe	Red Eléctrica	220		
Olivares (2)	Red Eléctrica	220		
Amorebieta (3)	Inalta	400		
Fuenlabrada	Inalta	220		
Vall D'Uxo	Inalta	220		
Jundiz (1)	Inalta	220		
Camino de Fregacedos (1)	Inalta	220		
Tanger	Endesa	220		

(1) Inventariado solamente el transformador.

(2) En operación pendiente de alta definitiva.

(3) Puesta en servicio en 2004.

Fuente: Red Eléctrica de España

CUADRO 11.5.- Nueva transformación en subestaciones en servicio (400 kV/AT).

Subestación	Empresa	Tensión	Transformación	
		kV	kV	MVA
Benejama	Red Eléctrica	400	400/220	450
Rocamora	Red Eléctrica	400	(1)	450
Trives	Red Eléctrica	400	400/220	600
Santa Coloma	Red Eléctrica	400	400/220	600

(1) Transformador polivalente: 400/230/138/110 kV

Fuente: Red Eléctrica de España

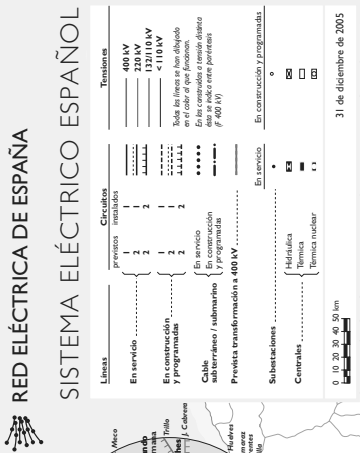
CUADRO 11.6.- Evolución del sistema de transporte y transformación

		2001	2002	2003	2004	2005
km de circuito de a 400 kV	Red Eléctrica	14.839	15.781	16.306	16.547	16.806
	Otras empresas	341	285	285	293	38
	Total	15.180	16.066	16.591	16.840	16.844
km de circuito de a 220 kV	Red Eléctrica	4.402	11.225	11.253	11.308	16.323
	Otras empresas	11.851	5.063	5.086	5.148	229
	Total	16.253	16.288	16.339	16.456	16.552
Capacidad de transformación 400/AT (MVA)	Red Eléctrica	20.213	27.453	32.103	36.153	55.159
	Otras empresas	28.049	16.206	16.206	16.206	800
	Total	48.262	43.659	48.309	52.359	55.959

Desde el año 2002 solo se consideran los transformadores de la red de transporte.

Los datos de 2002 y 2005 reflejan la adquisición de activos por Red Eléctrica a otras empresas.

Fuente: Red Eléctrica de España



11.2 REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2005

Las inversiones materiales en el sector del gas natural alcanzaron en el ejercicio 2005 los 1.255,3 millones de euros lo que supone un incremento del 9,4 %

sobre las inversiones del año anterior. La red de gas natural alcanza ya los 55.295 km.

Cuadro 11.5.- Inversiones materiales y evolución de los km de red de gas

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Inversiones (millones)	614,08	758,58	911,71	800,5	781,21	1010,1	1147,0	1255,3
Km de red	30131	33620	37022	40114	44311	48148	52122	55295

En relación con la red básica de transporte primario de gas natural, de ámbito peninsular, durante el año 2005 se ha continuado ampliando y mejorando las instalaciones de transporte, regasificación, y almacenamiento para adecuarlas a las necesidades que plantean las previsiones de la evolución de la demanda de gas natural en nuestro país. En este sentido, hay que destacar como hechos relevantes durante el año 2005, en lo que respecta a infraestructura gasista, la construcción de los proyectos de las instalaciones siguientes:

- La puesta en marcha del quinto tanque de almacenamiento de G.N.L., de 150.000 m³ de capacidad, en la planta de recepción almacenamiento y regasificación de G.N.L. de Barcelona.
- La puesta en marcha, durante el mes de julio del año 2005, del tercer tanque de almacenamiento de G.N.L. de 127.000 m³ de capacidad, en la planta de recepción almacenamiento y regasificación de G.N.L. de Cartagena, en la provincia de Murcia.
- Igualmente se ha ampliado la capacidad de emisión en Barcelona, en Cartagena y en Huelva a 1.500.000 m³ (n)/h, 900.000 m³ (n)/h y 1.050.000 m³ (n)/h respectivamente. Resultando un Incremento de la capacidad nominal total de regasificación en las tres Plantas citadas en 750.000 m³ (n)/h.
- Durante el año 2005 se encuentra en construcción los proyectos de nuevas plantas de recepción, almacenamiento y regasificación de G.N.L. de Sagunto, en la provincia de Valencia, y de Mugardos, en la provincia de La Coruña.
- La puesta en operación del gasoducto Málaga-Estepona Tramo II.
- La puesta en servicio del gasoducto Castelnou-Fraga-Tamarite de Litera.
- La puesta en servicio del gasoducto Arbós-Tivisa.
- La puesta en servicio del gasoducto Cartagena-Lorca (fase II), y ramal Totana-Murcia
- Igualmente se han realizado ampliaciones en las

estaciones de compresión de Córdoba Fase II, Almendralejo, Sevilla, Bañeras Fase II y Tivisa.

- Por otra parte, durante el año 2005 se han puesto en servicio 19 nuevas estaciones de regulación y medida alcanzando a finales del año la cifra de 310 en operación.

En resumen, a finales del año 2005 las principales infraestructuras gasistas integradas en la Red Básica de gas natural, eran las siguientes:

Las Plantas de regasificación de Barcelona, Huelva, Cartagena y Bilbao disponen de una capacidad total de almacenamiento de 1.287.000 m³ de GNL contra los 1.010.00 m³ del año 2004, con un incremento de 277.000 m³, una capacidad de emisión de 4.250.000 m³(n)/h. frente a los 3.500.000 m³(n)/h del año 2004, con un incremento de 750.000 m³(n)/h.

Red de gasoductos con una longitud total de 7.360 Km en los siguientes ejes principales:

Eje Central: Huelva-Córdoba-Madrid-Burgos-Cantabria-País Vasco. (con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado)

Eje Oriental: Barcelona-Valencia-Alicante-Murcia-Cartagena.

Eje Occidental: Almendralejo-Cáceres-Salamanca-Zamora-León-Oviedo.

Eje Occidental hispano-portugués: Córdoba-Badajoz-Portugal (Campo Maior-Leiria-Braga) –Tuy-Pontevedra-A Coruña-Oviedo.

Eje del Ebro: Tivissa-Zaragoza-Logroño-Calahorra-Haro.

Las siguientes entradas de gas al sistema por gasoductos:

Norte: Gasoducto Hispano-Francés Calahorra-Lac, que conecta la Península Ibérica con la red europea de gasoductos.

Sur: Gasoducto Magreb-Europa y conexión con los yacimientos de Marismas-Palancares en el valle del Guadalquivir.

INFRAESTRUCTURA GASISTA BASICA

PLANIFICACION OBLIGATORIA
CONSEJO DE MINISTROS DE SEP-2002
Y ADENDA DE 5-DIC-2003 (I. BALEARES).

INFRAESTRUCTURAS URGENTES

GRUPO A

GRUPO B1

GRUPO B2

GRUPO C

INFRAESTRUCTURA NO INCLUIDA
EN LA PLANIFICACION OBLIGATORIA

INFRAESTRUCTURAS EXISTENTES
EN SEP-2002

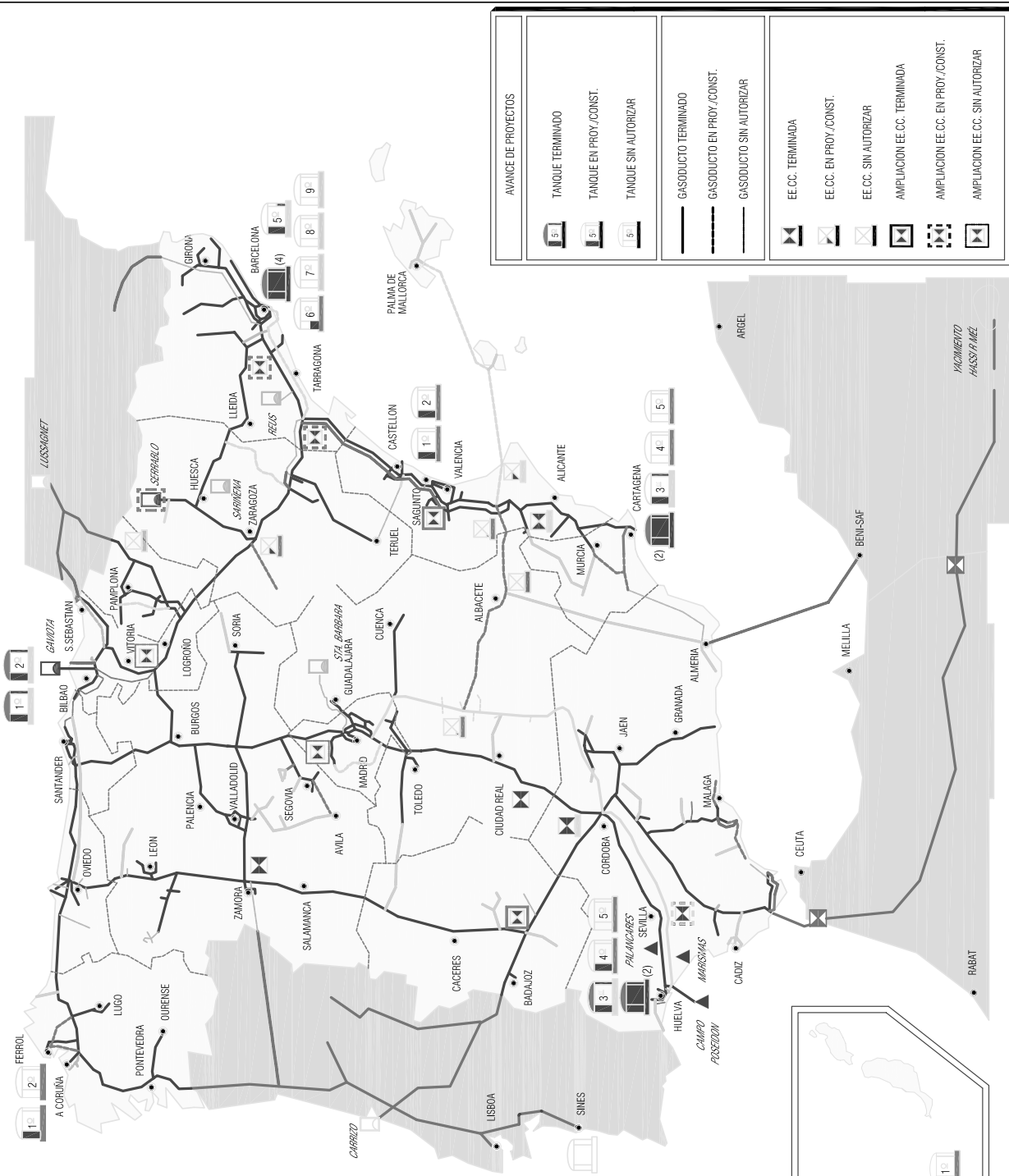
PLANTA DE REGASIFICACION
GASODUCTO
ESTACION DE COMPRESION
ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO
YACIMIENTOS NACIONALES



FECHA-MARZO 2005

SANTA CRUZ
DE TENERIFE

LAS PALMAS



11.3 PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA

La regulación de los sectores de electricidad y gas establecida en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, determina el procedimiento a seguir en la planificación. Como criterio general, la planificación de las infraestructuras energéticas tiene para los agentes carácter indicativo. Como excepción, la planificación de aquellas infraestructuras de especial relevancia para garantizar la seguridad del suministro, como es el caso del transporte de electricidad y la red básica de gas, tiene carácter vinculante para los agentes.

En septiembre del año 2002, fue aprobada por el Consejo de Ministros la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas, desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011. Esta planificación integra el desarrollo de los sistemas gasista y eléctrico, en un horizonte temporal 2002-2011. El documento aprobado incluye una amplia información sobre las previsiones de la demanda eléctrica y de gas y los recursos necesarios para satisfacerla, establece con carácter vinculante las redes de transporte de electricidad y gas a construir en el período comprendido en la planificación y describe pormenorizadamente cada una de ellas.

El tiempo transcurrido desde la aprobación de la planificación ha mostrado diferencias con las previsiones de crecimiento de la demanda y de la oferta establecidas en el documento, tanto para la electricidad como para el gas natural.

Por tanto, y tal como ya preveía el documento de planificación aprobado en 2002, resultaba necesaria la actualización de las previsiones, con el objetivo de corregir no sólo las desviaciones detectadas, sino también para atender las nuevas necesidades.

En marzo de 2005, la Secretaría General de Energía se dirigió a los operadores de los sistemas de electricidad y gas, para recabar la información necesaria para proceder a revisar la planificación aprobada en el año 2002.

Con la información proporcionada por todas las entidades anteriormente indicadas y por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), se elaboró un primer documento de "Propuesta de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011. Revisión 2005-2011" que fue analizado de forma bilateral con cada una de las Comunidades Autónomas y posteriormente discutido en la Conferencia Sectorial de Industria y Energía celebrada el 18 de octubre de 2005.

El documento se remitió a la Comisión Nacional de Energía para informe y finalmente, se incorporaron al documento de Planificación una serie de observaciones formuladas por las Comunidades autónomas y la Comisión Nacional de Energía, resultando el documento de revisión de la planificación que fue aprobado por el Consejo de Ministros de 31 de marzo de 2006.

El alcance temporal de esta actualización está limitado al período del documento en revisión, 2005-2011.

El Protocolo de Kioto y la política energética

Los compromisos asumidos por España en relación con el protocolo de Kioto obligan a que se haga un esfuerzo muy importante para intentar reducir las emisiones de CO₂ que, como es bien conocido, actualmente desbordan ampliamente no sólo el objetivo planteado para España en el acuerdo a nivel de UE (incremento del 15% de las emisiones del 90), sino incluso el 24% contemplado en los planes del Gobierno, en los que se asume que un 9% se cubrirá mediante mecanismos de desarrollo limpio (7%) y sumideros (2%).

El Gobierno tiene un firme compromiso con el desarrollo sostenible, por lo que la lucha contra el cambio climático constituye uno de los ejes de la política energética.

Con este fin el pasado verano fueron aprobados el Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética y el Plan de Energías Renovables 2005-2010.

La apuesta por el desarrollo de energías renovables, junto con el impulso al ahorro y eficiencia energética, además de contribuir al cumplimiento de los compromisos asumidos por España dentro de la Unión Europea en relación con el protocolo de Kioto, cumple otros objetivos como son reducir la fuerte dependencia de la economía española de las importaciones de energía y lograr una mayor diversificación de los suministros.

El PER 2005-2010 plantea como objetivo alcanzar en 2010 una producción a partir de energías renovables equivalente al 12,1% de la energía primaria en dicho año. Para ello se requiere un gran esfuerzo ya que será necesario más que duplicar los valores de las Energías Renovables correspondientes al año 2004.

La contribución que el PER 2005-2010 tendrá en la reducción de emisiones de CO₂ puede estimarse en más de 27 millones de toneladas de CO₂ anuales a partir de 2010.

La aprobación de este plan en agosto de 2005 ha tenido una notable incidencia sobre la planificación, en particular, por la apuesta que se hace por la energía eólica que pasa de 13.000 MW que se preveía en la planificación 2002 a 20.000 MW que se contemplan en la revisión de la planificación.

La evacuación de la multitud de parques eólicos en que se reparten estos 20.000 MW y las actuaciones para garantizar la estabilidad de la red de transporte eléctrico plantean importantes requerimientos sobre la Red de Transporte, que se han tenido en cuenta en la revisión de las infraestructuras eléctricas.

Previsión de la evolución energética española

Los datos del año 2005 son los definitivos que figuran en el Capítulo 2 de este Informe, y por tanto, pueden registrar algunas variaciones respecto de los publicados en el documento de Planificación.

Consumo de Energía Primaria

En el cuadro 11.6 se recoge la evolución del consumo de energía primaria entre 2003 y 2005 y la previsión hasta el año 2011.

CUADRO 11.6.-Consumo de energía primaria

	2003		2004		2005		2007		2011		%2007/2005	%2011/2007	%2011/2005
	ktep.	Estruct. %	ktep.	Estruct. %	ktep.	Estruct. %	ktep.	Estruct. %	ktep.	Estruct. %	anual	anual	anual
CARBON	20461	15,0	20921	14,7	21183	14,5	19198	12,5	13956	8,5	-4,80	-7,66	-6,72
PETROLEO	69313	50,8	71054	50,0	71785	49,2	73690	47,9	74553	45,3	1,32	0,29	0,63
GAS NATURAL	21254	15,6	24671	17,4	29120	20,0	32147	20,9	40530	24,6	5,07	5,96	5,66
NUCLEAR	16125	11,8	16576	11,7	14995	10,3	15874	10,3	15145	9,2	2,89	-1,17	0,17
ENERGIAS RENOVABLES	9220	6,8	9150	6,4	8849	6,1	13036	8,5	20552	12,5	21,37	12,05	15,08
SALDO ELECTR.(Imp.-Exp.)	109	0,1	-260	-0,2	-116	-0,1	0		0				
TOTAL	136482	100,0	142112	100,0	145816	100,0	153945	100,0	164735	100,0	2,75	1,71	2,05

Metodología: AIE

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética

Se estima que entre 2005 y 2011 la tasa media de crecimiento de la energía primaria será del 2,05% anual, cifra sensiblemente menor que la estimada en el documento de 2002 para el período 2006-2011 que era de 3,18%. Esto se traduce en un ahorro de algo más de 10 millones de tep en el año 2011 (Se pasa de 175 millones de tep a 164,7 millones de tep).

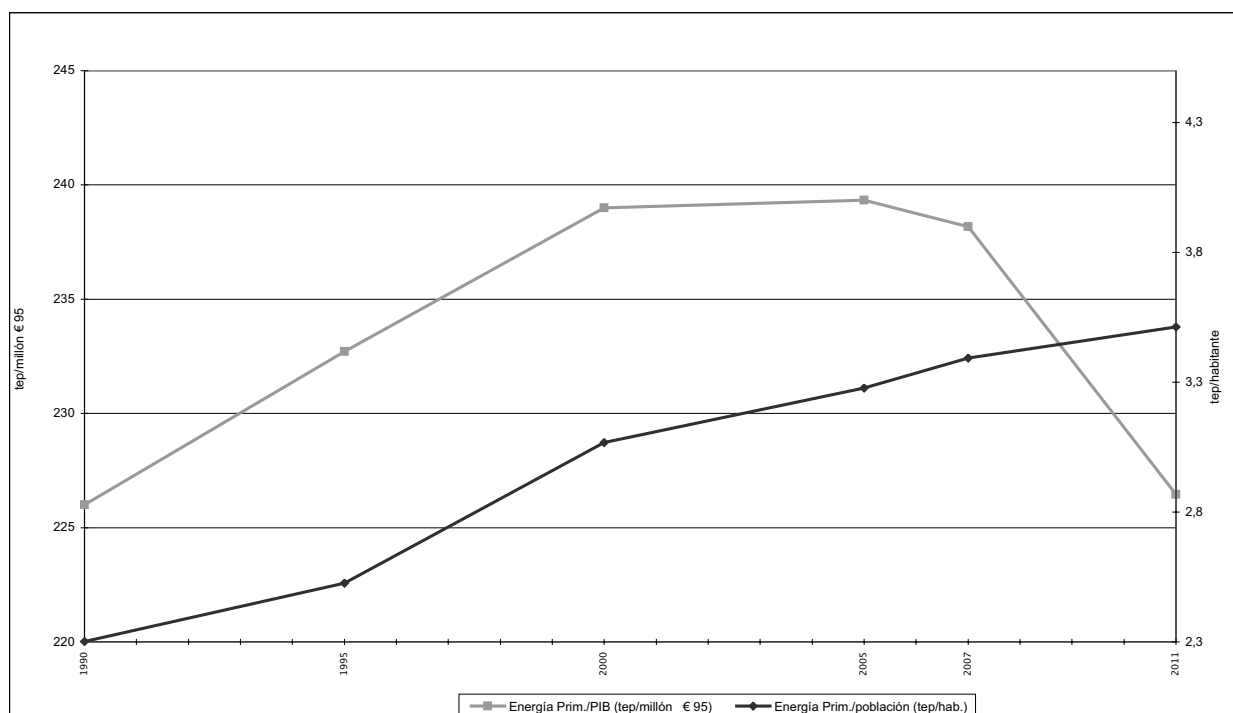
Las razones que justifican este cambio en la previsión de consumos de energía primaria son fundamentalmente dos:

- Los efectos derivados de la aplicación del Plan de Acción 2005-2007 correspondiente a la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E-4), aprobado el pasado mes de julio.

- La mejora en la eficiencia de transformación de energía primaria en energía final derivada del cambio en el mix de generación de energía eléctrica.

En el período 1990-2005 el crecimiento del consumo de energía primaria (58,8%) ha sido superior al crecimiento del PIB en este periodo (50%) lo que significa que la intensidad energética primaria ha seguido creciendo, en contra de la tendencia presentada en otros países de la UE. Sin embargo, ya en 2005 se ha podido observar un cambio de esta tendencia, esperándose que entre 2005 y 2011 se vaya reduciendo la intensidad energética primaria hasta alcanzar en 2011 un nivel similar al correspondiente a 1990 (226,4 tep/millón 95). El gráfico 11.1 recoge la evolución de la intensidad energética primaria y la previsión hasta 2011.

GRÁFICO 11.1
Intensidad energética primaria



Consumo de Energía Final

En el cuadro 11.7 puede apreciarse la previsión de la evolución del consumo de energía final. Se estima un crecimiento medio de la energía final del 2,6% en el período 2005-2011, cifra inferior al crecimiento previsto del PIB en el periodo de referencia, que se ha estimado en el 3%, por lo que también en este

caso la intensidad energética se espera que se reduzca a partir del año 2007, aunque de una forma más suave que en el caso de la energía primaria. En el gráfico 11.2 se recoge la evolución de la intensidad energética final.

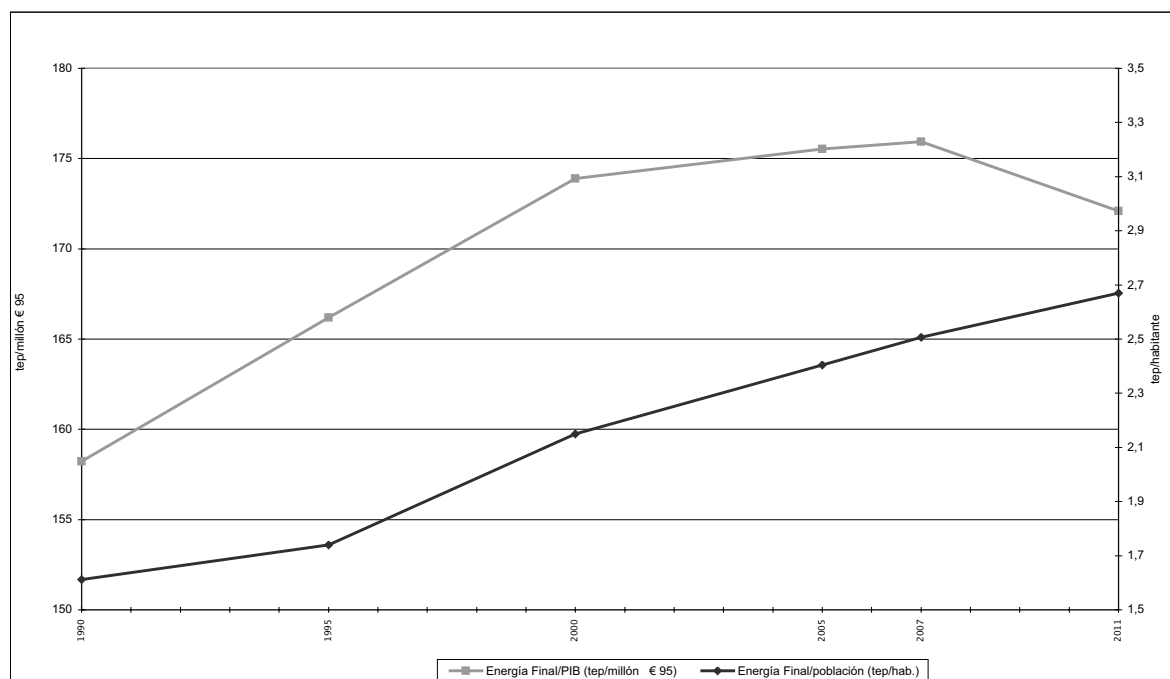
CUADRO 11.7.-Consumo de energía final

	2003		2004		2005		2007		2011		%2007/2005	%2011/2007	%2011/2005
	ktep.	Estructura %	ktep.	Estructura %	ktep.	Estructura %	ktep.	Estructura %	ktep.	Estructura %	anual	anual	anual
CARBON	2436	2,4	2405	2,3	2424	2,3	2232	2,0	2021	1,6	-4,04	-2,45	-2,98
PROD. PETROLIFEROS	60082	59,6	61689	59,0	61748	57,7	64105	56,4	67028	53,5	1,89	1,12	1,38
GAS	15601	15,5	16720	16,0	18133	17,0	19850	17,5	24263	19,4	4,63	5,15	4,97
ELECTRICIDAD	19040	18,9	19914	19,1	20820	19,5	22750	20,0	25063	20,0	4,53	2,45	3,14
EN. RENOVABLES	3667	3,6	3746	3,6	3815	3,6	4786	4,2	6818	5,4	12,00	9,25	10,16
TOTAL	100826	100	104474	100	106940	100	113722	100	125193	100	3,12	2,43	2,66

Metodología : A.I.E.

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética

GRÁFICO 11.2
Intensidad energética final



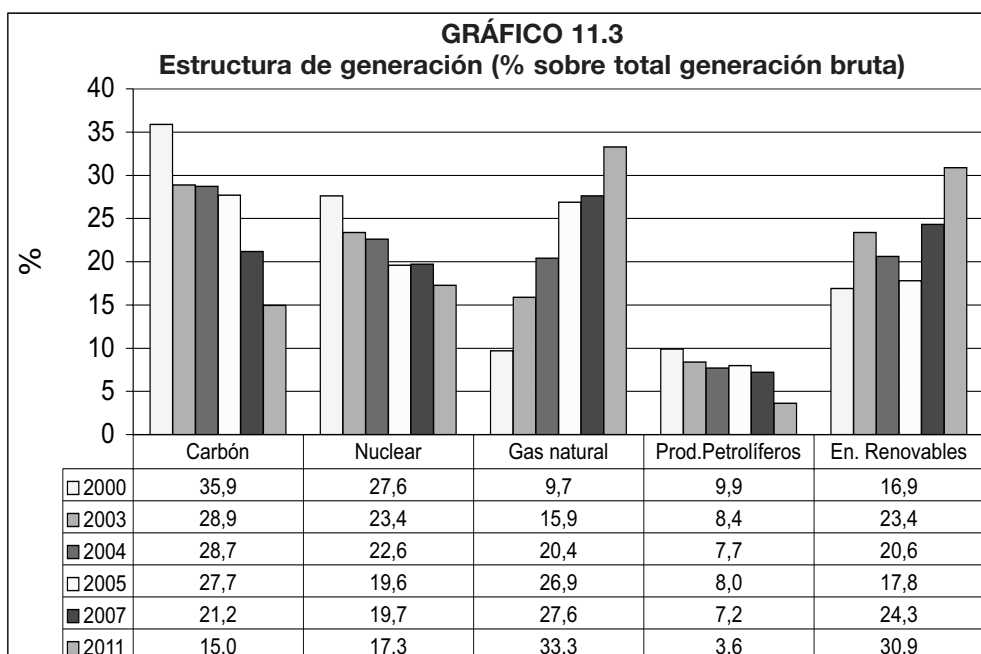
En cuanto a la estructura del consumo de energía final se produce un cambio importante durante el periodo de análisis, lo que se pone de manifiesto al comparar las tasas de crecimiento de las diversas energías, tasas que varían notablemente entre ellas. Como resultado de estos cambios el consumo de energía final en 2011 tendrá una estructura en la que los productos petrolíferos, aunque bajan más de cuatro puntos porcentuales con respecto a su participación de 2005, seguirán representando más de la

mitad del consumo (53,5%), el gas natural y la electricidad tendrán una participación en torno al 20% cada uno de ellos y las energías renovables, apenas sobrepasarán el 5%, y el carbón no alcanzará el 2%.

Cambio en el mix de generación eléctrica

La estructura de la generación eléctrica va a cambiar de forma notable durante el periodo considerado en esta planificación.

GRÁFICO 11.3
Estructura de generación (% sobre total generación bruta)



Así, las fuentes de energía que eran dominantes en el año 2000, el carbón (35,9%) y la nuclear (27,6%) acabarán en el año 2011 con una participación del 15% en el caso del carbón y del 17,3% en el caso de la energía nuclear. Por el contrario, otras fuentes que en el 2000 disponían de cuotas menos relevantes como las energías renovables (16,9%) y el gas natural (9,7%), pasan en 2011 a representar un papel dominante en la generación, al cubrir el 30,9% y 33,3% respectivamente. En el gráfico 11.3 puede apreciarse este cambio en la estructura de generación.

Seguridad del suministro energético

La revisión de la Planificación presenta una serie de cambios con respecto a la elaborada en 2002 y que son en buena medida consecuencia de una preocupación por asegurar el abastecimiento energético. Entre estos cambios se puede señalar:

Cobertura de la Demanda eléctrica

En el periodo transcurrido desde la aprobación de la Planificación en 2002 se ha producido un crecimiento de las puntas de demanda a nivel peninsular superior al estimado en 2002.

La punta estimada en el invierno del año 2011 es de 53.300 MW, frente a los 49.000 MW previstos en el documento de 2002.

Además el margen de reserva contemplado en el documento de 2002, no permitía asegurar un índice de cobertura del 1,10, cifra que se establece como objetivo en esta revisión, lo que implica otros 3000 MW adicionales de reserva sobre la cifra contemplada en la planificación realizada en 2002.

La suma de los dos efectos - mayor punta de demanda y necesidad de asegurar un índice de cobertura del 1.10 - se traduce en la necesidad de disponer en 2011 de más de 7000 MW por encima de lo contemplado en la planificación efectuada en 2002.

Este es uno de los cambios más significativos que presenta esta revisión en relación con el documento de 2002. En particular, se contemplan en torno a los 39.000 MW de potencia instalada en el sistema peninsular en centrales térmicas convencionales frente a los 29.000 MW, de la planificación de 2002.

Cobertura de la demanda de gas natural

En la Planificación efectuada en 2002, con el escenario de ciclos considerado, se alcanzaba al final del periodo una demanda punta del orden de los 2.400 GWh/día.

En la revisión de la Planificación y con la última información disponible sobre el desarrollo de ciclos combinados, la nueva demanda punta estimada para el año 2011 se aproxima a los 3.000 Gwh/día, un 25% superior a la considerada en la Planificación 2002-2011.

Este nuevo escenario de demanda punta requiere aumentar tanto la capacidad de entrada al Sistema Gasista (conexiones internacionales y plantas de regasificación) como la capacidad de transporte del mismo (gasoductos y estaciones de compresión).

Por otra parte, en esta revisión se ha planificado un importante incremento de la capacidad de almacenamiento del Sistema Gasista con objeto de lograr una operación segura del mismo y dar cumplimiento a la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad (35 días de las ventas firmes), según lo dispuesto en la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos y en el R.D. 1716/2004.

Reservas estratégicas de productos petrolíferos

En la revisión de la planificación se ha introducido un capítulo nuevo dedicado a las infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

En él se ha analizado la demanda de productos petrolíferos en el periodo 2000-2005 y la previsión de la evolución de éstos en el periodo 2006-2011. A partir de estos datos se planifican las infraestructuras de almacenamiento de productos petrolíferos que debe constituir y gestionar CORES.

Actualmente CORES dispone de una capacidad de almacenamiento de 6 millones de m³ y tiene ya comprometido en torno a los 7,2 millones de m³ para el año 2011. Sin embargo, las necesidades de infraestructuras para almacenamiento de productos petrolíferos son superiores, con lo que existe un déficit que alcanza 1,55 millones de m³ en 2011, que deberá cubrirse por parte de CORES.

INFRAESTRUCTURA LOGISTICA



MINISTERIO DE
INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO



MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y
COMERCIO
DIRECCION GENERAL DE POLITICA ENERGETICA Y MINAS

MAPAS PPT
15.02.06

CAMBIOS EN LAS INFRAESTRUCTURAS PLANIFICADAS

Infraestructuras eléctricas

• Líneas

En la revisión de la planificación realizada se ha incluido la repotenciación de una gran cantidad de líneas existentes (3.735 km. de líneas de 400 kV y 3.760 km. de líneas de 220 kV) con la finalidad de aumentar su uso y retrasar la necesidad de nuevas instalaciones. Esto ha permitido reducir el número de nuevas líneas a construir, en un 10% en el caso de líneas de 400 kV y 12% en el caso de líneas de 220 kV.

• Subestaciones

Se ha incrementado notablemente el número de nuevas posiciones en subestaciones, en particular en los parques de 220 kV el incremento ha sido de 548 posiciones (+52%). Este incremento se debe a varias causas:

- Crecimiento de los parques de generación que deben evacuarse a través de la red de transporte.
- Necesidad de apoyo a la distribución. El importante crecimiento de la demanda punta y la necesidad de garantizar la calidad del suministro ha exigido el incremento de puntos de apoyo a la distribución desde la red de transporte.
- Atención a demandas especiales no contempladas en el documento de 2002. Entre estas demandas especiales cabe señalar la alimentación al tren de alta velocidad y la alimentación a las plantas desaladoras incluidas en el programa "AGUA".

Además, el incremento de la potencia punta demandada ha supuesto que, sea preciso incrementar el apoyo desde la red de 400 kV a las redes de 220, 132 y 110 kV, lo que ha obligado a planificar más unidades de transformación.

Por último, debe señalarse que en la revisión de la planificación se ha incluido un incremento importante de compensación de reactiva, como consecuencia los estudios de seguridad de la red.

Infraestructuras gasistas

• Capacidad de entrada al sistema

Como consecuencia del incremento de la demanda punta estimada para el año 2011, se ha procedido a incrementar la capacidad de entrada al sistema tanto a través de gasoductos internacionales, como de plantas de regasificación.

Entre estos gasoductos cabe mencionar el gasoducto de MEDGAZ, que se espera inyecte al sistema 913.000 m³·(n)/h a partir de 2009.

En cuanto a las plantas de regasificación se ha pasado de una capacidad planificada en 2002 de 5,1 millones de m³(n)/h a 7,1 millones de m³(n)/h, lo que representa un incremento de 2 millones de m³(n)/h (+40%)

• Capacidad de transporte del sistema gasista

Asociado al incremento de la capacidad de entrada al sistema, se produce una necesidad de incrementar la capacidad de transporte, (constituída por los gasoductos y estaciones de compresión).

En la revisión de la planificación se ha procedido a incrementar la longitud de los gasoductos planificados en 1.159 km. (+39%) y las estaciones de compresión en 196 MW (+ 125%).

• Capacidad de almacenamiento del sistema gasista

Se ha efectuado un importante incremento de la capacidad de almacenamiento del Sistema Gasista tanto en tanques de GNL como en almacenamientos subterráneos:

- Almacenamientos de GNL

Se ha incrementado en 1,2 millones de m³ (+36%) la capacidad de almacenamiento en las plantas de regasificación, alcanzando en 2011 una capacidad de 4,5 millones de m³ de GNL. Esto permite disponer de una reserva operativa en las plantas de regasificación de entre 8 y 10 días de la producción nominal.

- Almacenamientos subterráneos

Dada la escasez de capacidad de este tipo de almacenamientos en nuestro Sistema Gasista, se han incluido en la revisión de la Planificación todos aquellos proyectos o estudios existentes que a priori, y con independencia de su grado de desarrollo o de su ubicación geográfica, podrían resultar viables.

Esto se ha traducido en un incremento de 1059 millones de m³ (+28%) del volumen operativo de los almacenamientos subterráneos contemplados en la Planificación.

Actuaciones más relevantes incluidas en la planificación

A continuación se incluye un resumen de las actuaciones más relevantes correspondientes al sector eléctrico:

Conexiones Internacionales

- Interconexiones con Francia.
 - Nuevo eje a 400 kV Bescanó-S.Llogaia-Frontera francesa.
- Interconexiones con Portugal.
 - Nueva línea de interconexión a 400 kV entre las actuales subestaciones Alqueva-Balboa.
 - Zona Tajo: refuerzo de los ejes de interconexión a 400 kV.
 - Zona Duero: refuerzo de las líneas de interconexión a 220 kV ligado a la construcción nueva subestación de Douro internacional 220 kV.
- Interconexiones con Marruecos.
 - Tendido del segundo enlace submarino de la interconexión.

Zona Noroeste

- Mallado de la red de 400 kV entre las zonas oriental y occidental del norte de Galicia: D/C Mesón do Vento-Puentes de García Rodríguez 400 kV.
- Nuevo enlace Galicia-Asturias; D/C Boimente-Grado 400 kV.

Eje Norte (Asturias – Cantabria – País Vasco)

- Eje eléctrico en 400 kV que une las subestaciones de Soto de Ribera (Asturias), Penagos (Cantabria), Abanto, Güeñes e Itxaso (País Vasco).

Refuerzo de la conexión entre las zonas Noroeste y Norte con el centro peninsular

- Transformación a D/C 400 kV del eje Trives-Tordesillas-Otero-Ventas 220 kV (Galicia- anillo Madrid).
- Línea D/C Lada-Velilla 400 kV.
- Transformación a 400 kV de línea Penagos-Aguayo 220 kV.

Eje País Vasco – Navarra – Aragón

- D/C 400 kV Vitoria-Muruarte-Castejón-La Serna-Magallón.

Refuerzo de la conexión Aragón – Cataluña

- Eje de 400 kV Aragón-Peñalba-Salas de Pallars y entrada/salida de Salas de Pallars en el doble circuito Sallente-Calders/Sentmenat.

Refuerzo de la conexión Aragón – Comunidad Valenciana

- Duplicación eje Aragón-Morella-La Plana 400 kV sustituyendo. circuito existente Morella-La Plana 400 kV por un nuevo doble circuito y construcción nuevo doble circuito Morella-Teruel 400 kV.
- D/C Fuendetodos-Morella 400 kV.

Refuerzo de la conexión Comunidad Valenciana – Castilla La Mancha

- Nuevo corredor en 400 kV entre Castilla La Mancha y la Comunidad Valenciana: Línea Pinilla-Ayora-Cofrentes.

Refuerzo de la red en Murcia

- La nueva generación prevista en Bahía de Escombreras exige refuerzo de las actuales instalaciones (nueva subestación de Fausita. 400 kV) y creación nuevo corredor de doble circuito de 400 kV que potencia el mallado hacia el norte (El Palmar) y que permita el apoyo a la zona de la capital desde la red de 400 kV.

Refuerzos estructurales en Andalucía

- Zona de Málaga: apoyos desde la red de 400 kV en Estepona y Málaga.
- Zona de Sevilla: nueva subestación de 400 kV.
- Zona de Cádiz: nuevo eje de 400 kV desde la subestación de Arcos, desarrollo de la red de 400 kV en la zona más próxima a la costa.
- Nuevo eje D/C Arcos-Cabra-Guadalquivir Medio 400 kV.
- Nuevo eje D/C Caparacena-Litoral 400 kV.
- Nuevo eje Brovales-Guillena 400 kV.
- Refuerzos de la transformación 400/AT.

Enlace Península – Baleares e integración sistema Balear

- Enlace de los distintos subsistemas Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera.
 - Enlace submarino de 132 kV.
- Enlace con Península: Santa Ponsa (Mallorca)-Morvedre (C. Valenciana).
 - Enlace submarino en corriente continua.

Inversiones correspondientes a la infraestructura planificada

Las inversiones planificadas en el periodo correspondiente a la revisión (2006-2011) ascienden a 5.182 M en infraestructuras eléctricas y 6.450 M en infraestructuras gasistas. Si a estas inversiones añadimos las ya realizadas en el periodo 2002-2005, que suman 1.489 M en infraestructuras eléctricas y 1.311 M en infraestructuras gasistas, se alcanzan unas cifras de 6.671 M en el sector eléctrico (31% superior a las planificadas en 2002) y 7.608 M en el sector gasista (45% superior a las planificadas en 2002).

ANEXO ESTADÍSTICO

CUADRO A 1.-Evolución del consumo de energía final en España (1973-2005) (Ktep)

Año	Carbón		P. Petrolíferos		Gas		Electricidad		Total	
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)
1973	4.029	10	30.333	75,4	763	1,9	5.124	12,7	40.249	100
1974	4.326	10,2	31.576	74,6	820	1,9	5.597	13,2	42.319	100
1975	3.955	9,5	30.993	74,4	901	2,2	5.784	13,9	41.633	100
1976	3.510	7,9	33.335	75,5	1.034	2,3	6.292	14,2	44.171	100
1977	3.522	7,5	35.916	76,2	1.136	2,4	6.557	13,9	47.131	100
1978	3.161	6,5	37.127	76,6	1.220	2,5	6.933	14,3	48.441	100
1979	3.196	6,3	39.240	76,8	1.252	2,5	7.402	14,5	51.090	100
1980	3.504	7	37.737	75,2	1.220	2,4	7.748	15,4	50.209	100
1981	4.550	9,3	35.252	72,2	1.184	2,4	7.806	16	48.792	100
1982	5.545	11,3	34.477	70,3	1.178	2,4	7.865	16	49.065	100
1983	5.315	10,9	33.882	69,8	1.110	2,3	8.245	17	48.552	100
1984	5.443	10,8	34.581	68,9	1.549	3,1	8.622	17,2	50.195	100
1985	5.030	10,1	34.110	68,5	1.768	3,6	8.858	17,8	49.766	100
1986	4.783	9,4	35.221	69	2.004	3,9	9.046	17,7	51.054	100
1987	4.212	7,9	37.017	69,7	2.463	4,6	9.427	17,7	53.119	100
1988	4.237	7,6	38.328	68,9	3.153	5,7	9.876	17,8	55.594	100
1989	4.353	7,4	39.587	67,7	4.116	7	10.410	17,8	58.466	100
1990	4.271	7	40.893	67,4	4.531	7,5	10.974	18,1	60.669	100
1991	4.135	6,6	42.240	67,3	4.999	8	11.372	18,1	62.746	100
1992	3.511	5,6	42.481	67,8	5.154	8,2	11.488	18,3	62.634	100
1993	3.131	5	42.998	68,4	5.130	8,2	11.569	18,4	62.828	100
1994	2.977	4,5	44.826	68,5	5.647	8,6	11.999	18,3	65.449	100
1995	2.702	3,9	46.952	68,4	6.550	9,5	12.462	18,1	68.666	100
1996	2.464	3,5	48.107	68	7.325	10,4	12.827	18,1	70.723	100
1997	2.334	3,2	50.108	67,8	8.162	11	13.331	18	73.935	100
1998	2.554	3,2	53.682	66,9	9.688	12,1	14.290	17,8	80.214	100
1999	2.573	3,1	53.766	65,1	10.934	13,2	15.364	18,6	82.638	100
2000	2.546	2,9	55.628	64,1	12.292	14,2	16.306	18,8	86.772	100
2001	2.544	2,8	57.255	63,4	13.208	14,6	17.292	19,1	90.298	100
2002	2.486	2,7	57.642	62,6	14.224	15,4	17.791	19,3	92.143	100
2003	2.436	2,5	60.082	61,8	15.601	16,1	19.038	19,6	97.157	100
2004	2.405	2,4	61.689	61,2	16.720	16,6	19.914	19,8	100.728	100
2005	2.424	2,4	61.748	59,9	18.133	17,6	20.820	20,2	103.126	100

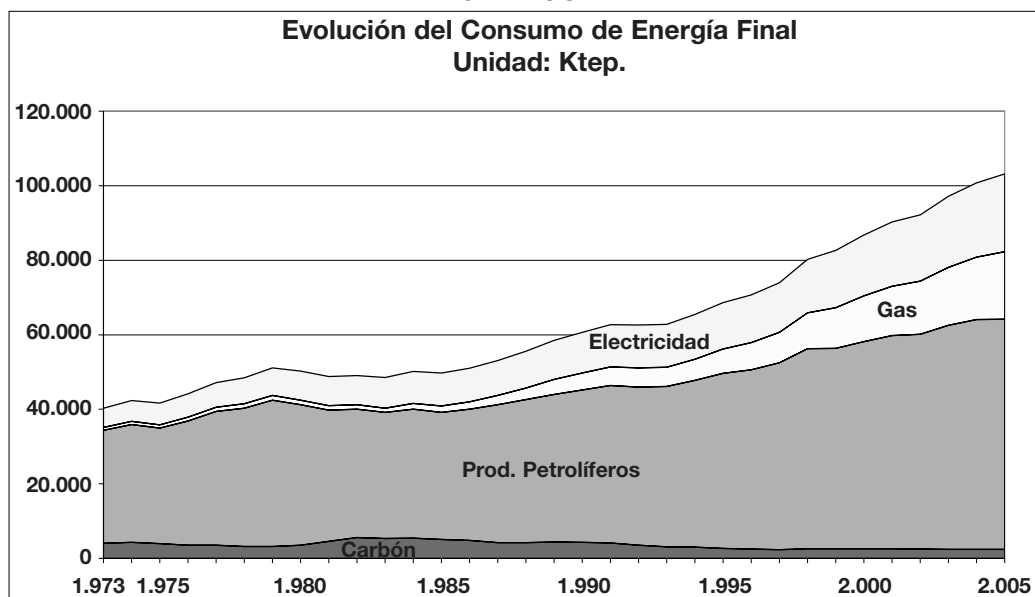
No incluye energías renovables.

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE. (Secretaría General de la Energía.)

GRÁFICO A1

Evolución del Consumo de Energía Final
Unidad: Ktep.



CUADRO A 2.-Evolución del consumo de energía primaria en España (1973-2004) (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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
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	100,0
2002	22.640	17,6	67.647	52,5	18.757	14,6	2.821	2,2	16.422	12,8	458	0,4	128.744	100,0
2003	21.143	16,0	69.313	52,3	21.254	16,0	4.579	3,5	16.125	12,2	109	0,1	132.523	100,0
2004	22.205	16,0	71.054	51,4	24.671	17,8	4.120	3,0	16.576	12,0	-260	-0,2	138.366	100,0
2005	22.723	16,0	71.785	50,6	29.120	20,5	3.495	2,5	14.995	10,6	-116	-0,1	142.002	100,0

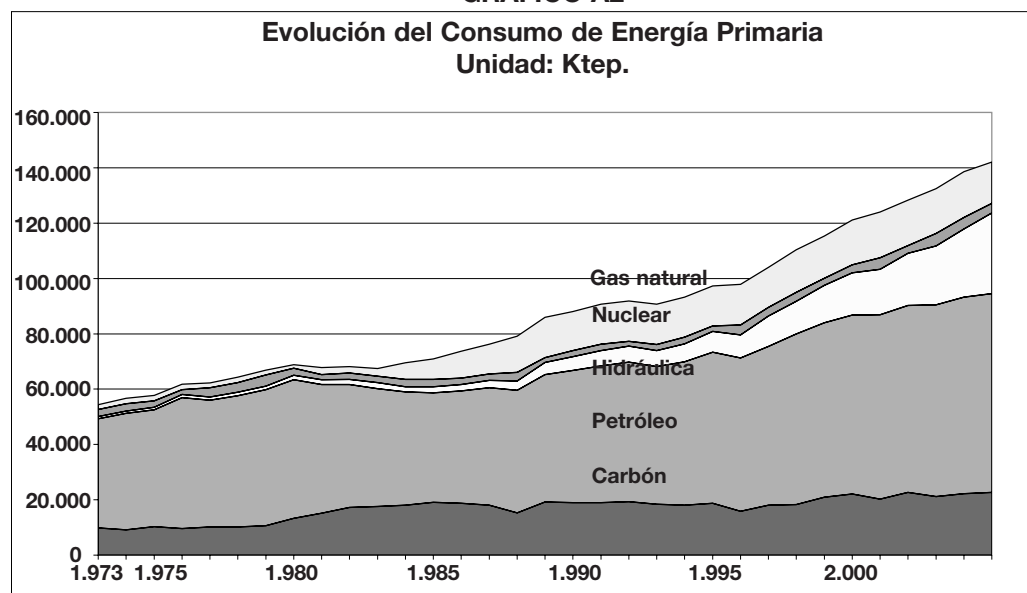
(1): Incluye R.S.U. y otros combustibles sólidos consumidos en generación eléctrica.

(2): Incluye energía eólica y solar fotovoltaica.

(3): Saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica.(Importación - Exportación)

Metodología : A,I,E,

Fuente : SGE

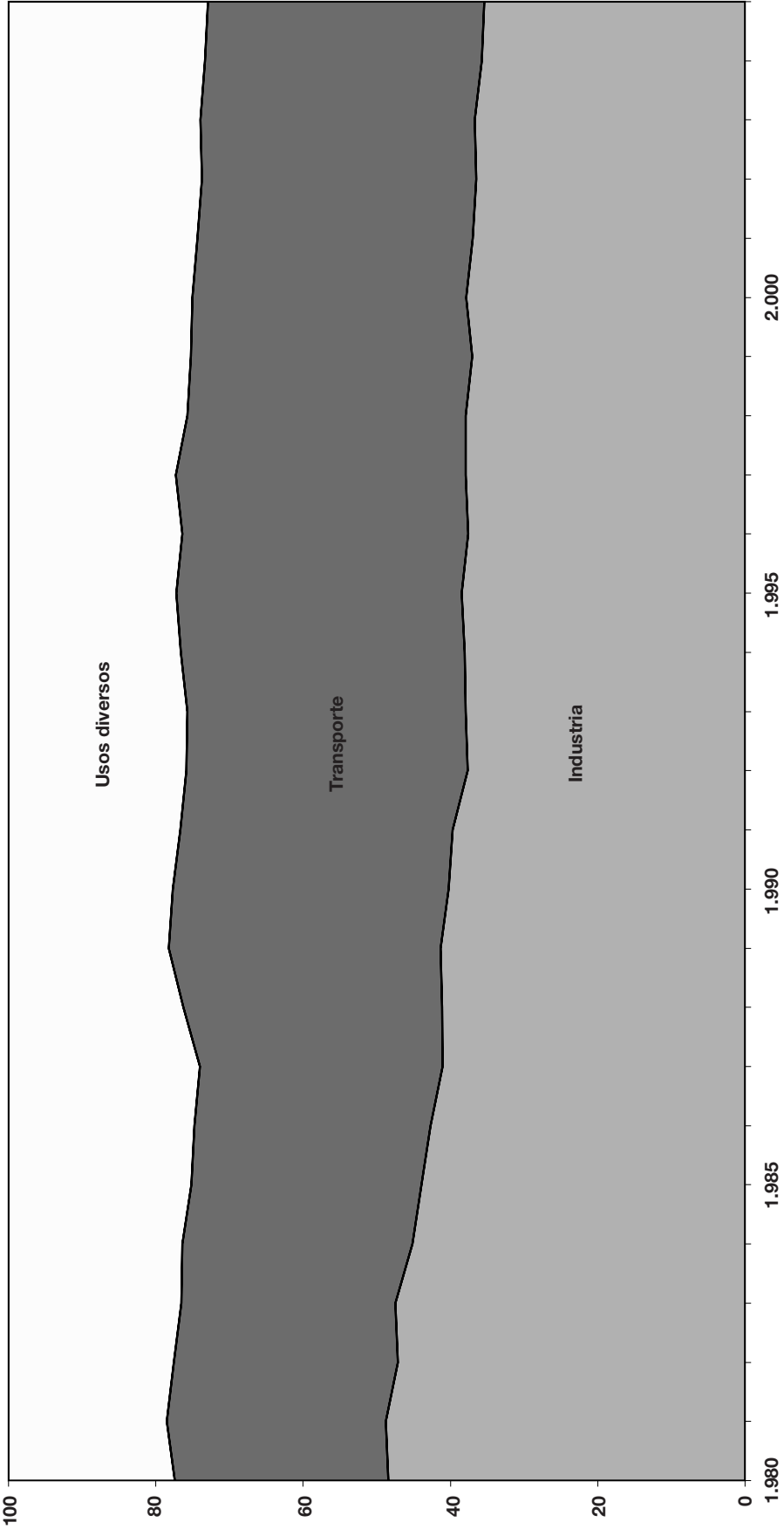
GRÁFICO A2

CUADRO A 3.-Evolución del consumo de energía final por sectores (1980-2004) (Unidad: Ktep)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
INDUSTRIA	24.306	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	33.599	35.639	36.002	36.495
Carbón	3.191	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	2.377	2.360	2.395
PPetrolíferos	15.731	14.315	12.725	12.704	11.879	11.350	11.375	11.273	11.363	11.555	11.306	11.578	10.857	11.827	12.123	12.794	12.720	13.166	13.804	12.695	13.350	12.940	12.867	12.840	12.169	11.302
Gas	720	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	10.319	11.905	12.696	13.766
Electricidad	4.664	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	7.981	8.517	8.777	9.033
TRANSPORTE	14.570	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	30.306	31.515	32.276	33.785	34.376	36.195	37.844	38.695
Carbón	11	12	8	8	2	9	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PPetrolíferos	14.414	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	35.754	37.393	38.294
Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricidad	146	148	152	162	174	188	195	203	203	217	238	250	261	253	266	275	295	305	324	339	362	392	412	441	451	461
USOS DIVERSOS	11.332	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	24.169	25.324	26.882	27.935
Carbón	302	408	443	479	568	603	650	459	470	488	378	339	263	151	130	121	158	154	140	106	80	65	55	59	46	29
PPetrolíferos	7.592	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	11.488	12.126	12.213
Gas	500	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	3.905	3.696	4.024	4.367
Electricidad	2.938	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	9.398	10.080	10.687	11.326
TOTAL	50.208	48.792	49.065	48.552	50.196	49.766	51.054	53.119	55.593	58.486	60.669	62.746	62.634	62.828	65.449	68.666	70.723	73.935	80.214	82.638	86.772	90.298	92.143	97.157	100.728	103.125
Carbón	3.504	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	2.436	2.405	2.424
PPetrolíferos	37.737	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	57.642	60.082	61.689	61.748
Gas	1.220	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	14.224	15.601	16.720	18.133
Electricidad	7.748	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	17.791	19.038	19.914	20.820
ESTRUCTURA (%)																										
INDUSTRIA	48,41	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	36,46	36,68	35,74	35,39
TRANSPORTE	29,02	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	37,31	37,25	37,57	37,52
USOS DIVERSOS	22,57	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	26,23	26,06	26,69	27,09

Metodología AIE
NOTA: No incluye energías renovables
Fuente: SGE.

GRÁFICO A3
Sectorización del consumo de Energía Final (Unidad: %)



CUADRO A 4.-Evolución del consumo de energía final por unidad de PIB. (1980-2005) (tep/Millón de Euros ctes. de 1995)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PIB	304,23	303,82	307,61	313,05	318,64	326,03	336,64	355,32	373,42	391,44	406,25	416,58	420,46	416,13	426,04	437,79	448,45	466,51	486,79	507,34	529,69	544,50	556,65	570,56	585,88	605,80
Carbón/PIB	11,52	14,98	18,03	16,98	17,08	15,43	14,21	11,85	11,35	11,12	10,51	9,93	8,35	7,52	6,99	6,17	5,49	5,00	5,25	5,07	4,81	4,67	4,47	4,27	4,11	4,00
P.Petróliiferos/PIB	124,04	116,03	112,08	108,23	108,53	104,62	104,63	104,18	102,64	101,13	100,66	101,40	101,03	103,33	105,22	107,25	107,27	107,41	110,28	105,98	105,02	105,15	103,55	105,30	105,29	101,93
Gas/PIB	4,01	3,90	3,83	3,55	4,86	5,42	5,95	6,93	8,44	10,52	11,15	12,00	12,26	12,33	13,26	14,96	16,33	17,50	19,90	21,55	23,21	24,26	25,55	27,34	28,54	29,93
Electricidad/PIB	25,47	25,69	25,57	26,34	27,06	27,17	26,87	26,53	26,45	26,59	27,01	27,30	27,32	27,80	28,16	28,47	28,60	28,58	29,36	30,28	30,78	31,76	31,96	33,37	33,99	34,37
ENERGIA FINAL/PIB	165,04	160,60	159,51	155,09	157,53	152,64	151,66	149,50	148,88	149,36	149,34	150,62	148,96	150,98	153,62	156,85	157,70	158,48	164,78	162,88	163,82	165,84	165,53	170,29	171,93	170,23
INDICE (Año 1980=100)	100,00	97,31	96,65	93,98	95,45	92,49	91,89	90,58	90,21	90,50	90,49	91,26	90,26	91,48	93,08	95,04	95,56	96,03	99,85	98,70	99,26	100,49	100,30	103,18	104,17	103,15

Metodología AIE

PIB en miles de millones de Euros constantes de 1995

Fuente: SGE.

CUADRO A 5.-Evolución del consumo de energía final por habitante. (1980-2005) (tep/habitante)

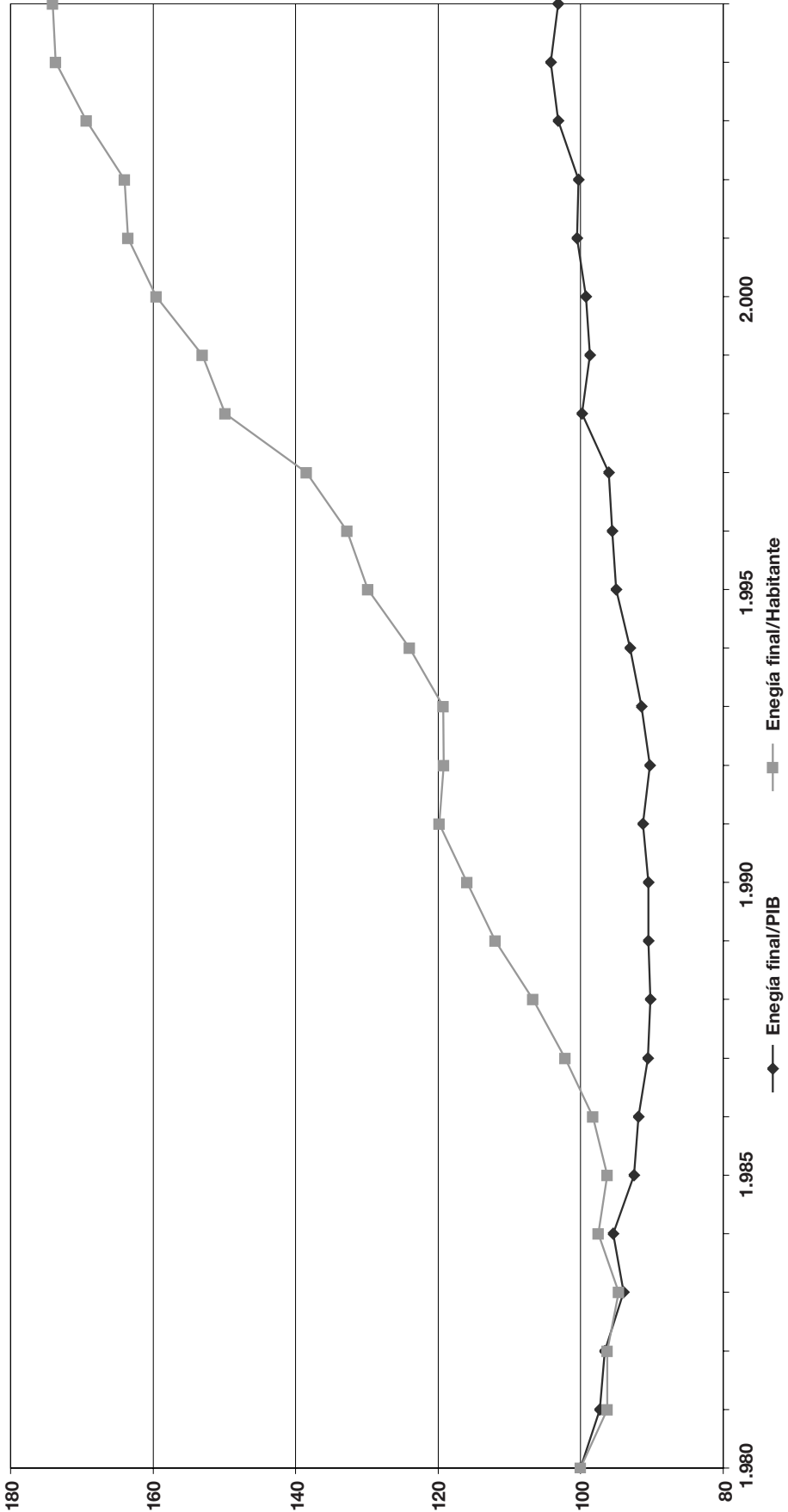
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
POBLACION	37,39	37,75	37,96	38,18	38,34	38,50	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,99	39,11	39,22	39,31	39,38	39,67	39,75	39,85	40,20	40,50	41,12	41,84	42,72	43,20	44,11
Carbón/hab.	0,09	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	0,06	0,06	0,05
P.Petróliiferos/hab.	1,01	0,93	0,91	0,89	0,90	0,89	0,91	0,96	0,99	1,02	1,05	1,08	1,09	1,10	1,14	1,19	1,21	1,26	1,35	1,34	1,37	1,39	1,38	1,41	1,43	1,40
Gas/hab.	0,03	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	0,18	0,21	0,24	0,27	0,30	0,32	0,34	0,37	0,39	0,41
Electricidad/hab.	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,25	0,27	0,28	0,29	0,29	0,29	0,31	0,32	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,42	0,43	0,45	0,46	0,47
ENERGIA FINAL/hab.	1,34	1,29	1,29	1,27	1,31	1,29	1,32	1,37	1,43	1,50	1,56	1,61	1,60	1,60	1,67	1,74	1,78	1,86	2,01	2,06	2,14	2,20	2,20	2,27	2,33	2,34
INDICE (Año 1980=100)	100,00	96,25	96,25	94,70	97,50	96,26	98,32	102,16	106,67	111,96	115,97	119,83	119,25	119,30	124,00	129,84	132,77	138,51	149,89	153,08	159,56	163,55	164,01	169,38	173,65	174,11

Metodología AIE

POBLACION en millones de habitantes

Fuente: SGE.

GRÁFICO A4
Intensidad energética final (índice 1980 = 100)



CUADRO A 6.-Evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB. (1980-2005) (tep/Millón de Euros ctes. de 1995)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PIB	304,23	303,82	307,61	313,05	318,64	326,03	336,64	355,32	373,42	391,44	406,25	416,58	420,46	416,13	426,04	437,79	448,45	466,51	486,79	507,34	529,69	544,50	556,65	570,56	585,88	605,80
Carbón/PIB	43,84	49,96	56,09	56,34	56,67	58,65	55,53	50,67	40,83	48,98	46,71	45,59	45,85	44,26	42,29	42,76	35,25	38,61	37,59	41,34	41,79	37,11	40,67	37,06	37,90	37,51
Petróleo/PIB	164,58	152,85	144,32	135,91	128,38	121,27	120,83	119,67	118,59	117,58	117,52	118,50	120,02	119,46	121,81	124,74	123,61	123,03	126,69	124,26	122,08	122,54	121,52	121,48	121,28	118,50
Gas natural/PIB	5,15	5,81	6,14	7,03	5,89	6,73	6,94	7,45	9,21	11,51	12,31	13,23	13,91	14,01	15,21	17,14	18,73	23,70	24,27	26,68	28,74	30,13	33,70	37,25	42,11	48,07
Nuclear/PIB	4,44	8,21	7,43	8,87	18,88	22,41	29,00	30,27	35,22	37,36	34,80	34,77	34,57	35,11	33,83	33,00	32,73	30,89	31,59	30,23	30,60	30,49	29,50	28,26	28,29	24,75
Hidráulica/PIB	8,36	6,23	7,36	7,46	8,53	8,28	6,78	6,64	8,13	4,19	5,43	5,64	4,10	5,18	5,69	4,57	7,85	6,68	6,62	4,90	5,56	7,58	5,07	8,03	7,03	5,77
Saldo internac/PIB	-0,39	-0,41	-0,85	-0,03	0,62	-0,28	-0,32	-0,37	-0,31	-0,40	-0,09	-0,14	0,13	0,26	0,37	0,88	0,20	-0,57	0,60	0,97	0,72	0,55	0,82	0,19	-0,44	-0,19
ENERGÍA PRIMARIA/PIB.	225,99	222,65	220,50	215,58	218,98	217,07	218,76	214,32	211,67	219,22	216,67	217,59	218,59	218,27	219,21	223,10	218,39	222,34	227,36	228,38	229,49	228,39	231,28	232,27	236,17	234,40
INDICE (Año 1980=100)	100,00	98,52	97,57	95,40	96,90	96,05	96,80	94,84	93,67	97,01	95,88	96,29	96,73	96,59	97,00	98,72	96,64	98,39	100,61	101,06	101,55	101,07	102,34	102,78	104,51	103,73

Metodología AIE

PIB en miles de millones de Euros ctes. de 1995

Fuente: SGE.

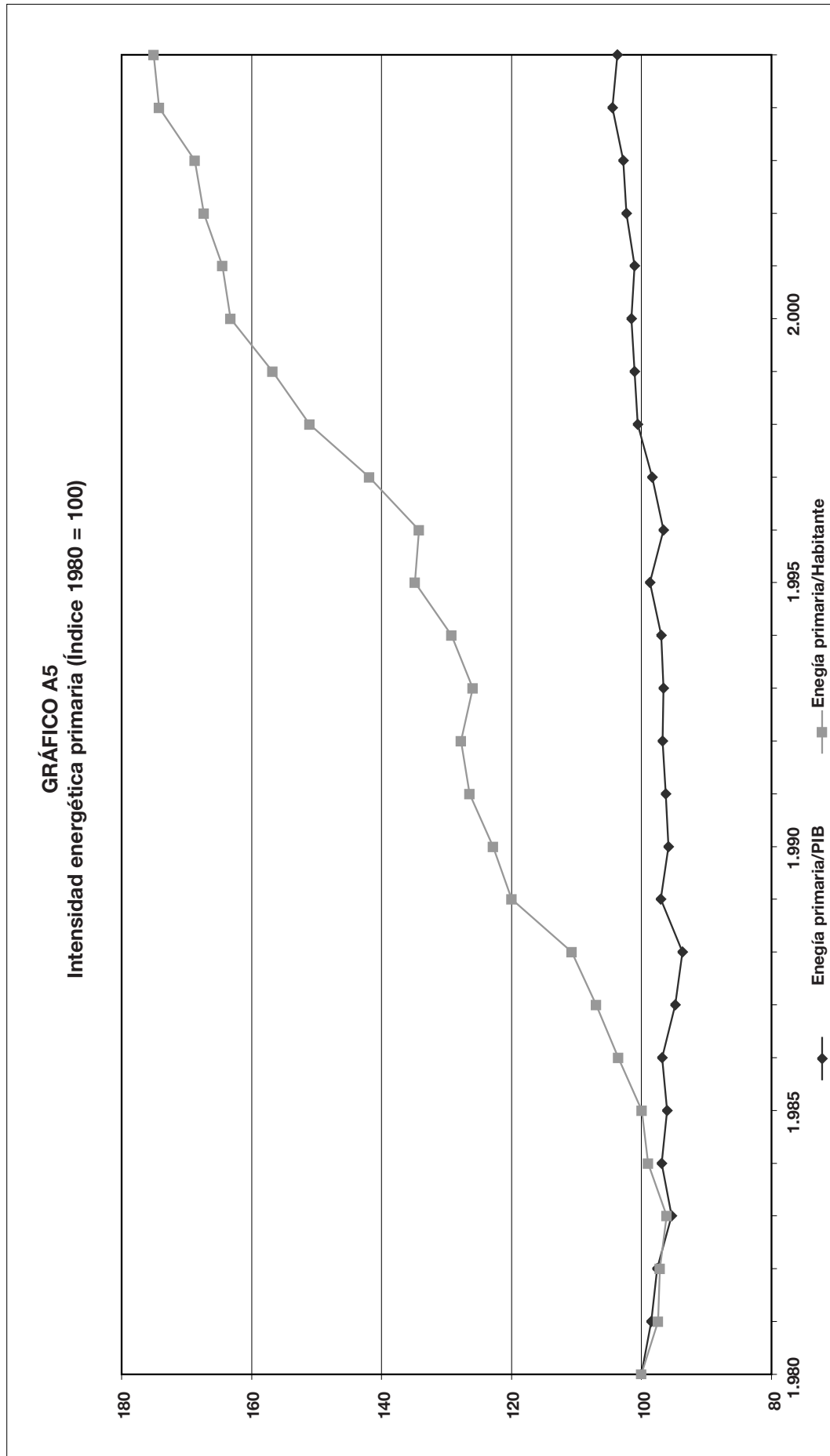
CUADRO A 7.-Evolución del consumo de energía primaria por habitante. (1980-2005) (tep/habitante)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
POBLACION	37,39	37,75	37,96	38,18	38,34	38,5	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,99	39,11	39,22	39,31	39,38	39,67	39,75	39,85	40,20	40,50	41,12	41,84	42,72	43,20	44,11
Carbón/hab.	0,36	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	0,55	0,49	0,54	0,49	0,51	0,52
Petróleo/hab.	1,34	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	1,40	1,44	1,55	1,57	1,60	1,62	1,62	1,62	1,64	1,63
Gas natural/hab.	0,04	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	0,16	0,19	0,21	0,28	0,30	0,34	0,38	0,40	0,45	0,50	0,57	0,66
Nuclear/hab.	0,04	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	0,39	0,38	0,40	0,40	0,39	0,38	0,38	0,34
Hidráulica/hab.	0,07	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06	0,06	0,08	0,04	0,06	0,06	0,04	0,05	0,06	0,05	0,09	0,08	0,08	0,06	0,07	0,10	0,07	0,11	0,10	0,08
Saldo internac/hab.	0,00	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	0,00	-0,01	0,00
ENERGÍA PRIMARIA/hab.	1,84	1,79	1,79	1,77	1,82	1,84	1,90	1,97	2,04	2,21	2,26	2,32	2,35	2,32	2,38	2,48	2,47	2,61	2,78	2,88	3,00	3,02	3,08	3,10	3,20	3,22
INDICE (Año 1980=100)	100,00	97,45	97,18	96,13	98,97	99,97	103,57	106,96	110,76	120,00	122,87	126,42	127,79	125,95	129,22	134,88	134,27	141,92	151,04	156,74	163,24	164,49	167,35	168,72	174,20	175,09

Metodología AIE

POBLACION en millones de habitantes

Fuente: SGE.



CUADRO A 8.-Evolución de la producción nacional del carbón. (1.980-2005) (Unidad: Miles de Toneladas).

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Hulla +Antracita	13.293	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	9.386	8.923	8.553
Lignito negro	3.984	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	3.181	3.426	3.214
Lignito pardo	11.410	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	7.981	8.147	7.587
TOTAL	28.687	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	20.548	20.496	19.354

Metodología AIE
Fuente: SGE.

CUADRO A 9.-Evolución de la producción nacional del carbón. (1.980-2005) (Unidad: ktep)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Hulla + Antracita	6.939	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	4.618	4.334	4.179
Lignito negro	1.071	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	964	1.038	1.005
Lignito pardo	2.272	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	1.562	1.550	1.442
TOTAL	10.281	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	7.144	6.922	6.626

Metodología AIE
Fuente: SGE.

GRÁFICO A6
Producción nacional de carbón (Unidad: miles de toneladas)

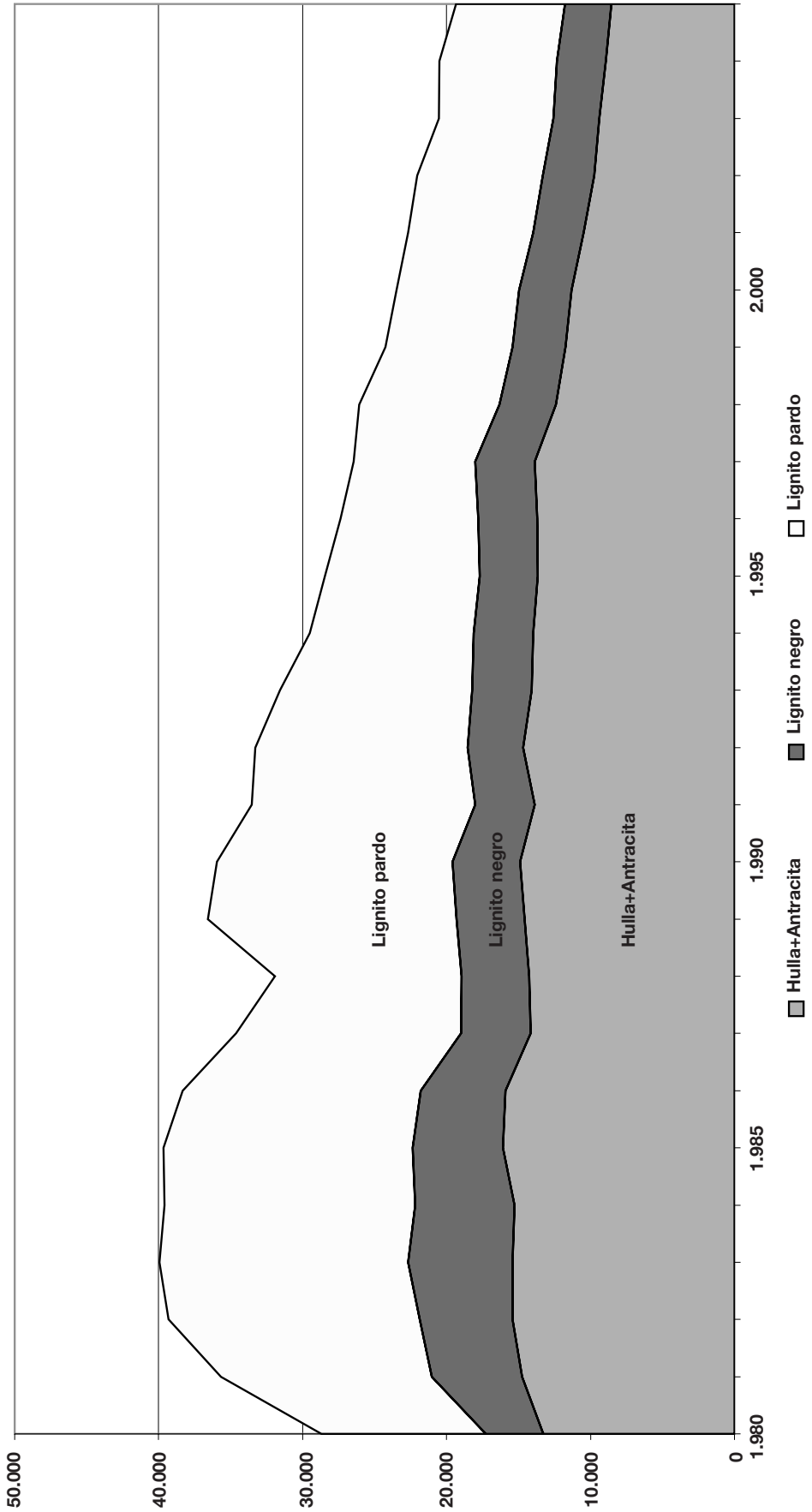
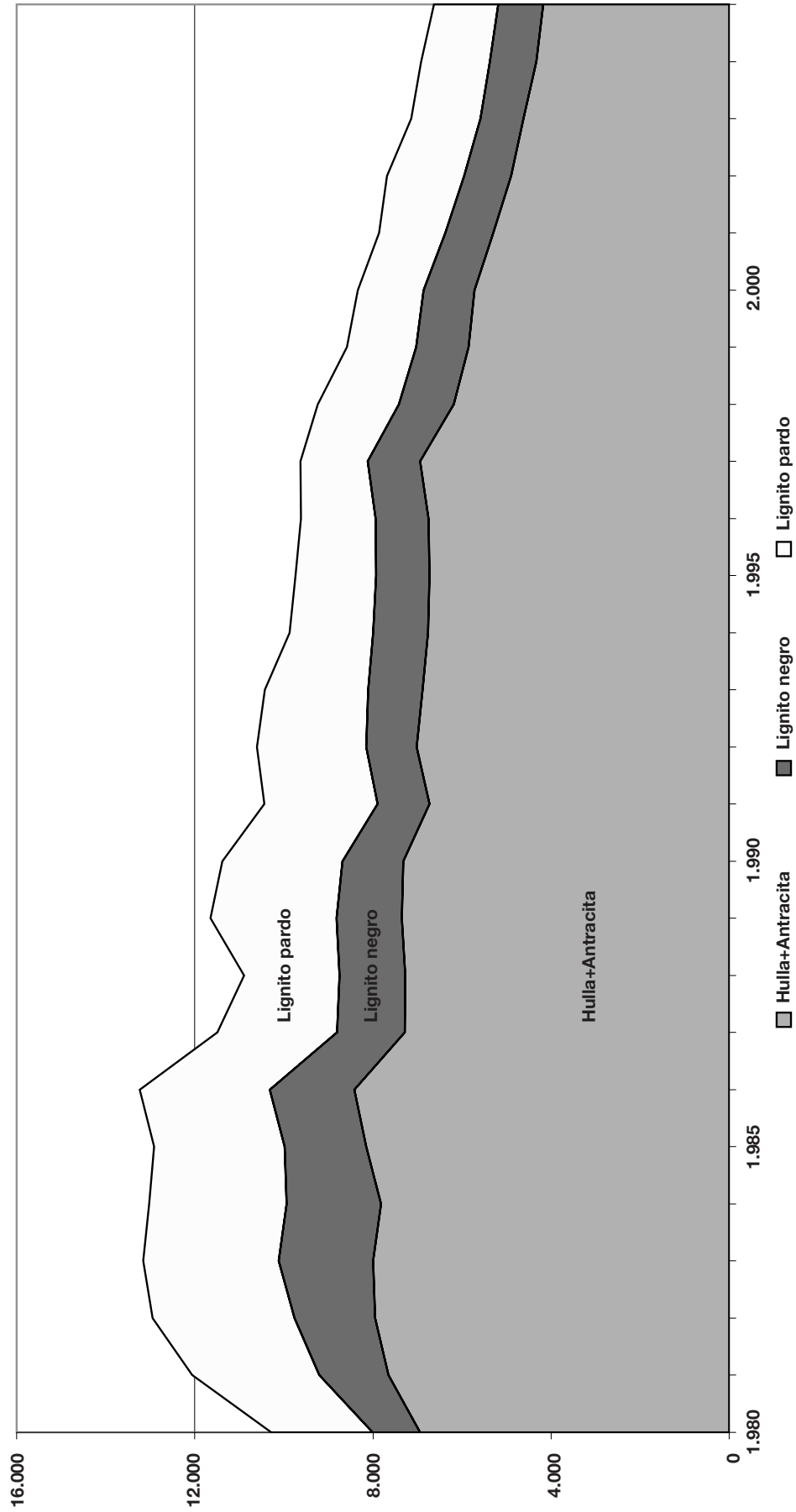


GRÁFICO A7
Producción nacional de carbón (Unidad: ktep)



CUADRO A 10.-Evolución de la producción nacional de energía. (1.980-2005) (Unidad: ktep).

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Carbón	10.281	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	7.144	6.922	6.626
Petróleo	1.593	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	662	519	371	532	300	224	338	316	322	255	166
Gas natural	32	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	197	310	144
Nuclear	1.351	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	16.125	16.576	14.995
Hidráulica	2.544	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	2.821	4.579	4.120	3.495
TOTAL	15.801	17.711	19.074	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	27.710	28.366	28.182	25.425

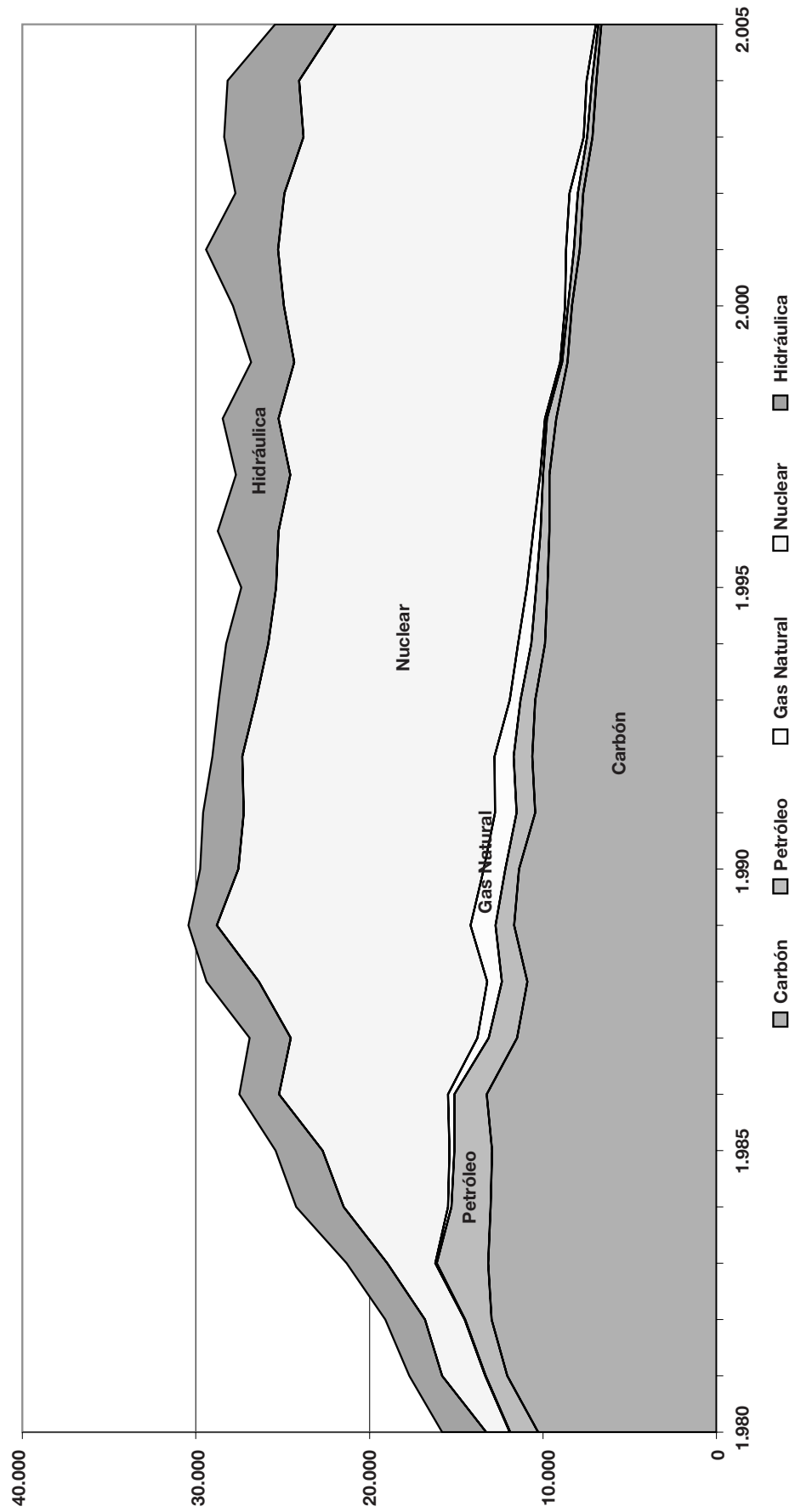
Metodología AIE
Fuente: SGE.

CUADRO A 11.-Evolución del grado de autoabastecimiento. (1.980-2005) (%)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Carbón	77,1	79,4	75,0	74,6	72,1	67,5	70,8	63,8	71,4	60,8	60,0	54,9	55,0	56,6	54,8	52,0	60,8	53,5	50,5	40,9	37,7	38,9	33,9	33,8	31,2	29,2
Petróleo	3,2	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	0,5	0,4	0,2
Gas natural	2,0	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	0,9	1,3	0,5
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	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	100,0	100,0	100,0	100,0
TOTAL	23,0	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	21,4	20,4	17,9

Metodología AIE
Fuente: SGE.

GRÁFICO A8
Producción nacional de energía (Unidad: ktep)



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 107 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 PETROLEO (tep)

Valores estimados	(Tep/Tm)	Coeficientes recomendados por la AIE	Tep/Tm)
CARBON:		PRODUCTOS PETROLIFEROS:	
Generación eléctrica:			
- Hulla + Antracita	0,4970	- Petróleo crudo	1,019
- Lignito negro	0,3188	- Condensados de Gas natural	1,080
- Lignito pardo	0,1762	- Gas de refinería	1,150
- Hulla importada	0,5810	- Fuel de refinería	0,960
Coquerías:		- G.L.P.	1,130
- Hulla	0,6915	- Gasolinas	1,070
Resto usos:		- Keroseno aviación	1,065
- Hulla	0,6095	- Keroseno agrícola y corriente	1,045
- Coque metalúrgico	0,7050	- Gasóleos	1,035
		- 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
		HIDRAULICA (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	2.388×10^{-5}	0.2388	0.2778
Gcal	4.1868×10^{-3}	1	10^{-7}	10^{-3}	1.163×10^{-3}	
Mtermias	4.1868		10^3	10^{-4}	1	1.163
Mtep	4.1868×10^4	107	1	10^4	11630	
GWh	3.6		860	8.6×10^{-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: $\text{bcm} = 10^9 \text{ m}^3$
 1 bcm aprox. equivalente a 10^4 Mtermias

ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

AIE	Agencia Internacional de la Energía.
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.
R.E.E.	Red Eléctrica de España, S.A.
SGE	Secretaría General de Energía.
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.