



LA ENERGÍA EN ESPAÑA 2006

# LA ENERGÍA

---

# EN ESPAÑA

---

## 2006

---



ISBN-13: 978-84-96275-52-2



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](http://www.mityc.es)



MINISTERIO  
DE INDUSTRIA, TURISMO  
Y COMERCIO

SECRETARÍA GENERAL  
DE ENERGÍA







# **LA ENERGÍA**

---

# **EN ESPAÑA**

---

# **2006**

---



**MINISTERIO  
DE INDUSTRIA, TURISMO  
Y COMERCIO**

SECRETARÍA GENERAL  
DE ENERGÍA

Catálogo general de publicaciones oficiales  
<http://www.060.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](http://www.mityc.es)

---

NIPO: 701-07-036-8

I.S.B.N.-13: 978-84-96275-52-2

D.L.: M-33329-2007

Composición y tratamiento de textos: Safekat, S.L.

Impresión: GUEMO, S.L.

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

ECPMITYC: 500/0707

euaevf: 14,00 € + IVA

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	9
ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO EN MATERIA DE ENERGÍA Y MINAS .....	11
<b>1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES .....</b>	<b>13</b>
1.1. POLÍTICA ENERGÉTICA .....	13
1.2. DEMANDA, PRODUCCIÓN Y COMERCIO ENERGÉTICO .....	16
1.3. PRECIOS ENERGÉTICOS .....	22
<b>2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA .....</b>	<b>25</b>
2.1 DEMANDA DE ENERGÍA FINAL .....	25
2.2 DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA .....	26
2.3 PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO ...	27
<b>3. SECTOR ELÉCTRICO .....</b>	<b>35</b>
3.1 DEMANDA ELÉCTRICA .....	35
3.2 OFERTA ELÉCTRICA .....	36
3.2.1 EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL .....	36
3.2.2 EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA PENINSULAR .....	37
3.2.3 EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA EXTRAPENINSULAR .....	40
3.3 ESTRUCTURA DE TARIFAS .....	44
3.4 REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR .....	55
3.5 EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD .....	56
3.6 EVOLUCIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SECTOR ELÉCTRICO .....	57
<b>4. SECTOR NUCLEAR .....</b>	<b>63</b>
4.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR .....	63
4.2 PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR .....	63
4.3 SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR .....	64
4.4 INDUSTRIA DE FABRICACIÓN DE EQUIPOS .....	64
4.5 EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS .....	64
4.5.1. PARQUE NUCLEAR .....	64

4.5.2. MODIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE EL CABRIL PARA EL ALMACENAMIENTO DE RESIDUOS RADIATIVOS DE MUY BAJA ACTIVIDAD .....	65
4.5.3. DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES .....	65
4.6. NORMATIVA NACIONAL Y DE LA UE APROBADA EN EL AÑO Y EN ELABORACIÓN .....	66
4.7. 6º PLAN GENERAL DE RESIDUOS RADIATIVOS .....	73
4.8. «MESA DE DIÁLOGO SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA» ..	74
4.9. ACTIVIDAD DE ORGANISMOS INTERNACIONALES .....	76
<b>5. SECTOR CARBÓN .....</b>	<b>81</b>
5.1. SITUACIÓN ACTUAL .....	81
5.1.1. PANORÁMICA GENERAL DEL SECTOR .....	81
5.1.2. DEMANDA INTERIOR .....	81
5.1.3. CARACTERÍSTICAS DE LA OFERTA Y DEL PROCESO PRODUCTIVO .....	82
5.1.4. COMERCIO EXTERIOR .....	83
5.2. ESTRUCTURA DEL SECTOR .....	84
5.3. LA POLÍTICA CARBONERA EN 2006 .....	84
<b>6. SECTOR GAS .....</b>	<b>87</b>
6.1. DEMANDA .....	87
6.2. OFERTA .....	88
6.3. PRECIOS .....	93
6.4. NORMATIVA .....	106
<b>7. SECTOR PETRÓLEO .....</b>	<b>109</b>
7.1. DEMANDA .....	109
7.2. OFERTA .....	110
7.3. PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS .....	111
7.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR .....	115
<b>8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES .....</b>	<b>119</b>
8.1. EFICIENCIA ENERGÉTICA .....	119
8.2. COGENERACIÓN .....	130
8.3. ENERGÍAS RENOVABLES .....	136
8.4. DESARROLLO NORMATIVO .....	145
<b>9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE .....</b>	<b>155</b>
9.1. ÁMBITO INTERNACIONAL .....	156
9.2. UNIÓN EUROPEA .....	156
9.3. ÁMBITO NACIONAL .....	160
<b>10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO .....</b>	<b>171</b>
10.1. PLAN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, DESARROLLO E INNOVACIÓN TECNOLÓGICA (I+D+i) 2004-2007 .....	171
10.2. RESULTADOS DEL PROGRAMA NACIONAL DE ENERGÍA EN 2006 .....	178
10.3. PROGRAMA CENIT .....	179
10.4. CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT) .....	181

<b>11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA .....</b>	<b>189</b>
11.1. REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2006 .....	189
11.2. REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2006 .....	193
11.3. ALMACENAMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍ- FEROS .....	194
11.4. PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ....	196
<b>ANEXO ESTADÍSTICO .....</b>	<b>203</b>
<b>METODOLOGÍA .....</b>	<b>219</b>
<b>ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS .....</b>	<b>221</b>





# INTRODUCCIÓN

Este informe recoge la evolución del mercado energético en España durante 2006, 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 2006 bajó un 0,7% respecto al del año anterior, descenso debido a temperaturas más suaves; menor demanda de algunos sectores consumidores finales y mayor producción eléctrica con energías renovables, especialmente hidroeléctrica y eólica, y con gas en nuevos ciclos combinados, lo que ha permitido un menor uso de carbón y productos petrolíferos en generación eléctrica, aumentando el rendimiento medio de la transformación.

Esta evolución ha venido acompañada de un aumento de los precios de las energías primarias en los mercados internacionales en el primer semestre del año, seguido por descenso en el segundo semestre, de forma que a final de año, los precios eran similares a los de enero.

La demanda de energía final bajó un 1,2% en 2006, siguiendo la tendencia de moderación de 2005 y tras los fuertes aumentos de los años anteriores. Por sectores consumidores finales, se ha registrado un mayor aumento de la demanda energética del transporte y descensos en el sector industrial y en el doméstico y terciario, potenciado por las condiciones climáticas más suaves que las del año anterior.

Como consecuencia de lo indicado, en 2006 se ha producido una mejora muy significativa de la eficiencia energética, un 5,2% en intensidad final y un 4,6% en intensidad primaria, dado que los descensos de demanda se han acompañado con el fuerte crecimiento económico, rompiendo la tendencia al alza de la intensidad energética en los últimos años. Esta evolución se aproxima a las de los países desarrollados y ha sido derivada de las políticas energé-

ticas de apoyo a la eficiencia energética, a las energías renovables y a la generación con gas en ciclo combinado, de alto rendimiento relativo.

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 en marzo de 2006, según lo previsto, la «Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011», e incluye las infraestructuras del sector del petróleo. 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 junio de 2006 se aprobaron medidas urgentes en el sector energético, que se refieren, entre otras, a la aplicación de la Ley del sector eléctrico y de la Ley de Hidrocarburos. Entre los cambios introducidos se encuentra la supresión de los costes de transición a la competencia (CTCs), al considerarse un mecanismo ineficiente y distorsionador de los precios de mercado. Se mantienen, sin embargo, los regímenes de incentivo al consumo de carbón autóctono y de apoyo a las instalaciones que desarrollen planes específicos de especial relevancia tecnológica, para lo cual se podrán incorporar planes de viabilidad e incentivos específicos.

En materia de eficiencia energética, ha continuado la aplicación del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4), con el objetivo de conseguir ahorros energéti-

cos equivalentes al 8,5% del consumo y al 20% de las importaciones de petróleo actuales. En 2006 se han establecido convenios con las CC.AA. sobre los fondos a aplicar y criterios de reparto, basados en criterios técnicos objetivos aplicables a cada Comunidad y a cada uno de los sectores, tales como el Valor Añadido Bruto industrial, el número de edificios, el de vehículos y la población, según el sector consumidor de que se trate.

Se aprobó en marzo de 2006 el Código Técnico de la Edificación (CTE), que mejora la calidad de la edificación y promueve la innovación y la sostenibilidad. Se establece el marco normativo por el que se regulan las exigencias básicas que deben cumplir los edificios, en particular las referentes a la eficiencia energética. También se aprobó en el año el procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción, que es una de las medidas de desarrollo del Plan de Acción indicado.

El Gobierno aprobó en mayo de 2007, la nueva regulación sobre fomento de la cogeneración, con el objetivo de crear el marco que fomente la cogeneración de alta eficiencia, basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, incrementando la eficiencia energética y mejorando la seguridad del abastecimiento. Este nuevo marco debe lograr que se cumplan los objetivos de alcanzar 9.215 MW de potencia instalada de cogeneración en 2012, marcados en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética E4.

Está también en aplicación el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, que mantiene 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 indicati-

vos, el 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para ese año. En 2006, se ha cubierto el 11% del objetivo de incremento de energía primaria y el 24,1% de los objetivos de incremento de potencia eléctrica establecidos por el Plan para 2010. Destaca el importante progreso registrado en 2006 por el área de biocarburantes, que ha permitido alcanzar un nivel de cumplimiento el 16,2% de los objetivos al año 2010 establecidos por el PER para esta área. Si en 2006 se hubiera alcanzado el año hidráulico medio, el consumo de energías renovables habría alcanzado algo más de la mitad del objetivo planificado por el PER 2005-2010.

El año 2006 ha sido especialmente significativo en los temas relacionados con el cambio climático, con la aplicación de la Directiva del Comercio de Emisiones y dentro de la legislación nacional ha sido aprobada la modificación del Plan Nacional de Asignación de emisiones de CO<sub>2</sub> 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.

La política en materia de gestión de los residuos radiactivos y desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares y radiactivas la establece el Gobierno mediante la aprobación del Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR). El 6º PGRR fue aprobado en junio de 2006, revisa el anterior Plan y se ha tenido en cuenta la propia experiencia española y la evolución y tendencias de las actuaciones de otros países en esta materia.

# **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

Los objetivos básicos seguridad en el abastecimiento energético, contribución de la energía al aumento de la competitividad de la economía y la integración de los objetivos medioambientales siguen orientando las políticas energéticas de los países desarrollados. 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 energías 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.

### ***Una nueva Política Energética para Europa. Energía para un Mundo Cambiante***

La Comisión Europea ha definido en enero de 2007 una nueva revisión de la política energética, en base a la nueva realidad con que se encuentra Europa en cuanto a la energía, en relación particularmente con el cambio climático. Esta estrategia tiende a lograr que la UE se convierta en referente mundial para el desarrollo de una economía de baja intensidad en carbono, promoviendo el uso limpio y eficiente de la energía, reforzando a la vez el mercado interior y apoyando la investigación y desarrollo en este campo. Los principales puntos de la misma son los siguientes:

#### *Necesidad de una nueva política energética*

La energía es una parte vital de la actividad económica y social en Europa y es preciso asegurar su disponibilidad, pero los días de energía segura y barata

han acabado y, además, es necesario afrontar las consecuencias del cambio climático, del aumento de la dependencia de las importaciones y de mayores precios de las energías. Para asegurar un suministro de energía sostenible, seguro y competitivo, es necesaria una nueva Política Energética europea, que debe ser ambiciosa, eficaz, duradera e implicar a todos.

#### *Energía y cambio climático*

Las emisiones derivadas de los usos y transformaciones de la energía son las de mayor incidencia en el cambio climático. En concreto en la UE, alcanzan aproximadamente el 80% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero. Sin embargo, las previsiones actuales indican que con las tendencias actuales, estas emisiones aumentarán alrededor del 5% hacia 2030, por lo que las políticas energéticas y de transportes actuales, no son sostenibles.

#### *Seguridad de suministro*

La Agencia Internacional de la Energía estima que la demanda mundial de petróleo crecerá más de un tercio sobre la actual hacia 2030, lo que probablemente implicará aumento y volatilidad de precios, junto con dificultades de abastecimiento en algunos momentos. Estas previsiones aconsejan reducir la dependencia del petróleo y del gas en el abastecimiento energético de la UE.

Si se mantienen las tendencias actuales de los mercados energéticos, la dependencia de las importaciones en la UE crecerá desde la mitad actual a casi dos tercios en 2030. El 93% del petróleo y el 84% del gas tendrían que importarse, sin que sea seguro que los orígenes de estas importaciones puedan diversificarse, especialmente en el caso del gas.

Incluso si se aumenta la eficiencia energética significativamente, existe también la necesidad de aumentar la capacidad de generación eléctrica y de transporte en la UE, dado que la demanda de electricidad sigue creciendo alrededor del 1,5% anual, y además, una parte significativa de la infraestructura existente y de las plantas de generación alcanzarán el final de su vida útil a medio plazo, por lo que la política energética debe orientar las nuevas inversiones. Se considera que durante los próximos 25 años, será necesario invertir alrededor de 900 mil millones de euros en nuevos grupos generadores de carbón y de gas, así como de renovables como la eólica.

#### *Competitividad de la economía de la Unión Europea*

La dependencia creciente de la Unión Europea de importaciones energéticas amenaza no sólo a su seguridad de suministro sino que también implica

mayores precios. Si, por ejemplo, el precio del petróleo subiera a 100\$/barril en dinero de hoy hacia 2030, el precio que la UE-27 tendría que pagar por importación de energía subiría alrededor del 50% sobre los niveles actuales, lo que tendría una incidencia muy desfavorable sobre la competitividad y el empleo. Sin embargo, aumentando la inversión en eficiencia energética, en energías renovables y en nuevas tecnologías, se contribuiría a mantener la competitividad y el empleo, a la vez que mejoraría la balanza comercial, crearía nuevos empleos y mejoraría la economía en su conjunto.

Tal inversión también ayudaría a ampliar el conocimiento en este campo vía la investigación y desarrollo en nuevas tecnologías energéticas. La UE es ya el líder global en tecnologías renovables, por ejemplo, tiene el 60 % de la cuota de mercado mundial en la energía eólica. De hecho, estas tecnologías representan un volumen de ventas anual de 20 mil millones de euros y emplean a 300.000 personas en Europa. Ahora la UE tiene el potencial para liderar este mercado de rápido crecimiento, con tecnologías de bajo carbono, combatiendo el calentamiento global e impulsando la investigación internacional.

#### *Nueva política energética con nuevos objetivos*

Para responder a estos desafíos, la Comisión Europea acaba de proponer una política energética común, hacia los objetivos centrales de combatir el cambio climático, limitar la dependencia de la Unión Europea de importaciones, promoción del empleo y del crecimiento en Europa, y proporcionando energía segura y económica a todos los consumidores. Esto supone la transformación de Europa en una economía energéticamente eficiente y de bajas emisiones de CO<sub>2</sub>.

La Unión Europea propone que para prevenir que el cambio climático alcance niveles peligrosos, se firme un nuevo acuerdo global donde, hacia 2020, los países desarrollados incluyendo la UE en conjunto, recorten sus emisiones de gases de efecto invernadero un 30% por debajo de los niveles de 1990.

Como un primer paso concreto hacia esta reducción colectiva y hasta tanto se logre un acuerdo global, la UE ha asumido un compromiso firme de reducir sus propias emisiones en al menos el 20% durante el mismo período. Esto supondrá reforzar la posición de liderazgo de la UE en el mundo en este campo, además de participar activamente en el diseño de otros acuerdos internacionales, por ejemplo sobre la eficiencia energética y promoviendo mercados energéticos internacionales más transparentes.

#### *Liderando una nueva revolución industrial*

Esta nueva Política de la Energía en Europa supone una nueva revolución industrial. La UE puede ser un

líder global en el lanzamiento de este cambio fundamental: acelerar la tendencia hacia un tipo de crecimiento nuevo bajo en carbono y aumentar significativamente la cantidad de energía limpia producida y usada localmente. Al mismo tiempo, la UE debe hacer esto optimizando la relación coste-beneficio, para desarrollar todo su potencial competitivo. De hecho, la promoción de fuentes de energía alternativas y autóctonas, no sólo permite alcanzar los objetivos de emisiones, sino que también supone mejora de competitividad.

La Comisión Europea ha preparado un Plan de Acción para alcanzar objetivos energéticos claramente definidos que, juntos, cambiarán la Política Energética Común hacia una economía más sostenible y competitiva.

#### *Haciendo mejor uso del nuevo mercado interior de la energía*

El proceso que se viene desarrollando en la UE hacia mercados eléctricos y gasistas competitivos y abiertos, logrará precios energéticos justos y apoyará la eficiencia energética. Esto también generará más inversión en tecnologías energéticas limpias, sostenibles y de energías renovables.

Estas ventajas deben estar disponibles para todos los ciudadanos de la UE, por lo que en todos los países miembro debe existir el marco político y legal adecuado al mercado interior energético, como el derecho de los consumidores de escoger a su proveedor de electricidad y de gas.

#### *Mejorando la eficiencia energética*

Se estima que más del 20% del consumo energético actual podría ahorrarse. Deben tomarse nuevas medidas como son las exigencias de eficiencia mínima de los equipos de uso final de la energía, en particular en los edificios, transporte y transformación de energía.

#### *Aumento del uso de energías renovables*

Se puede hacer mucho más para promover fuentes de energía renovables, eólica, solar, fotovoltaica, biomasa y biocarburantes, geotérmica, etc., que aún tienen un desarrollo bajo en algunos países miembro de la UE.

La UE debería tender a triplicar la participación de las energías renovables en el consumo de energía primaria, desde el 7% actual al 20% en 2020. Este objetivo se facilitará si se mejora la intensidad energética y si las energías renovables están disponibles para el consumidor tanto en edificios como en transporte. Otro objetivo es aumentar la participación de biocarburantes en el consumo de transporte hasta, al menos, el 10% hacia 2020.

#### *Desarrollo tecnológico*

Se debe generalizar el empleo de tecnologías eficientes que ya existen como bombillas de bajo consumo, paneles solares para el agua caliente, coches híbridos y aislamiento en edificios. Pero es también necesario desarrollar las nuevas tecnologías que ayudarán a sustituir el petróleo y el gas cuando éstos se hagan demasiado escasos o demasiado caros.

Mientras tanto, incluso si la UE logra cambios significativos en su demanda y su estructura de abastecimiento energético, todavía será sumamente dependiente del petróleo, el gas y el carbón para el futuro previsible. Esto quiere decir también son necesarias las tecnologías de bajo carbono para combustibles fósiles: la captura y el almacenaje de CO<sub>2</sub> es una tecnología prometedora que merece ser probada en plantas de demostración hasta lograr su escala comercial.

#### *Promoviendo la solidaridad energética de la UE*

Deben desarrollarse mecanismos de colaboración entre los Estados miembro, en caso de crisis energética. Esto podría incluir la ayuda entre ellos a diversificarse cuando alguno sea sumamente dependiente de un único proveedor, o la mejora del sistema comunitario de gestión de las reservas de emergencia.

La decisión sobre usar o no la energía nuclear es de cada Estado miembro, pero la UE debe garantizar que, donde se emplee, las centrales nucleares respetan las normas más exigentes de seguridad y no proliferación. La Unión Europea seguirá asegurando que tales normas son respetadas internacionalmente.

#### *Objetivos propuestos de Política de Energía de Unión Europea:*

Como resumen de la nueva Estrategia, se proponen los siguientes objetivos cuantitativos:

- Reducción del 30 % de emisiones de gases de efecto invernadero en los países desarrollados hacia 2020. La UE asume el compromiso de recorte de sus propias emisiones en al menos el 20 % y aumentaría esta reducción bajo un acuerdo global satisfactorio.
- Mejora del 20 % de la eficiencia energética hacia 2020.
- Aumento de la participación de las energías renovables al 20% hacia 2020.
- Aumento de la participación de los biocarburantes en el consumo de combustibles del transporte al 10% hacia 2020.



## 1.2. DEMANDA, PRODUCCIÓN Y COMERCIO ENERGÉTICO

### Mundo

La demanda energética creció un 2,4% en 2005, último año del que se dispone de datos en el momento de elaboración de este Informe, y un 4,3% en 2004, 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 económica global y destaca de forma significativa la continuidad del aumento del consumo en China, un 9,2% en 2005, tras el 13,8% en 2003 y el 15,1% en 2004, alcanzando ya en 2005 cerca del 15% del consumo energético total mundial.

Por regiones, en 2005 y en línea con el crecimiento económico, la demanda creció el 5,5% en la zona de Asia-Pacífico, el 4,2% en Centro-Sur de América y el 3,7% en Oriente Medio, mientras bajó ligeramente en Europa y se mantuvo prácticamente estabilizada en Norteamérica.

Estructuralmente, sigue aumentando el peso de Asia en el consumo mundial, que ha alcanzado el 32,5% en 2005, desde el 15,8% en 1980. La OCDE sigue bajando su participación, con el 52,6%, así como Norteamérica con el 26,6% y la UE-25 el 16,3%. 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 4,7% en 2005, tras el 6,3% en 2004 y 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 de la demanda en economías emergentes, como China, con aumento del 10,6% en 2005, el 14,6% en 2004 y 15,2% en 2003. El consumo de gas natural creció un 2% en 2005, el 3,3% en 2004 y 2% en 2003, debido al crecimiento en países no-OCDE. La energía nuclear creció un ligero 0,3% en 2005 tras el 4,4% en 2004, siendo en los últimos años la energía de mayor crecimiento en el área de OCDE junto con el gas natural. La generación hidroeléctrica aumentó un 4% en 2005 y un 5% en 2004, también debido al aumento en economías emergentes (gráfico 1.1)

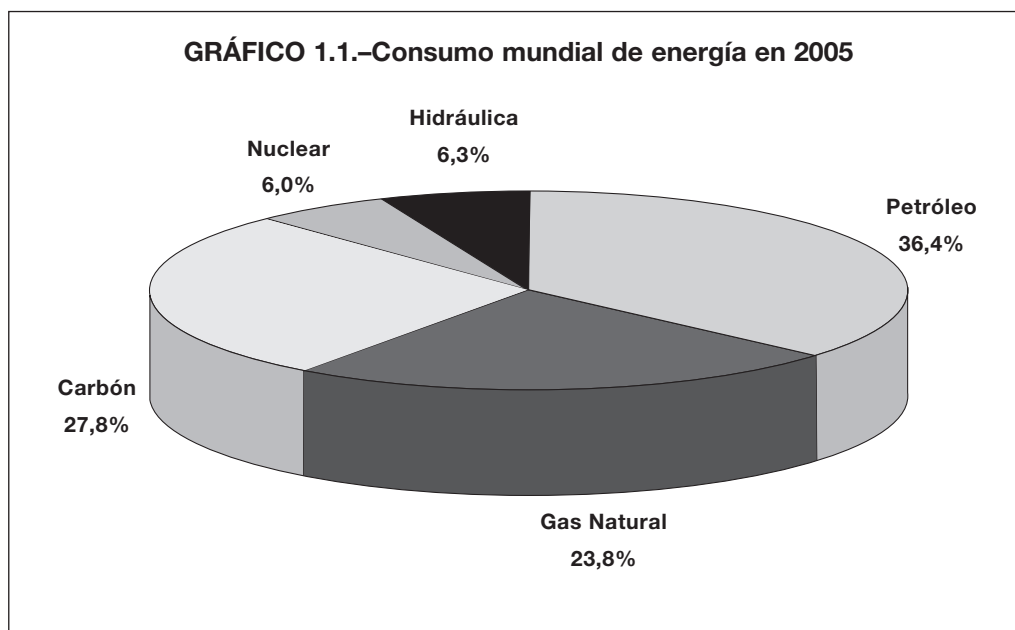
El consumo de petróleo creció un 1% en 2005, moderando los aumentos del 3,4% en 2004 y 2,1% en 2003, que se registraron tras haberse mantenido estable el consumo en los tres años anteriores. En la OCDE el consumo se mantuvo prácticamente estable en 2005 tras el aumento del 1,3% en el año anterior, sin embargo, en economías emergentes sigue creciendo de forma significativa, destacando China, donde el consumo creció un 2,6% en 2005, tras los fuertes aumentos de años anteriores, como el 15,8% en 2004.

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.

**CUADRO 1.1**  
**CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2005, POR FUENTES**  
(Unidad : Mtep: Millones de toneladas equivalentes de petróleo)

AREAS ECONOMICAS	Gas		Carbón	Energía Nuclear	Energía Hidráulica	TOTAL %	estructura %	Variac. 2005/04
	Petróleo	Natural						
Norteamérica	1132,6	697,1	613,9	209,2	148,6	2801,4	26,6	0,1%
Latinoamérica	223,3	111,7	21,1	3,7	141,7	501,5	4,8	4,2%
Unión Europea -25	700,4	424,1	299,0	220,9	70,8	1715,2	16,3	-0,2%
Oriente Medio	271,3	225,9	9,0	-	3,9	510,1	4,8	3,7%
Países de antigua URSS	186,3	536,3	178,2	56,9	56,5	1014,2	9,6	1,5%
Africa	129,3	64,1	100,3	2,9	19,9	316,5	3,0	1,5%
Asia y Australia	1116,9	366,2	1648,1	125,0	167,4	3423,6	32,5	5,5%
Otros	76,7	49,3	60,2	8,6	59,9	254,7	2,4	5,3%
<b>TOTAL MUNDIAL</b>	<b>3836,8</b>	<b>2474,7</b>	<b>2929,8</b>	<b>627,2</b>	<b>668,7</b>	<b>10537,2</b>	<b>100,0</b>	<b>2,4%</b>
Del cual, OCDE	2270,7	1275,1	1168,5	531,3	296,8	5542,4	52,6	0,3%
Variac.% 2005/04	1,0%	2,0%	4,7%	0,3%	4,0%	2,4%		

Fuente: BP Stat. Review.



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.

La intensidad energética, medida por el ratio del consumo energético primario dividido por el PIB mejoró en el mundo de forma continua entre 1990 y 2001, con un descenso de intensidad total del 13,7% en el período, aunque en esta mejora tuvieron influencia algunos períodos de crisis económica en algunas zonas y las favorables condiciones climáticas. Sin embargo el ratio crece ligeramente después, con un aumento de intensidad del 1,6% entre 2001 y 2004. En la OCDE la eficiencia ha mejorado de forma continua cerca del 1% anual desde 1990, mientras que en países no-OCDE se está registrando una evolución hacia peor eficien-

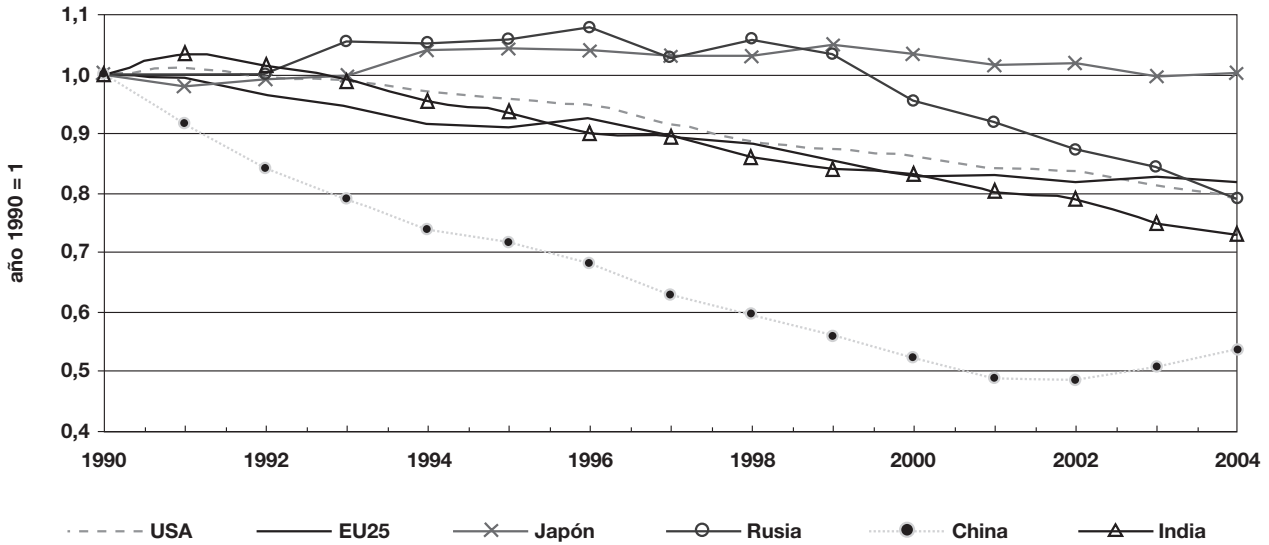
cia en los últimos años, de forma particularmente significativa en Asia. La evolución de este indicador en los principales países consumidores se indica en el gráfico 1.2.

En el gráfico 1.3 se indica la evolución de la intensidad en carbono del consumo energético, donde se observa que en áreas desarrolladas, la tendencia es de descenso o de relativa estabilización, mientras en los países en desarrollo de Asia tiende a crecer, fundamentalmente derivado del crecimiento del consumo de carbón en generación eléctrica.

Como consecuencia de lo anterior, las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes del consumo de energía en el mundo fueron en 2004 un 28% 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 los países desarrollados se registran sólo ligeros aumentos o estabilización desde 1990, mientras que en Asia se registra un crecimiento significativo, especialmente en China e India, como se indica en el gráfico 1.4. En Europa occidental se registró una práctica estabilización entre esos años, debido al menor uso del carbón en generación eléctrica y usos finales. Por países, en 2004 el principal emisor fue Estados Unidos, seguido de China, aunque este último país probablemente hoy será el mayor emisor dada la evolución indicada.

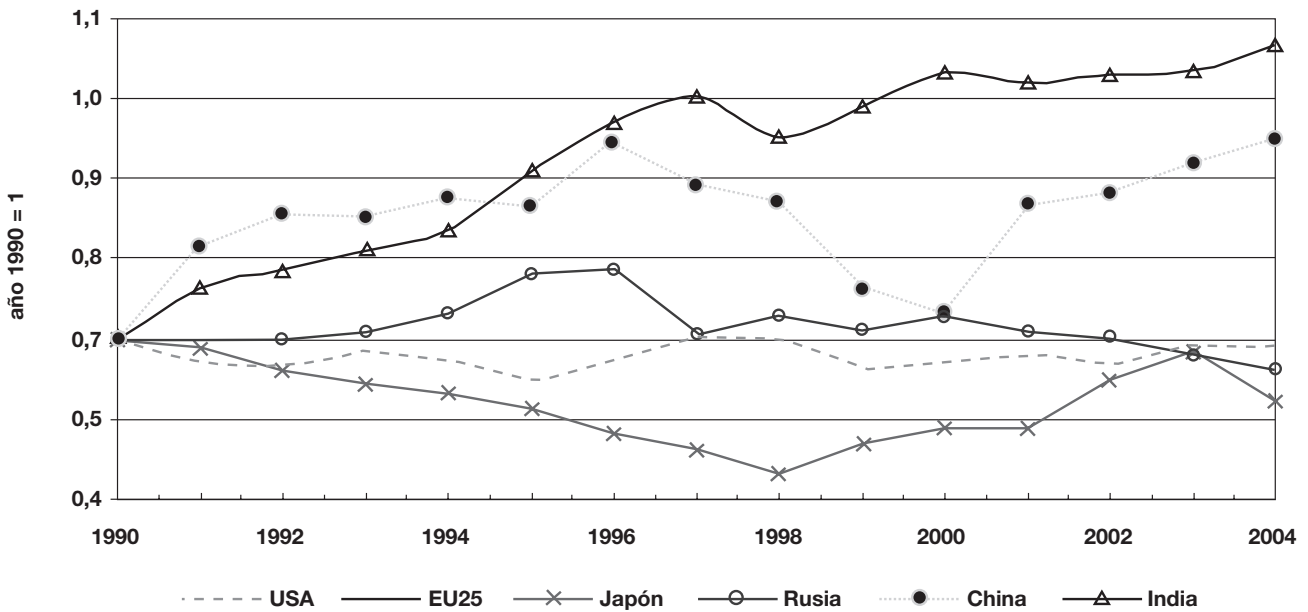
El principal sector emisor es el de generación eléctrica, con un 35% del total, mientras en 1980 era el 28%. En cambio, en la industria suponen un 17% frente al 26% en 1980.

**GRÁFICO 1.2.-Evolución de la intensidad energética  
Consumo energía primaria/PIB (tep/Millón euro 2000)**



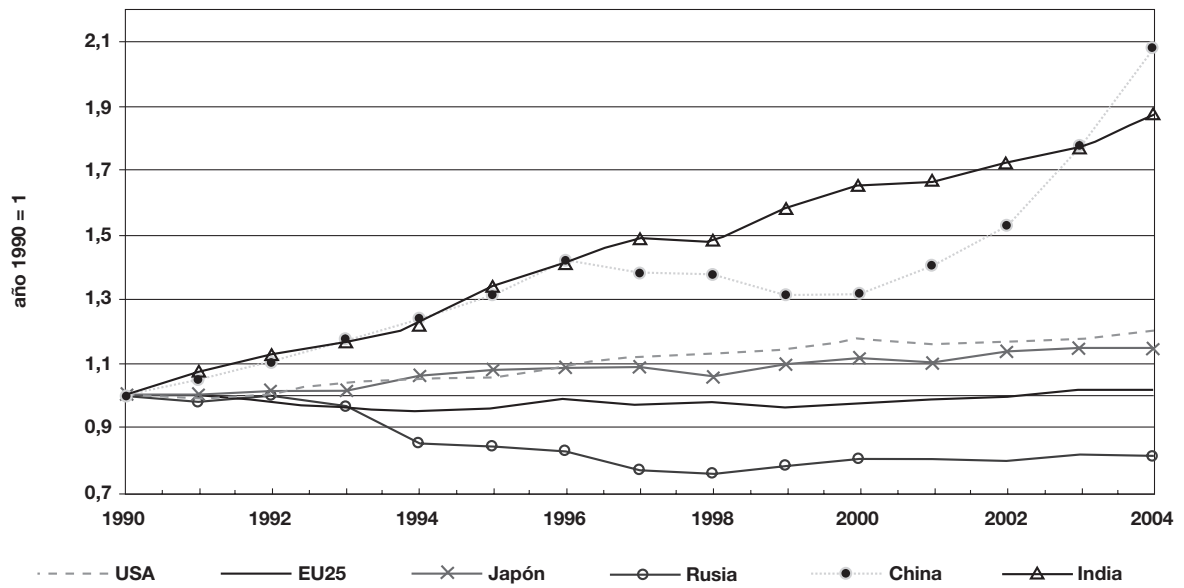
Fuente: Comisión Europea y OCDE.

**GRÁFICO 1.3.-Evolución de la intensidad en carbono del consumo energético o  
Emisiones de CO<sub>2</sub>/consumo de energía primaria**



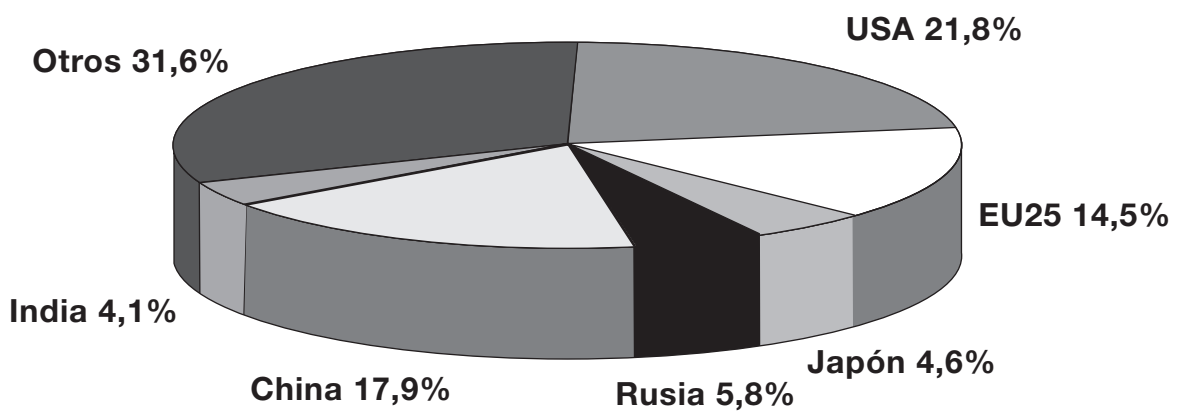
Fuente: Comisión Europea y OCDE.

**GRÁFICO 1.4.-Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes del consumo de energía**



Fuente: Comisión Europea y OCDE.

**GRÁFICO 1.5.-Estructura de las emisiones de CO<sub>2</sub> procedente de la energía en 2004**



Fuente: Comisión Europea y OCDE.

## Área de la OCDE

En el conjunto de los países de la OCDE, el consumo de energía final (excluyendo el de los sectores transformadores), crece a una media cercana al 1,5% anual desde 2000, aunque presenta evoluciones dispares entre sectores. En la *industria* existen significativas ganancias de eficiencia, más del 10% desde 1990, y el consumo crece sólo ligeramente a tasas medias del 0,5% anual. El consumo de este sector en la OCDE es ya menos del 40% del consumo de la industria mundial y la situada en Asia, excluyendo Japón, consume más de un tercio del total.

A pesar de la moderación en los últimos años, el consumo energético en el *transporte* en la OCDE sigue creciendo regularmente a tasas cercanas al 2% anual desde 2000 y supone el 65% del consumo mundial en transporte, aunque esta participación decrece también a favor de las nuevas economías emergentes, especialmente las de Asia.

Finalmente, en los sectores *doméstico y terciario*, aún con las oscilaciones debidas a las condiciones climáticas, se ha registrado un aumento superior al 2% anual desde 2000 en la OCDE, que consume el 40% del total mundial de este sector.

Por energías finales, el mix de combustibles en la OCDE desde 2000 está cambiando hacia un mayor peso del gas y de las energías renovables finales, aunque éstas últimas apenas superan el 3% de la demanda final. El petróleo sigue siendo la fuente predominante, superando el 50% de la demanda final total. La demanda eléctrica continúa creciendo de forma estable a tasas similares al conjunto de la energía final y su consumo por unidad de PIB ha bajado un 2,6% desde 1990, mientras que el consumo por habitante ha crecido más del 19% desde dicho año.

## Unión Europea-27

En el período 1990-2005, el consumo total de energía aumentó el 0,6% medio anual, por debajo del crecimiento medio del PIB, por lo que se ha producido una mejora de la eficiencia energética, con descenso del 1,4% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.2).

Por energías, en el período citado, el consumo de gas natural ha crecido el 2,7% anual, muy por encima de las demás energías fósiles. 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 2,3% 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 ganan peso en la estructura de forma continua, alcanzando ya el 6,6% del consumo energético primario.

El balance conjunto de energía final de la UE-27 indica el significativo crecimiento de la demanda del transporte, que ha venido creciendo el 1,7% 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 2005, el consumo del transporte aumentó un 29%, lo que supuso el 70% 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 también en EU-15 que en el resto de países, 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, 1,7% 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 en EU-27 aumentó un 0,8% desde 1990, debido especialmente a los combustibles del transporte, especialmente queroseno aviación y gasóleo de automoción, este último debido al fuerte aumento del parque de vehículos diesel. 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, mientras que el apoyo público a la eficiencia y a las energías renovables, está fomentando el crecimiento de la generación con éstas y la

**CUADRO 1.2.  
BALANCE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA - 27 (Mtep)**

	1990	2005	% 05/90anual
<b>PRODUCCIÓN DE ENERGÍA:</b>	<b>931,6</b>	<b>891,7</b>	<b>-0,3</b>
Carbón	364,8	195,6	-4,1
Petróleo	128,6	124,9	-0,2
Gas natural	162,4	195,1	1,2
Nuclear	202,6	256,9	1,6
Renovables:	73,1	119,2	3,3
- Hidroeléctrica	25,0	26,4	0,4
- Biomasa y residuos	44,7	81,3	4,1
- Eólica	0,1	6,0	35,0
- Solar	0,2	0,9	12,5
- Geotérmica	3,2	4,6	2,4
<b>IMPORTACIONES-EXPORTACIONES:</b>	<b>749,2</b>	<b>959,4</b>	<b>1,7</b>
Carbón	79,5	119,1	2,7
Petróleo	531,2	593,7	0,7
- Crudo y materias primas	503,6	581,6	1,0
- Productos petrolíferos	27,6	12,2	-5,3
Gas natural	135,1	245,6	4,1
Electricidad	3,3	1,0	-7,9
Renovables	0,1	0,0	
<b>CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA</b>	<b>1648,9</b>	<b>1805,4</b>	<b>0,6</b>
Carbón	449,0	314,7	-2,3
Petróleo	625,5	672,9	0,5
Gas natural	294,9	440,8	2,7
Nuclear	202,6	256,9	1,6
Renovables	73,5	119,2	3,3
Saldo comercio ext. eléctrico	3,3	1,0	-7,9
<b>ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA %</b>			
Carbón	27,2	17,4	
Petróleo	37,9	37,3	
Gas natural	17,9	24,4	
Nuclear	12,3	14,2	
Renovables	4,5	6,6	
Consumo En. Primaria/PIB (tep/M€ 95)	203,3	164,9	-1,4
<b>PRODUCCIÓN ELÉCTRICA (TWh)</b>	<b>2561,5</b>	<b>3273,3</b>	<b>1,6</b>
Nuclear	794,7	995,8	1,5
Hidroeléctrica y eólica	291,3	378,8	1,8
Térmica (incl. biomasa)	1475,5	1898,7	1,7
<b>CONSUMO DE ENERGÍA FINAL</b>	<b>1076,0</b>	<b>1191,5</b>	<b>0,7</b>
Carbón	127,8	48,0	-6,3
Prod. Petrolíferos	441,6	497,0	0,8
Gas	222,6	272,2	1,3
Electricidad	183,8	236,9	1,7
Energías Renovables	32,1	50,0	3,0
Calor (de cogeneración y otros)	68,0	87,4	1,7
<b>CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR SECTORES</b>			
Industria	374,7	337,2	-0,7
- Industrias intensivas en consumo energético	239,8	216,1	-0,7
- Otras	137,8	121,2	-0,7
Doméstico	262,9	315,9	1,2
Comercio y servicios	158,4	176,9	0,7
Transporte	280,0	361,5	1,7
Usos finales no energéticos (mat. Primas y otros)	96,3	112,5	1,0
<b>EMISIONES DE CO<sub>2</sub> (Mt. sin bunkers marinos)</b>	<b>4023,2</b>	<b>3902,3</b>	<b>-0,2</b>
Generación eléctrica	1497,4	1396,1	-0,5
Otros sectores energéticos	144,5	181,2	1,5
Industria	799,6	527,0	-2,5
Doméstico	501,8	493,5	-0,1
Comercio y servicios	301,3	254,5	-1,1
Transporte	811,6	1050,0	1,7
Emisiones CO <sub>2</sub> /cápita (t. CO <sub>2</sub> /habitante)	8,6	8,0	-0,5

Fuente: Comisión Europea.

cogeneración, frente a un menor crecimiento de la generación nuclear.

Desde 1990, las emisiones de CO<sub>2</sub> han tenido un descenso 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), bajan ligeramente en el sector doméstico-terciario y bajan en el industrial. En términos relativos descienden la intensidad de carbono, las emisiones per cápita y por unidad de PIB.

El grado de autoabastecimiento energético baja desde el 56% en 1990 hasta 49% en 2005, debido a la creciente importación de todas las fuentes energéticas primarias, especialmente gas y el carbón, así como más del 80% del petróleo. En el período 1990-2005 aumentó significativamente la producción de todas las energías excepto de carbón y petróleo.

### 1.3. PRECIOS ENERGÉTICOS

Durante 2006 el crudo tipo Brent Dated, utilizado como «marcador», continuó en 2006 la tendencia creciente iniciada en abril de 2003 y alcanzó un nuevo máximo histórico de 78,69 \$/barril el 8 de agosto de 2006, por la ruptura de un importante oleoducto en Alaska. A partir de ese momento descendió hasta un mínimo de 56,39 dólares el 3 de octubre. Volvió a ascender nuevo y cayó otra vez hasta un mínimo de 50,8 dólares el 12 de enero de 2007. Desde ese momento subió por la tensión con Irán y las preocupaciones por las reservas estadounidenses de gasolina.

**CUADRO 1.3**

Cotización del crudo tipo Brent Dated				
Dólares por barril				
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. Día cotización	Media anual €/Bbl
2006	65,14	62,32	58,93 (29/12/06)	51,89
2005	54,52	56,91	58,21 (30/12/05)	44,01
Dif. Absoluta	10,62	5,42	0,72	7,88
Dif. %	19,48%	9,52%	1,24%	17,91%

Fuente: SGE.

La evolución de las cotizaciones internacionales de las gasolinas y el gasóleo de automoción en 2006 fue similar a la del crudo: ascenso de enero a agos-

to, fuerte descenso de agosto a octubre, cierta recuperación hasta diciembre, caída a sus niveles más bajos en enero, y a partir de ahí, nueva subida. Pero las gasolinas han mostrado una volatilidad mucho mayor, por el continuado descenso de las reservas, problemas en las refinerías e inestabilidad en Nigeria, que es el país que suministra el crudo preferido por los productores norteamericanos de gasolina.

El euro se apreció ligeramente en 2006 con respecto al dólar en 2005, pero menos de un céntimo de euro, por lo que no influyó mucho en las cotizaciones.

**CUADRO 1.3**

Cotización del crudo tipo Brent Dated				
Dólares por barril				
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. Día cotización	Media anual €/Bbl
2006	65,14	62,32	58,93 (29/12/06)	51,89
2005	54,52	56,91	58,21 (30/12/05)	44,01
Dif. Absoluta	10,62	5,42	0,72	7,88
Dif. %	19,48%	9,52%	1,24%	17,91%

Fuente: SGE.

**CUADRO 1.4**

Cotización de la Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italy			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. Día cotización
2006	608,2	547,2	532,3 (29/12/06)
2005	520,3	508,8	520,9 (30/12/05)
Dif. Absoluta	87,9	38,4	11,4
Dif. %	16,89%	7,54%	2,19%

Cotización del Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italy			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. Día cotización
2006	596,0	559,7	529,4 (29/12/06)
2005	533,5	524,4	518,6 (30/12/05)
Dif. Absoluta	62,5	35,3	10,8
Dif. %	11,71%	6,74%	2,08%

Fuente: SGE.

La evolución de las cotizaciones del crudo y productos petrolíferos en los últimos años se representan en los gráficos 1.6 y 1.7. Los precios del gas importado en Europa se indican en el Gráfico 1.8, observándose una tendencia alcista en los últimos años. Los precios medios del carbón térmico importado en Europa se indican en el gráfico 1.9, registrándose descenso en 2005, después del fuerte aumento de 2004.

GRÁFICO 1.6.-Precio del Petróleo crudo Brent

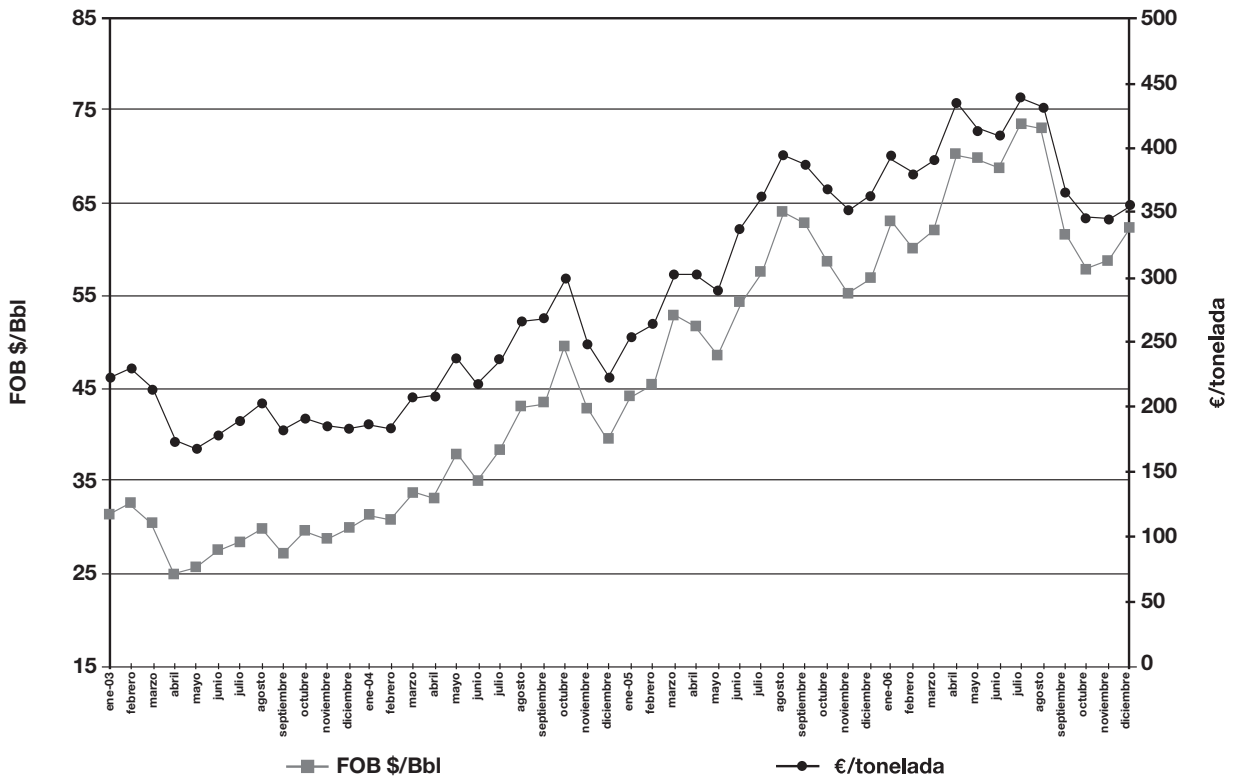


GRÁFICO 1.7.-Precios de productos petrolíferos en Europa

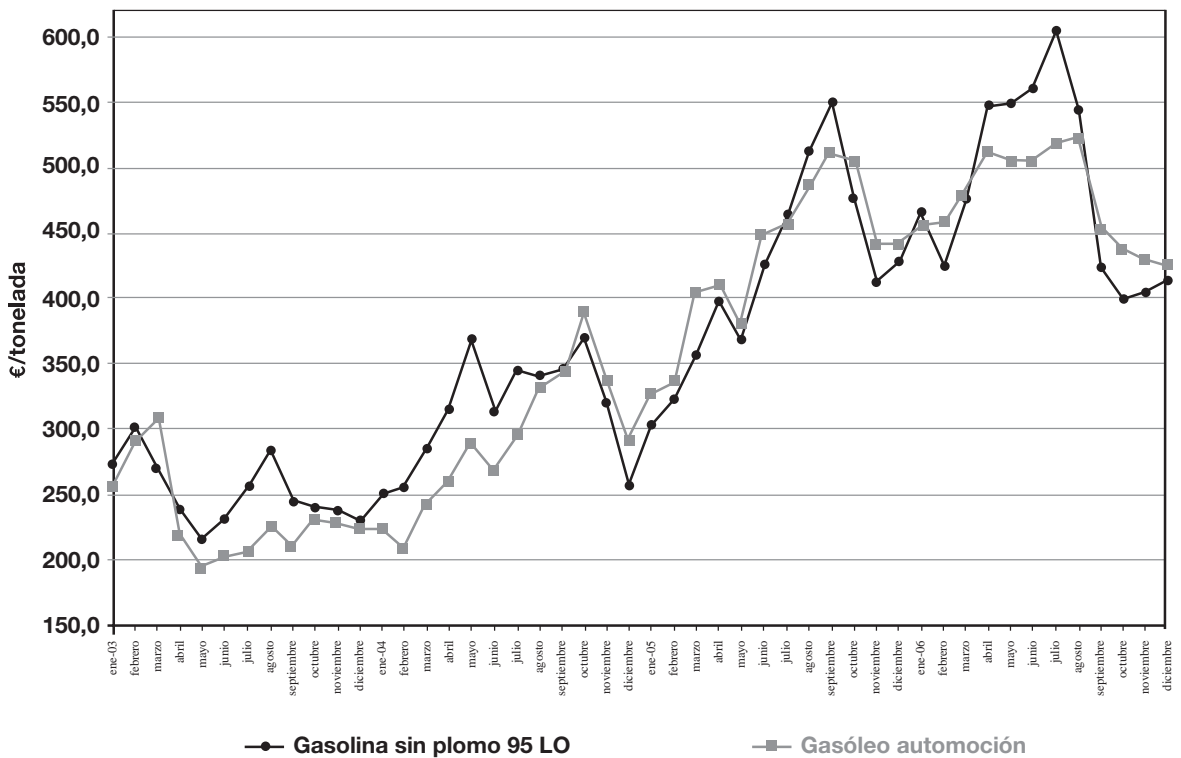




GRÁFICO 1.8.-Precios del gas natural en la UE

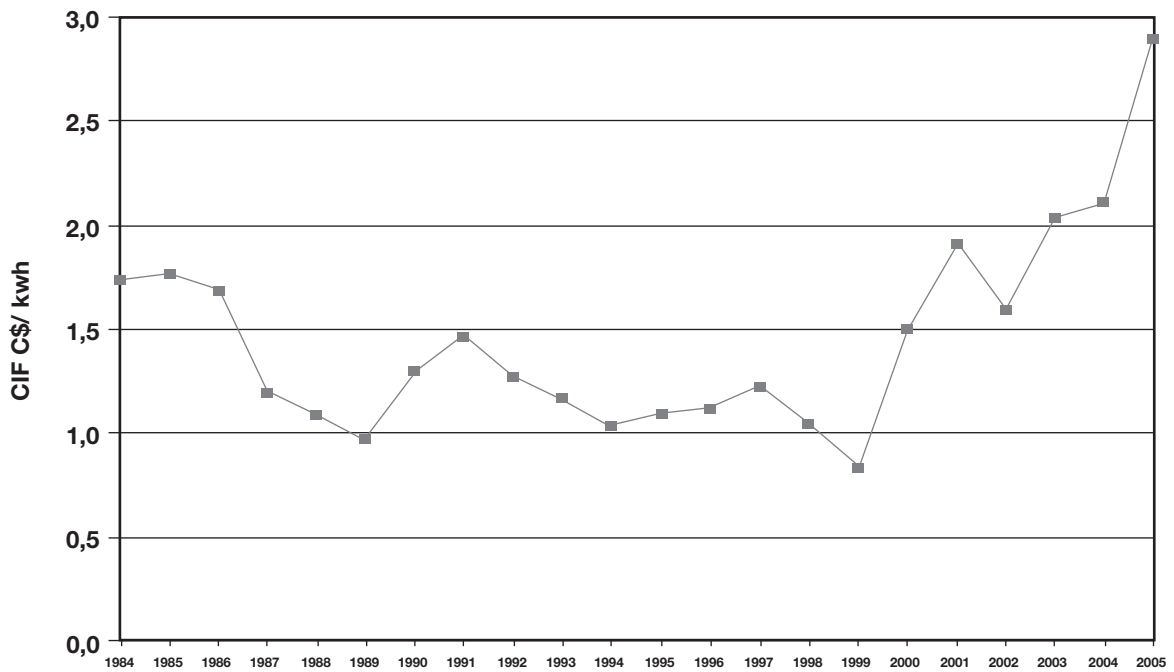
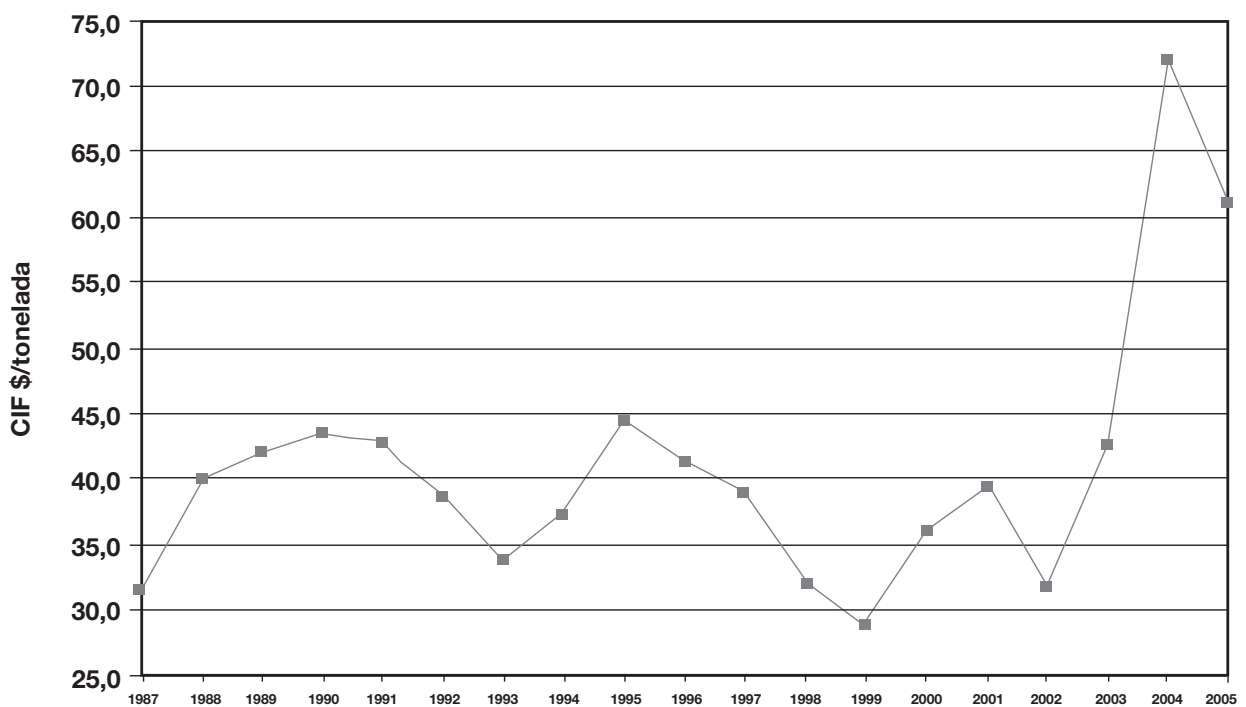


GRÁFICO 1.9.-Precios del carbón térmico en Europa



## 2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA

### 2.1. DEMANDA DE ENERGÍA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2006, incluyendo el consumo final de energías renovables fue de 105753 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 1,2% inferior al del año anterior. Esta tasa, que rompe la tendencia de crecimiento de años anteriores, se ha debido a que las condiciones climáticas medias han sido más suaves que las del año anterior, unido a ganancias de eficiencia global en la industria.

Por sectores, se ha producido un significativo descenso de la demanda energética en la industria, a pesar del aumento del Índice de Producción Industrial, así como en los sectores residencial y terciario, favorecido por el efecto climático citado. La demanda en el transporte ha ralentizado su crecimiento respecto a años anteriores.

La demanda de energía eléctrica ha aumentado un 2,9% en 2006, tasa significativamente inferior a la de años anteriores, aunque superior al crecimiento del conjunto de energías finales, por las causas generales citadas. En relación con los combustibles, hay que destacar los descensos del 6,8% en el consumo final de gas, y del 1,3% en el consumo final de productos petrolíferos, a pesar del crecimiento citado de la demanda del transporte y debido al menor consumo de combustibles y materias primas en la industria.

En el transporte destaca el aumento del 4,4% en el consumo de querosenos de aviación, reflejando un crecimiento continuo del transporte aéreo en los últimos años y destaca también el aumento del 4,1% en gasóleos A y B, tasa similar a la del año anterior pero muy por debajo de las de los años anteriores, mientras la demanda de gasolinas ha bajado un 4,4%.

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 2267 Ktep. (Cuadro 2.1.3), un 6,5% inferior al de 2005, continuando la tendencia decreciente de los últimos años. El consumo final de carbón se concentra fundamentalmente en el sector industrial de siderurgia, que consume cerca del 70% del total, repartiéndose el resto entre otras industrias, en particular la cementera, y el sector residencial, cuyo consumo está a extinguir debido a la sustitución por otros combustibles. En siderurgia la demanda de carbón bajó un 9,4% y en cemento aumentó un 27,2%, bajando la demanda en el resto de sectores.

#### Productos petrolíferos

El consumo final de productos petrolíferos fue 60973 ktep, con un descenso del 1,3% respecto al de 2005, 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 al 2005, 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 4,4% en 2006.

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

## Gas

Durante 2006 el consumo final de gas fue de 16888 ktep (Cuadro 2.1.5), un 6,8% inferior al de 2005, rompiendo la tendencia de fuerte crecimiento de años anteriores y, en el sector residencial y terciario, debido principalmente a las condiciones climáticas. En el sector industrial, también ha bajado la demanda final de gas, excluyendo la generación eléctrica por cogeneración. El gas ha perdido peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 16% en 2006.

## Energía Eléctrica

El consumo de electricidad para usos finales, en 2006 (cuadro 2.1.6), fue equivalente a 21477 Ktep con un incremento del 2,9% respecto al consumo del año anterior. En la Península, el incremento de la demanda fue del 2,9%, mientras que en los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) creció el 3,8%. Estas tasas son significativamente menores que las de años anteriores y son atribuibles a la actividad económica, junto con temperaturas medias más suaves. En 2006 bajó ligeramente la aportación al sistema de los autoprodutores, debido a la menor cogeneración.

## 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 dos últimos años, se observa una tendencia de descenso de este ratio, especialmente en 2006 (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 2006 fue de 144881 Ktep (Cuadro 2.2.1), con descenso del 0,7% sobre el de 2005. 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 descenso registrado en 2006 ha tenido relevancia el aumento de las producciones hidroeléctricas, eólicas y con gas, lo que ha supuesto un

menor recurso a la generación termoeléctrica con carbón y productos petrolíferos. Destaca el aumento de la generación con gas en las nuevas centrales de ciclo combinado, de mayor rendimiento que las clásicas.

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2006:

- El consumo total de carbón fue de 18480 Ktep, con un descenso del 12,8% sobre el de 2005, correspondiendo fundamentalmente al consumo de centrales eléctricas. Este descenso se debe al menor uso en generación, dada la favorable hidraulicidad media del año.
- El consumo total de petróleo fue de 70864 Ktep, un 1,3% inferior al del año anterior, debido al descenso de los consumos finales y al menor consumo en generación eléctrica, aunque su peso en la estructura de generación es poco significativo.
- La demanda total de gas natural fue de 30298 Ktep con un aumento del 4% respecto a 2005, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 20,9%, destacando el incremento de su uso en generación eléctrica en las nuevas centrales de ciclo combinado. Ha bajado el consumo tanto en usos finales como en cogeneración.
- Las energías renovables, sin incluir la hidráulica, contribuyen al balance total con 7654 Ktep, el 5,3% del total y con crecimiento en el año del 6,4%. Este consumo corresponde a usos directos finales, en especial la biomasa, así como al consumo en generación eléctrica a partir de eólica, biomasa, solar, etc.
- La energía hidroeléctrica fue un 30,7% superior a la de 2005, recuperándose hasta cerca de los niveles considerados medios, después del fuerte descenso del año anterior.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear aumentó un 4,5% en 2006, debido a que en el año anterior se realizaron 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 los dos últimos años, rompiendo la tendencia de significativo aumento en los años anteriores y debido tanto a la evolución de las intensidades finales como la mejora de eficiencia de las nuevas tecnologías de generación eléctrica. Este indicador de intensidad energética es menos representativo de la actividad económica y sufre más oscilaciones que el de energía final por unidad de PIB antes citado, al depender, en parte, de la hidraulicidad del año.

## 2.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO

Como se indica en el cuadro 2.3.2 y gráfico 2.5, la producción interior de energía primaria en 2006 fue de 31958 Ktep, un 3,7% superior a la del año anterior, con descensos en todas las fuentes fósiles y aumentos en nuclear y renovables.

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un 5,8%. Expresada en toneladas, bajó la producción tanto en hulla y antracita como en lignito pardo y se mantuvo en lignito negro, alcanzando 18,4 Mt en total (cuadro 2.3.1).

La producción de petróleo y gas, que en conjunto supone el 0,6% de la producción nacional de ener-

gía, ha bajado significativamente, manteniéndose en niveles muy bajos con respecto al consumo.

Como se ha indicado, la producción de energía hidroeléctrica aumentó un 30,7% y también la producción de energía nuclear un 4,5% y la de otras energías renovables creció un 6,4%, fundamentalmente debido a la generación eólica.

El descenso de la demanda y aumento de la producción interior, ha hecho que el grado de autoabastecimiento energético, expresado en Ktep, se sitúe en el 22,1%, como se indica en el cuadro 2.3.3.

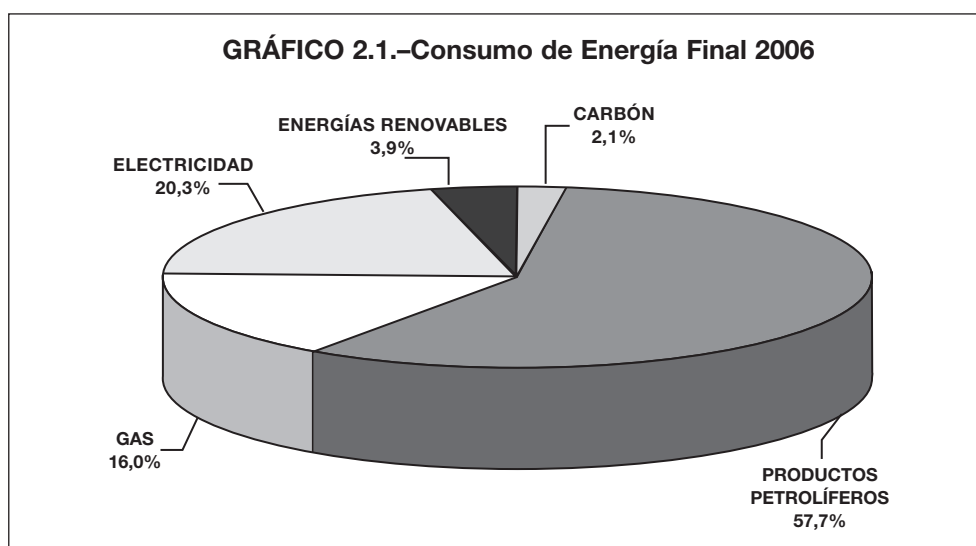
En el gráfico 2.6 se indica un diagrama de Sankey del consumo de energía en España, desde la producción e importación de energías primarias hasta su transformación y consumos finales.

CUADRO 2.1.1.-Consumo de energía final

	2005		2006		2006/05
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBÓN	2.424	2,3	2267	2,1	-6,5
PRODUCTOS PETROLÍFEROS	61.780	57,7	60.973	57,7	-1,3
GAS	18.119	16,9	16.888	16,0	-6,8
ELECTRICIDAD	20.867	19,5	21.477	20,3	2,9
ENERGÍAS RENOVABLES	3.815	3,6	4.148	3,9	8,7
– Biomasa	3.480	3,3	3.519	3,3	1,1
– Biocarburantes	265	0,2	549	0,5	107,2
– Solar térmica	62	0,1	72	0,1	16,9
– Geotérmica	8	0,0	8	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>107.003</b>	<b>100,0</b>	<b>105.753</b>	<b>100,0</b>	<b>-1,2</b>

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE (Secretaría General de Energía).



CUADRO 2.1.2.–Consumo de energía final. Sectorización

	2005		2006		2006/05
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
INDUSTRIA	38.031	35,5	35.908	34,0	-5,6
TRANSPORTE	38.964	36,4	40.361	38,2	3,6
USOS DIVERSOS	30.008	28,0	29.484	27,9	-1,7
<b>TOTAL</b>	<b>107.003</b>	<b>100,0</b>	<b>105.753</b>	<b>100,0</b>	<b>-1,2</b>

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE.

CUADRO 2.1.3.–Consumo final de carbón

	2005	2006	2006/05
	ktep.	ktep.	%
Siderurgia	2.591	1.571	-9,4
Cemento	108	137	27,2
Resto de industria	553	534	-3,3
Usos domésticos	29	25	-14,8
<b>TOTAL</b>	<b>2.424</b>	<b>2.267</b>	<b>-6,5</b>

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE.

CUADRO 2.1.4.–Consumo final de productos petrolíferos

	2005	2006	2006/05
	ktep.	ktep.	%
G.L.P.	2.591	2.346	-9,5
GASOLINAS	7.768	7.426	-4,4
KEROSENO	5.521	5.762	4,4
GAS-OIL	34.476	35.398	2,7
– Gasoleo A+B	30.180	31.526	4,1
– Gasoleo C	4.296	3.972	-7,5
OTROS PRODUCTOS	11.423	10.041	-12,1
<b>TOTAL</b>	<b>61.780</b>	<b>60.973</b>	<b>-1,3</b>

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE.

CUADRO 2.1.5.- Consumo final de gas.

	2005	2006	2006/05
	ktep.	ktep.	
GAS NATURAL	18.075	16.849	-6,8
GAS MANUFACTURADO	44	39	-11,4
<b>TOTAL</b>	<b>18.119</b>	<b>16.888</b>	<b>-6,8</b>

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE

CUADRO 2.1.6.- Consumo final de electricidad.

	2005	2006	2006/05
	ktep.	ktep.	
PENINSULAR	19.739	20.306	2,9
EXTRAPENINSULAR	1.127	1.171	3,8
<b>TOTAL</b>	<b>20.867</b>	<b>21.477</b>	<b>2,9</b>

Metodología: A.I.E.

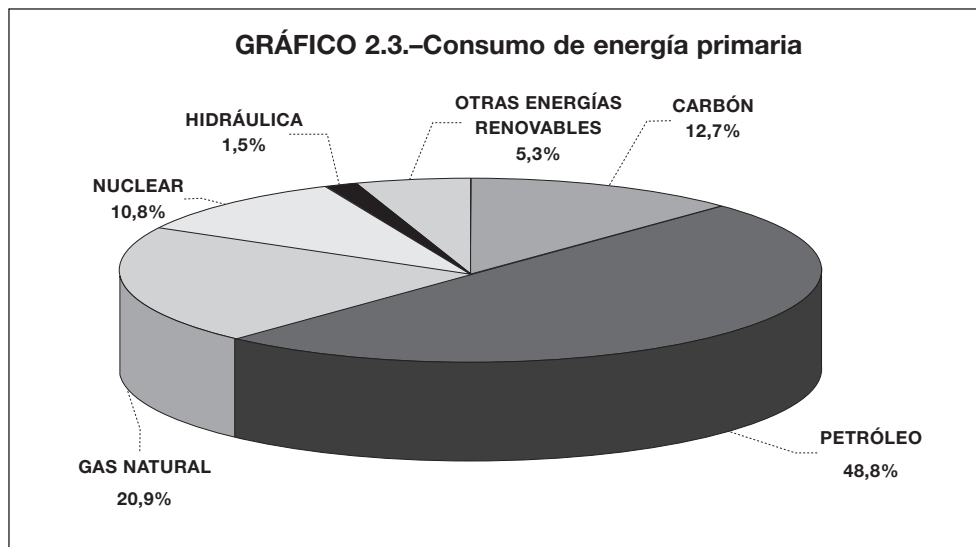
Fuente: SGE

CUADRO 2.2.1.- Consumo de energía primaria.

	2005		2006		2006/05
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBON	21.183	14,5	18.480	12,8	-12,8
PETROLEO	71.786	49,2	70.864	48,9	-1,3
GAS NATURAL	29.120	20,0	30.298	20,9	4,0
NUCLEAR	14.995	10,3	15.669	10,8	4,5
ENERGIAS RENOVABLES	8.876	6,1	9.852	6,8	11,0
-HIDRÁULICA	1.682	1,2	2.198	1,5	30,7
-OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	7.194	4,9	7.654	5,3	6,4
-Eólica	1.829	1,3	1.980	1,4	8,3
-Biomasa y residuos	5.024	3,4	5.031	3,5	0,1
-Biocarburantes	265	0,2	549	0,4	107,2
-Geotérmica	8	0,0	8	0,0	0,0
-Solar	68	0,0	86	0,1	26,6
SALDO ELECTR.(Imp.-Exp.)	-116	-0,1	-282	-0,2	
<b>TOTAL</b>	<b>145.844</b>	<b>100,0</b>	<b>144.881</b>	<b>100,0</b>	<b>-0,7</b>

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE



**CUADRO 2.3.1.–Producción nacional de carbón**

	2005	2006	2006/05	2005	2006	2006/05
	Miles de toneladas		%	Miles de tep.		%
HULLA Y ANTRACITA	8.553	8.354	-2,3	4.179	3.940	-5,7
LIGNITO NEGRO	3.214	3.223	0,3	1.005	1.007	0,2
LIGNITO PARDOS	7.587	6.822	-10,1	1.442	1.296	-10,1
<b>TOTAL</b>	<b>19.354</b>	<b>18.399</b>	<b>-4,9</b>	<b>6.626</b>	<b>6.243</b>	<b>-5,8</b>

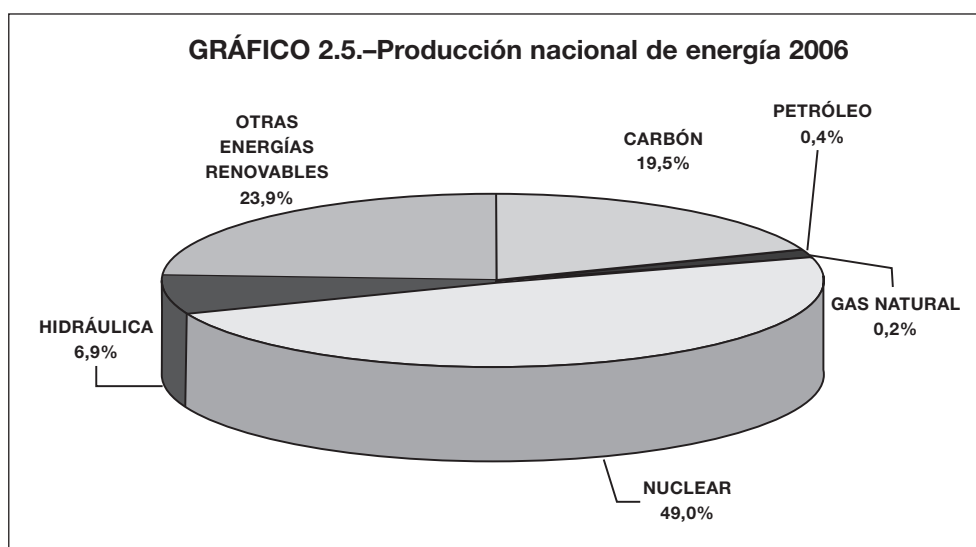
Fuente: SGE.

**CUADRO 2.3.2.–Producción nacional de energía**

	2005		2006		2006/05
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBÓN	6.626	21,5	6.243	19,5	-5,8
PETRÓLEO	166	0,5	140	0,4	-15,7
GAS NATURAL	144	0,5	55	0,2	-62,0
NUCLEAR	14.995	48,7	15.669	49,0	4,5
HIDRÁULICA	1.682	5,5	2.198	6,9	30,7
OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	7.194	23,4	7.654	23,9	6,4
<b>TOTAL</b>	<b>30.806</b>	<b>100,0</b>	<b>31.958</b>	<b>100,0</b>	<b>3,7</b>

Metodología: A.I.E.

Fuente: SGE.



**CUADRO 2.3.3.–Grado de autoabastecimiento (1)**

	2005	2006
CARBON	31,3	33,8
PETROLEO	0,2	0,2
GAS NATURAL	0,5	0,2
NUCLEAR	100,0	100,0
HIDRAULICA	100,0	100,0
ENERGIAS RENOVABLES	100,0	100,0
<b>TOTAL</b>	<b>21,1</b>	<b>22,1</b>

(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 2000)

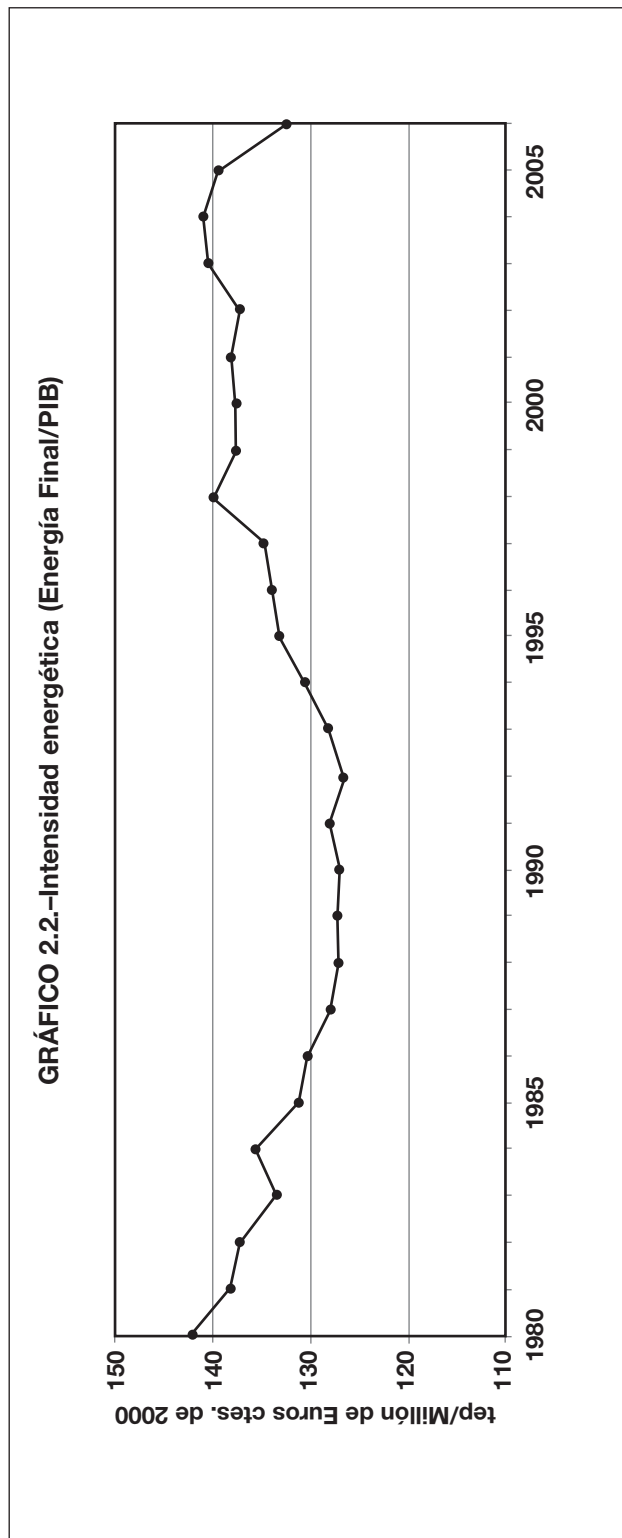
	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2001	2003	2005	2006
<b>PIB</b>	<b>353,20</b>	<b>363,60</b>	<b>391,70</b>	<b>459,20</b>	<b>494,30</b>	<b>515,40</b>	<b>572,80</b>	<b>653,30</b>	<b>691,40</b>	<b>739,00</b>	<b>767,40</b>
Carbón/PIB	9,92	14,62	12,21	9,48	7,10	5,24	4,46	3,89	3,52	3,28	2,95
P. Petrolíferos/PIB	106,84	93,18	89,92	86,21	85,94	91,10	93,72	87,64	86,90	83,60	79,45
Gas/PIB	3,45	3,05	5,12	8,96	10,43	12,71	16,91	20,22	22,56	24,52	22,01
Electricidad/PIB	21,94	22,68	23,09	22,67	23,24	24,18	24,95	26,47	27,54	28,24	27,99
Energía final/PIB	142,15	133,53	130,34	127,32	126,71	133,23	140,04	138,22	140,52	139,63	132,40
Índice. (Año 1980=100)	100,00	93,94	91,69	89,57	89,14	93,72	98,51	97,23	98,85	98,23	93,14

Metodología: A.I.E.

No incluye energías renovables.

PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.

Fuente: SGE.



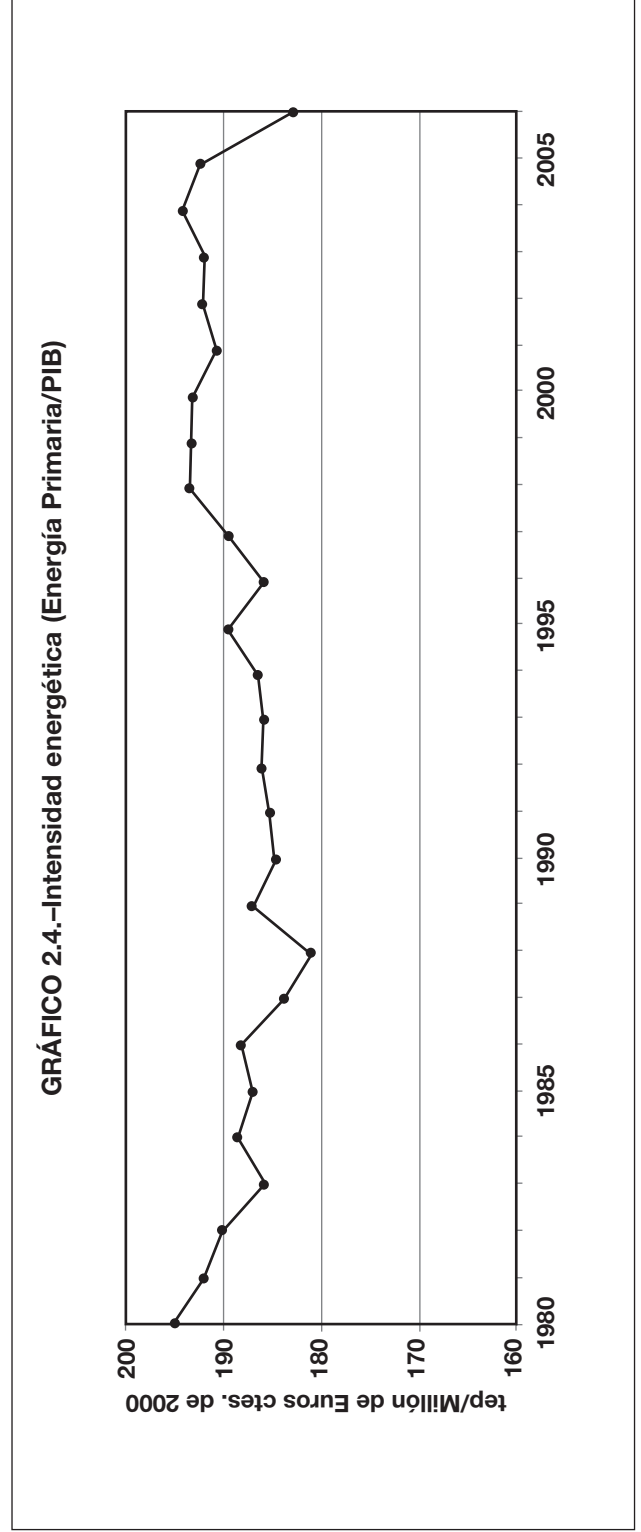
CUADRO 2.2.2.-Consumo de energía primaria por unidad de PIB.(tep./Millón de Euros ctes. de 2000)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2001	2003	2005	2006
<b>PIB</b>	<b>353,20</b>	<b>363,60</b>	<b>391,70</b>	<b>459,20</b>	<b>494,30</b>	<b>515,40</b>	<b>572,80</b>	<b>653,30</b>	<b>691,40</b>	<b>739,00</b>	<b>767,40</b>
Carbón/PIB	37,76	48,50	47,73	41,75	39,00	36,32	31,95	30,93	30,58	30,75	26,05
Petróleo/PIB	141,76	117,01	103,84	100,23	102,09	105,96	107,66	102,13	100,25	97,14	92,34
Gas natural/PIB	4,44	6,06	5,96	9,81	11,84	14,56	20,63	25,11	30,74	39,41	39,48
Nuclear/PIB	3,83	7,64	24,92	31,85	29,41	28,03	26,84	25,41	23,32	20,29	20,42
Hidráulica/PIB	7,20	6,42	5,83	3,57	3,49	3,88	5,62	6,32	6,62	4,76	5,46
Saldo eléctrico/PIB	-0,34	-0,02	-0,28	-0,34	0,11	0,75	0,51	0,46	0,16	-0,16	-0,37
Energía primaria/PIB.	194,65	185,61	188,01	186,87	185,94	189,50	193,22	190,36	191,67	192,19	183,39
Índice. (Año 1980=100)	100,00	95,36	96,59	96,00	95,52	97,36	99,26	97,79	98,47	98,74	94,21

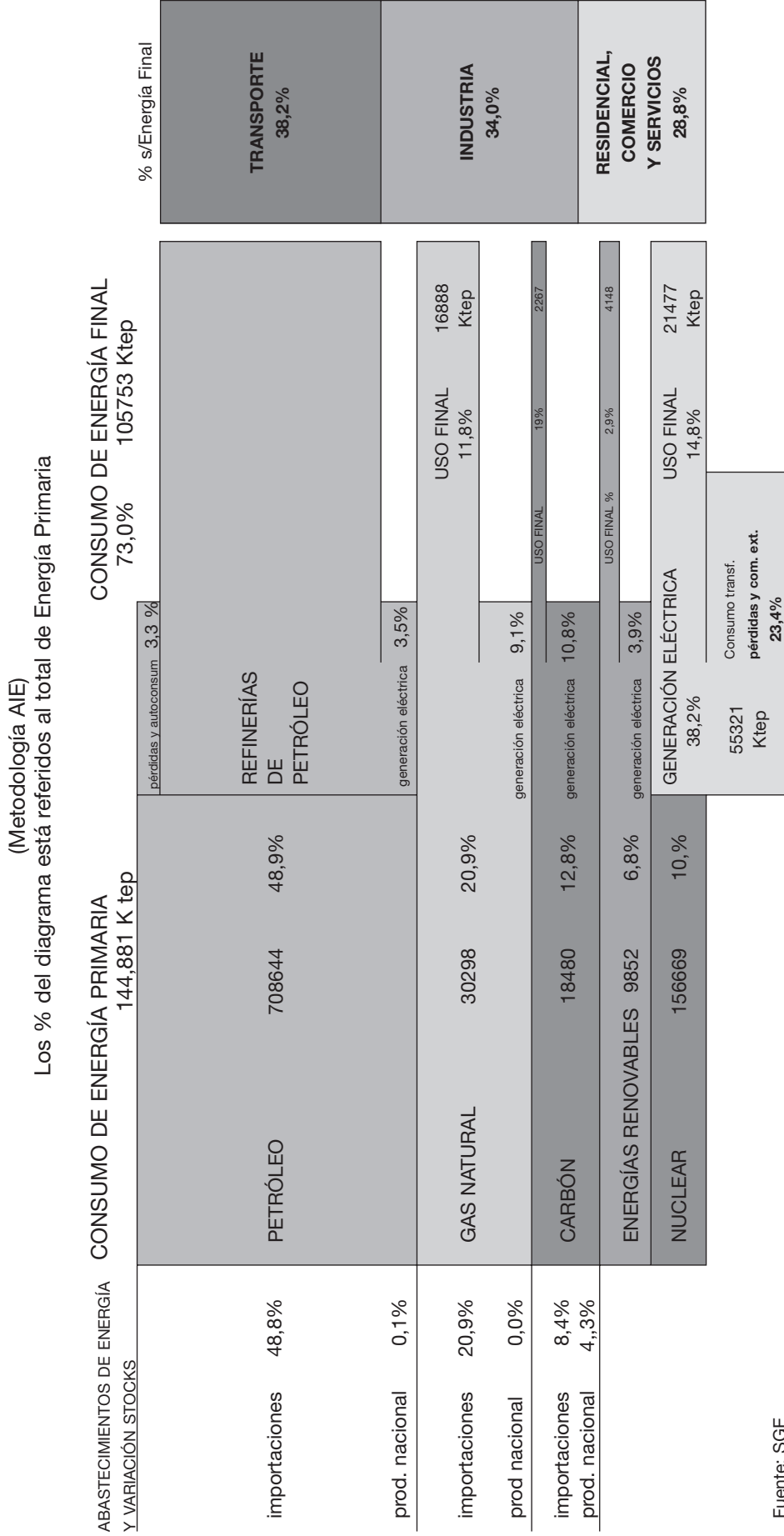
Metodología: A.I.E.

PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.

Fuente: SGE.



**GRÁFICO 2.6.-DIAGRAMA DE SANKEY DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA EN 2006**



Fuente: SGE

## 3. SECTOR ELÉCTRICO

### 3.1. DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda nacional de energía eléctrica en barras de central (demanda b.c.) en 2006 fue de 282642 GWh, que supone un incremento del 3% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1.1).

En el sistema peninsular, la demanda b.c. creció un 2,9% en dicho año, correspondiendo a las centrales del sistema de Red Eléctrica de España (REE) un crecimiento del 2,7%, y al Régimen Especial un 0,5%. Este último dato corresponde a estimaciones basadas en la nueva potencia entrada en servicio y en los datos de energía eléctrica cedida a la red por autoproductores. En los sistemas extrapeninsulares, la demanda b.c. fue un 3,8% superior a la del año anterior.

Estas tasas, inferiores a las de años anteriores, son imputables tanto a la actividad económica como a

que las temperaturas extremas han sido más suaves que las de 2005.

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 1,7%, el del transporte se mantuvo prácticamente estabilizado y el de los sectores doméstico y terciario, creció un 4%, este último incremento ha sido menor que el de años anteriores, debido a las condiciones climáticas citadas, pero superior al de los demás sectores 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	2005 GWh	2006 GWh	2006/05 %
1.-PENINSULAR	259.896	267.471	2,9
1.1-Sistema de R.E.E.	247.119	253.857	2,7
-Centrales propias	197.517	206.702	4,7
-Saldo de I.I. (1)	-1.344	-3.279	
-Adquirida al régimen especial	50.946	50.434	-1,0
1.2-Régimen especial	63.723	64.048	0,5
-Vendida a R.E.E.	50.946	50.434	-1,0
-Disponible para autoconsumo.	12.777	13.614	6,6
2.-EXTRAPENINSULAR	14.609	15.171	3,8
2.1- Canarias:	8.573	8.949	4,4
-UNELCO	7.974	8.398	5,3
-Régimen especial	598	551	-7,9
2.2- Baleares	5.685	5.856	3,0
-GESA	5.544	5.695	2,7
-Régimen especial	141	161	14,0
2.3-Ceuta y Melilla	351	366	4,3
<b>3.-DEMANDA TOTAL NACIONAL (bc) (1+2)</b>	<b>274.504</b>	<b>282.642</b>	<b>3,0</b>

(1) Import. - Export.

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

**CUADRO 3.1.2.–Consumo final de electricidad**

	2005 GWh	2006 GWh	2006/05 %
–TOTAL NACIONAL	242.634	249.731	2,9
–PENINSULAR	229.524	236.117	2,9
–EXTRAPENINSULAR	13.110	13.614	3,8
–INDUSTRIA	105.035	106.828	1,7
–TRANSPORTE	5.362	5.357	–0,1
–RESTO	132.237	137.546	4,0

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 excepto en abril y noviembre, destacando los aumentos en enero, julio y septiembre, relacionados con condiciones climáticas puntuales más severas que las de los mismos meses del año anterior.

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

MES	2005 GWh	2006 GWh	2006/05	
			Mensual	Acumu.
Enero	22.421	23.386	4,3	4,3
Febrero	20.958	21.153	0,9	2,7
Marzo	21.158	21.874	3,4	2,9
Abril	19.076	18.661	–2,2	1,7
Mayo	19.244	20.212	5,0	2,4
Junio	20.592	20.805	1,0	2,1
Julio	21.625	22.988	6,3	2,8
Agosto	19.679	20.571	4,5	3,0
Septiembre	19.595	20.790	6,1	3,3
Octubre	19.358	20.305	4,9	3,5
Noviembre	20.809	20.432	–1,8	3,0
Diciembre	22.648	22.713	0,3	2,7
<b>TOTAL</b>	<b>247.161</b>	<b>253.890</b>		<b>2,7</b>

(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 levante.

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

ZONAS	2005 GWh	2006 GWh	2006/05 %
Catalana	43.729	43.743	0,0
Centro-Levante	63.990	66.235	3,5
Centro-Norte	27.285	27.207	–0,3
Noroeste	23.721	24.458	3,1
Aragonesa	2.832	5.592	97,5
Andaluza	34.659	36.191	4,4
<b>TOTAL</b>	<b>196.216</b>	<b>203.426</b>	<b>3,7</b>

(1) Sin incluir compras al régimen especial.

Fuente: Red Eléctrica de España.

El Cuadro 3.1.5 recoge la evolución del Índice de Producción Industrial (IPI), que aumentó un 3,7% respecto al del año anterior, con evolución irregular en sus componentes, destacando el aumento en industria manufacturera y bienes de equipo. Esta evolución contrasta con el consumo eléctrico del sector industrial, que ha crecido a tasas menores que la producción por lo que la intensidad energética de la industria ha mejorado significativamente.

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

	2005	2006	2006/05
<b>POR RAMAS DE ACTIVIDAD</b>			
Índice general	102,4	106,2	3,7
Industrias extractivas	88,0	90,2	2,5
Industria manufacturera	100,8	104,8	4,0
Producción y distribución de energía eléctrica gas y agua	119,5	120,8	1,1
<b>POR DESTINO ECONÓMICO DE LOS BIENES</b>			
Bienes de consumo	102,2	104,3	2,1
Bienes de equipo	93,8	101,5	8,2
Bienes intermedios	102,6	106,5	3,8
Energía	115,4	116,5	1,0

Fuente: INE.

## 3.2. OFERTA ELÉCTRICA

### 3.2.1. Explotación del sistema eléctrico nacional

En el cuadro 3.2.1.1 se indica la potencia de generación eléctrica total instalada a 31-12-2006, 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 2006 a 303051 GWh, un 3% superior a la del año anterior. La estructura de generación, como puede observarse en el Cuadro 3.2.1.2, muestra un significativo aumento de la producción hidroeléctrica, cercano a los niveles del año hidráulico medio.

La producción en centrales nucleares aumentó un 4,5%, debido a que el año anterior se realizó la parada programada de mantenimiento 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 descenso del 14,3%, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto total nacional alcanzó el 22,9%.

**CUADRO 3.2.1.1.–Potencia instalada a 31-12-2006.Total nacional.**

	Potencia MW	Estructura %	Participación en generación %
<b>Régimen ordinario</b>	<b>61.733</b>	<b>74,5</b>	<b>77,9</b>
Hidráulica	16.658	20,1	8,4
–Convencional y mixta	14.112		
–Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.716	9,3	19,8
Carbón	11.934	14,4	22,9
–Hulla y antracita nacional	5.947		
–Lignito negro	1.502		
–Lignito pardo	2.031		
–Carbón importado	2.454		
Fuel oil-Gas oil	6.827	8,2	4,9
Gas natural	18.598	22,4	22,0
–Ciclo combinado	15.466		
<b>Régimen especial</b>	<b>21.171</b>	<b>25,5</b>	<b>22,1</b>
Hidráulica	1.788	2,2	1,4
Carbón	130	0,2	0,2
Gas natural	4.359	5,3	7,9
Fuel oil-Gas oil	1.494	1,8	2,2
Eólica	11.611	14,0	7,6
R.S.U. y Biomasa	1.670	2,0	2,8
Solar fotovoltaica	119	0,1	0,1
<b>Total nacional</b>	<b>82.904</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Fuente: SGE, Red Eléctrica de España y CNE.

La producción en centrales de fuel-oil en el Régimen Ordinario ha bajado un 9%, y sigue bajando su peso en la estructura de generación. El fuerte aumento en las de gas es debido a la entrada en operación de las nuevas centrales de gas de ciclo combinado y también destaca el crecimiento de autoprodutores, en particular de energía eólica, puesto que el cogeneración se ha registrado un descenso de producción eléctrica.

En el cuadro 3.2.1.3 se muestra el balance eléctrico total nacional por fuentes de energía, apreciándose que sube en hidroeléctrica y renovables, así como en gas y nuclear y baja en el resto de energías fósiles.

En conjunto, las energías renovables han aportado el 20,1% de la generación bruta total, frente al 17,9% del año anterior.

La producción eléctrica neta, en barras de central, total nacional fue, en 2006 de 291399 GWh, con un aumento del 3,2% en relación con dicho valor en 2005. Los consumos en generación han bajado un 2,5% debido a la mayor participación de las centrales hidroeléctricas y eólicas, y finalmente, la energía eléctrica en barras de central, disponible para el mercado nacional aumentó un 3% en relación con la de 2005, debido al menor 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 bajó un 5,8% y el de productos petrolíferos un 6,3%, mientras el de gas en tep aumentó un 22,1%. Debido a esta estructura de generación, con menor recurso a los combustibles fósiles en centrales convencionales, el consumo de combustibles para generación, medido en tep, bajó globalmente un 1,4%.

Para generar la energía eléctrica producida en 2006 ha sido preciso consumir, en los diferentes tipos de instalaciones de generación eléctrica, 55321 Ktep, un 1,5% 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.

Las nuevas líneas de transporte de energía eléctrica y subestaciones que entraron en servicio en 2006 se indican en el Capítulo 11 de este Informe.

### 3.2.2. Explotación del sistema peninsular

En el Cuadro 3.2.2.1 se detalla la potencia instalada a 31 de diciembre de 2006, en el Sistema Eléctrico Peninsular. Este Sistema está constituido por las

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

	2005		2006		2006/05
	GWh	%	GWh	%	%
<b>Régimen ordinario</b>	<b>227.706</b>	<b>77,4</b>	<b>236.200</b>	<b>77,9</b>	<b>3,7</b>
Hidroeléctrica	19.169	6,5	25.329	8,4	32,1
Nuclear	57.539	19,6	60.126	19,8	4,5
Carbón	80.923	27,5	69.343	22,9	-14,3
-Hulla y antracita nacional	40.416	13,7	32.412	10,7	-19,8
-Lignito negro	13.277	4,5	8.641	2,9	-34,9
-Lignito pardo	9.780	3,3	12.826	4,2	31,1
-Carbón importado	17.449	5,9	15.464	5,1	-11,4
Fuel oil-Gas oil	16.243	5,5	14.784	4,9	-9,0
Gas natural	53.831	18,3	66.618	22,0	23,8
-Ciclo combinado	48.840	16,6	63.506	21,0	30,0
<b>Régimen especial</b>	<b>66.538</b>	<b>22,6</b>	<b>66.851</b>	<b>22,1</b>	<b>0,5</b>
Hidráulica	3.856	1,3	4.174	1,4	8,2
Carbón	535	0,2	507	0,2	-5,3
Gas natural	25.449	8,6	24.064	7,9	-5,4
Fuel oil-Gas oil	6.967	2,4	6.561	2,2	-5,8
Eólica	21.269	7,2	23.025	7,6	8,3
R.S.U. y Biomasa	8.384	2,8	8.352	2,8	-0,4
Solar fotovoltaica	78	0,0	169	0,1	116,0
<b>Producción bruta</b>	<b>294.244</b>	<b>100,0</b>	<b>303.051</b>	<b>100,0</b>	<b>3,0</b>
Consumos en generación	11.948		11.652		-2,5
<b>Producción neta</b>	<b>282.296</b>		<b>291.399</b>		<b>3,2</b>
Consumo en bombeo	6.360		5.262		
Saldo de intercambios	-1.344		-3.279		
<b>Demanda (bc)</b>	<b>274.592</b>		<b>282.858</b>		<b>3,0</b>

Fuente: SGE.

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

	2005		2006		2006/05
	GWh	%	GWh	%	%
<b>Régimen ordinario</b>	<b>227.707</b>	<b>77,4</b>	<b>236.200</b>	<b>77,9</b>	<b>3,7</b>
Hidroeléctrica	19.169	6,5	25.329	8,4	32,1
Nuclear	57.539	19,6	60.126	19,8	4,5
Carbón	79.983	27,2	67.256	22,2	-15,9
-Hulla y antracita nacional	22.028	7,5	18.742	6,2	-14,9
-Lignito negro	4.607	1,6	3.995	1,3	-13,3
-Lignito pardo	5.417	1,8	4.499	1,5	-16,9
-Carbón importado	47.931	16,3	40.020	13,2	-16,5
Fuel oil-Gas oil	17.453	5,9	17.268	5,7	-1,1
Gas natural	53.563	18,2	66.221	21,9	23,6
<b>Régimen especial</b>	<b>66.538</b>	<b>22,6</b>	<b>66.851</b>	<b>22,1</b>	<b>0,5</b>
Hidráulica	3.856	1,3	4.174	1,4	8,2
Carbón	535	0,2	507	0,2	-5,3
Gas natural	25.449	8,6	24.064	7,9	-5,4
Fuel oil-Gas oil	6.967	2,4	6.561	2,2	-5,8
Eólica	21.269	7,2	23.025	7,6	8,3
R.S.U. y Biomasa	8.384	2,8	8.352	2,8	-0,4
Solar fotovoltaica	78	0,0	169	0,1	116,0
<b>Producción bruta</b>	<b>294.244</b>	<b>100,0</b>	<b>303.051</b>	<b>100,0</b>	<b>3,0</b>

Fuente: SGE.

**CUADRO 3.2.1.4.–Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total nacional**

	2005	2006	2006/05	2005	2006	2006/05
	Miles de toneladas (1)			Miles de tep.		
			%			%
Carbón	39.539	37.261	-5,8	17.936	15.429	-14,0
–Hulla+antracita nacional	9.031	8.610	-4,7	4.295	3.860	-10,1
–Carbón importado	18.987	17.376	-8,5	11.018	9.184	-16,6
–Lignito negro	3.803	3.480	-8,5	1.212	1.026	-15,4
–Lignito pardo	7.720	7.796	1,0	1.412	1.360	-3,7
Productos petrolíferos	5.539	5.191	-6,3	5.357	5.033	-6,0
Gas natural	120.137	146.740	22,1	10.812	13.207	22,1
Gas siderúrgico	3.241	2.792	-13,8	324	279	-13,9
Otros combustibles sólidos	6.416	6.198	-3,4	1.545	1.512	-2,1
<b>Total</b>				<b>35.974</b>	<b>35.460</b>	<b>-1,4</b>

(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**

	2005		2006		2006/05
	ktep.	%	ktep.	%	%
Hidroeléctrica	1.682	3,1	2.198	4,0	30,7
Nuclear	14.995	27,5	15.669	28,3	4,5
Carbón	18.260	33,5	15.709	28,4	-14,0
–Nacional	6.949	12,8	6.274	11,3	-9,7
–Importado	11.312	20,8	9.435	17,1	-16,6
Petróleo	5.357	9,8	5.033	9,1	-6,0
Gas natural	10.812	19,8	13.207	23,9	22,1
Otros (1)	3.380	6,2	3.506	6,3	3,7
<b>Total</b>	<b>54.486</b>	<b>100,0</b>	<b>55.321</b>	<b>100,0</b>	<b>1,5</b>

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

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 2006 a 286923 GWh, un 3% superior a la producción de 2005.

Los consumos en generación bajaron un 1,7%, debido a la menor generación con carbón y productos petrolíferos y mayor producción hidroeléctrica y eólica. La producción eléctrica neta aumentó un 3,2%, alcanzando 276213 GWh, en barras de central.

El consumo por bombeo bajó 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 2,9%. En el Cuadro 3.2.2.2 se muestra el balance eléctrico del Sistema Peninsular, según centrales, de los dos últimos años.

La estructura de generación muestra, de forma similar a como se ha señalado para el conjunto total nacional, que se produjo un aumento de la producción de energía hidroeléctrica, eólica y nuclear, mientras la producción con centrales de carbón bajó el 14,7%, y con las de gas del Régimen Ordinario aumentó un 23,8%. La producción eléctrica de origen nuclear experimentó un aumento del 4,5% en relación a la de 2005, con elevados grados de utilización de las plantas existentes. La producción en centrales con fuel del Régimen Ordinario bajó el 44,4%.

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.



**CUADRO 3.2.2.1.- Potencia instalada a 31-12-2006.Total peninsular**

	Potencia MW	Estructura %	Participación en generación %
<b>Régimen ordinario</b>	<b>57.910</b>	<b>73,5</b>	<b>77,0</b>
Hidráulica	16.657	21,1	8,8
–Convencional y mixta	14.111		
–Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.716	9,8	21,0
Carbón	11.424	14,5	23,0
–Hulla y antracita nacional	5.947		
–Lignito negro	1.502		
–Lignito pardo	2.031		
–Carbón importado	1.944		
Fuel oil-Gas oil	3.515	4,5	1,0
Gas natural	18.598	23,6	23,2
–Ciclo combinado	15.466		
<b>Régimen especial</b>	<b>20.896</b>	<b>26,5</b>	<b>23,0</b>
Hidráulica	1.788	2,3	1,5
Carbón	130	0,2	0,2
Gas natural	4.359	5,5	8,4
Fuel oil-Gas oil	1.400	1,8	2,2
Eólica	11.472	14,6	7,9
R.S.U. y Biomasa	1.635	2,1	2,9
Solar fotovoltaica	113	0,1	0,1
<b>Total</b>	<b>78.806</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Fuente: SGE, Red Eléctrica de España y CNE.

#### *Energía Hidroeléctrica*

En el Cuadro 3.2.2.6 se muestra la energía hidroeléctrica producible por meses, observándose que ésta fue muy superior a la de 2005, especialmente en el último trimestre, aunque siempre por debajo de la media histórica en acumulado, quedando en diciembre próximo a 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 25329 GWh, en el Régimen Ordinario, un 32,1% superior a la del año 2005 y de 4174 GWh en el Régimen Especial, un 8,2% superior.

#### *Carbón*

La producción eléctrica, en bornes de generador, en centrales de carbón del Régimen Ordinario del Sistema Peninsular fue, en 2006, de 66006 GWh, sien-

do la participación en la producción total del 23%, peso que sigue descendiendo en los últimos años, como consecuencia de la mayor producción con gas y con renovables.

El consumo de carbón alcanzó 36074 Kt, inferior en un 5,7% al del año anterior, destacando, en toneladas, el descenso del 4,7% en hulla y antracita nacional, del 8,5% en lignito negro y el ligero aumento del 1% en lignito pardo, junto con el descenso del 8,6% 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 2006 (Cuadro 3.2.2.7), ascendían a 7635 Kt, un 54% superior a las existencias al 31 de diciembre de 2005.

#### *Fuel-oil y gas natural*

En 2006, en el Régimen Ordinario peninsular, se generaron 2793 GWh, en bornes de generador, en centrales de fuel-oil, con descenso del 44,4% y 66618 GWh en centrales de gas natural, con aumento del 23,8% y alcanzando ya el 23,2% de la generación bruta peninsular.

El consumo de productos petrolíferos en generación de dicho Régimen ascendió, en 2006, a 2058 Kt, un 19,2% inferior al de 2005. El de gas natural fue de 146740 millones de termias PCS, un 22,1% 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, 22697 GWh, un 8,4% superior a la del año anterior y debido a la entrada en servicio de nueva potencia. En biomasa y RSU, el producción fue 8182 GWh, similar a la del año anterior.

En conjunto, las energías renovables han aportado el 21,1% de la generación bruta peninsular, frente al 18,8% 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 2006 como del resto de las actividades relacionadas con la generación eléctrica de origen nuclear.

### **3.2.3. Explotación del sistema extrapeninsular**

El Cuadro 3.2.3.1 muestra la potencia instalada en el parque de generación eléctrica extrapeninsular, a 31 de diciembre de 2006.

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

	2005		2006		2006/05
	GWh	%	GWh	%	%
<b>Régimen ordinario</b>	<b>212.957</b>	<b>76,4</b>	<b>220.872</b>	<b>77,0</b>	<b>3,7</b>
Hidroeléctrica	19.169	6,9	25.329	8,8	32,1
Nuclear	57.539	20,6	60.126	21,0	4,5
Carbón	77.395	27,8	66.006	23,0	-14,7
–Hulla y antracita nacional	40.416	14,5	32.412	11,3	-19,8
–Lignito negro	13.277	4,8	8.641	3,0	-34,9
–Lignito pardo	9.780	3,5	12.826	4,5	31,1
–Carbón importado	13.921	5,0	12.127	4,2	-12,9
Fuel oil–Gas oil	5.022	1,8	2.793	1,0	-44,4
Gas natural	53.831	19,3	66.618	23,2	23,8
–Ciclo combinado	48.840	17,5	63.506	22,1	30,0
<b>Régimen especial</b>	<b>65.714</b>	<b>23,6</b>	<b>66.051</b>	<b>23,0</b>	<b>0,5</b>
Hidráulica	3.856	1,4	4.174	1,5	8,2
Carbón	535	0,2	507	0,2	-5,3
Gas natural	25.449	9,1	24.064	8,4	-5,4
Fuel oil–Gas oil	6.626	2,4	6.264	2,2	-5,5
Eólica	20.937	7,5	22.697	7,9	8,4
R.S.U. y Biomasa	8.235	3,0	8.182	2,9	-0,6
Solar fotovoltaica	76	0,0	163	0,1	114,5
Producción bruta	278.671	100,0	286.923	100,0	3,0
Consumos en generación	10.895		10.710		-1,7
Producción neta	267.776		276.213		3,2
Consumo en bombeo	6.360		5.262		
Saldo de intercambios	-1.344		-3.279		
Demanda (bc)	260.072		267.672		2,9

(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

	2005		2006		2006/05
	GWh	%	GWh	%	%
<b>Régimen ordinario</b>	<b>212.957</b>	<b>76,4</b>	<b>220.872</b>	<b>77,0</b>	<b>3,7</b>
Hidroeléctrica	19.169	6,9	25.329	8,8	32,1
Nuclear	57.539	20,6	60.126	21,0	4,5
Carbón	76.502	27,5	64.012	22,3	-16,3
–Hulla y antracita nacional	22.028	7,9	18.742	6,5	-14,9
–Lignito negro	4.607	1,7	3.995	1,4	-13,3
–Lignito pardo	5.417	1,9	4.499	1,6	-16,9
–Carbón importado	44.450	16,0	36.775	12,8	-17,3
Fuel oil–Gas oil	6.184	2,2	5.184	1,8	-16,2
Gas natural	53.563	19,2	66.221	23,1	23,6
<b>Régimen especial</b>	<b>65.714</b>	<b>23,6</b>	<b>66.051</b>	<b>23,0</b>	<b>0,5</b>
Hidráulica	3.856	1,4	4.174	1,5	8,2
Carbón	535	0,2	507	0,2	-5,2
Gas natural	25.449	9,1	24.064	8,4	-5,4
Fuel oil–Gas oil	6.626	2,4	6.264	2,2	-5,5
Eólica	20.937	7,5	22.697	7,9	8,4
R.S.U. y Biomasa	8.234	3,0	8.182	2,9	-0,6
Solar fotovoltaica	78	0,0	163	0,1	109,0
<b>Producción bruta</b>	<b>278.671</b>	<b>100,0</b>	<b>286.923</b>	<b>100,0</b>	<b>3,0</b>

Fuente: SGE.

**CUADRO 3.2.2.4.–Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total peninsular**

	Miles de toneladas (1)			Miles de tep.		
	2005	2006	2006/05	2005	2006	2006/05
Carbón	38.266	36.074	-5,7	17.159	14.705	-14,3
-Hulla+antracita nacional	9.031	8.610	-4,7	4.295	3.860	-10,1
-Carbón importado	17.713	16.189	-8,6	10.240	8.459	-17,4
-Lignito negro	3.803	3.480	-8,5	1.212	1.026	-15,4
-Lignito pardo	7.720	7.796	1,0	1.412	1.360	-3,7
Productos petrolíferos	2.548	2.058	-19,2	2.397	1.920	-19,9
Gas natural	120.137	146.740	22,1	10.812	13.207	22,1
Gas siderúrgico	3.241	2.792	-13,8	324	279	-13,9
Otros combustibles sólidos	6.144	5.894	-4,1	1.493	1.454	-2,6
<b>Total</b>				<b>32.185</b>	<b>31.565</b>	<b>-1,9</b>

(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**

	2005		2006		2006/05
	ktep.	%	ktep.	%	%
Hidroeléctrica	1.682	3,3	2.198	4,3	30,7
Nuclear	14.995	29,6	15.669	30,5	4,5
Carbón	17.483	34,5	14.984	29,2	-14,3
-Nacional	6.949	13,7	6.274	12,2	-9,7
-Importado	10.534	20,8	8.710	16,9	-17,3
Petróleo	2.397	4,7	1.920	3,7	-19,9
Gas natural	10.812	21,3	13.207	25,7	22,1
Otros (1)	3.300	6,5	3.420	6,7	3,6
<b>Total</b>	<b>50.669</b>	<b>100,0</b>	<b>51.398</b>	<b>100,0</b>	<b>1,4</b>

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

Fuente: SGE.

**CUADRO 3.2.2.6.–Índice de energía hidroeléctrica producible**

	2005		2006	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	0,35	0,35	0,31	0,31
febrero	0,20	0,28	0,44	0,38
Marzo	0,40	0,32	1,00	0,57
Abril	0,66	0,40	0,61	0,58
Mayo	0,59	0,44	0,57	0,58
Junio	0,53	0,45	0,19	0,53
Julio	0,14	0,41	0,74	0,54
Agosto	0,51	0,42	0,73	0,55
Septiembre	0,39	0,42	0,86	0,56
Octubre	0,59	0,43	1,83	0,63
Noviembre	0,53	0,44	1,97	0,75
Diciembre	0,51	0,45	1,35	0,82

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	
	31-12-2005	31-12-2006	Miles de t.	%
Hulla +				
Antracita nac.	1.946	3.701	1.755	90,2
Hulla importada	2.001	2.969	968	48,4
Lignito pardo	25	82	57	225,8
Lignito negro	991	884	-107	-10,8
<b>Total</b>	<b>4.963</b>	<b>7.635</b>	<b>2.673</b>	<b>53,9</b>

Fuente: Red Eléctrica de España.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto del sistema extrapeninsular, en 2006, fue de 16128 GWh, lo que representa un incremento del 3,6% en relación con 2005.

Los consumos en generación aumentaron un 2,5%, por lo que la producción neta, o energía eléctrica disponible en barras de central, ha sido, en 2006, de 15191 GWh, un 3,6% superior al valor del año 2005.

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.

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

**CUADRO 3.2.3.1.- Potencia instalada a 31-12-2006. Extrapeninsular**

	Baleares MW	Canarias MW	Ceuta MW	Melilla MW	Total MW
<b>Régimen ordinario</b>	<b>1777</b>	<b>1937</b>	<b>46</b>	<b>62</b>	<b>3822</b>
Hidráulica	0	1	0	0	1
Térmica	1777	1936	46	62	3821
-Carbón	510	0	0	0	510
-Fuel oil-Gas oil	1267	1936	46	62	3311
<b>Régimen especial</b>	<b>43</b>	<b>229</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>274</b>
Fuel oil-Gas oil	6	88	0	0	94
Eólica	3	136	0	0	139
R.S.U.	33	0	0	2	35
Solar fotovoltaica	1	5	0	0	6
<b>Total</b>	<b>1820</b>	<b>2166</b>	<b>46</b>	<b>64</b>	<b>4096</b>

Fuente: SGE y Red Eléctrica de España.

**CUADRO 3.2.3.2.-Balance eléctrico extrapeninsular según centrales.(GWh)**

	Baleares		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2006/05
	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	%
<b>Régimen ordinario</b>	<b>5.917</b>	<b>6.038</b>	<b>8.462</b>	<b>8.903</b>	<b>371</b>	<b>387</b>	<b>14.750</b>	<b>15.328</b>	<b>3,9</b>
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0	
Térmica	5917	6038	8462	8903	371	387	14750	15328	3,9
-Carbón	3528	3337	0	0	0	0	3528	3337	-5,4
-Fuel oil-Gas oil	2389	2701	8462	8903	371	387	11222	11991	6,9
<b>Régimen especial</b>	<b>174</b>	<b>201</b>	<b>648</b>	<b>597</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>823</b>	<b>800</b>	<b>-2,8</b>
Fuel oil-Gas oil	19	26	322	271	0	0	341	297	-12,9
Eólica	5	5	327	322	0	0	332	327	-1,3
R.S.U.	150	168	0	0	0	2	150	170	13,3
Solar fotovoltaica	0	2	0	4	0	0	0	6	
<b>Producción bruta</b>	<b>6.091</b>	<b>6.239</b>	<b>9.110</b>	<b>9.500</b>	<b>371</b>	<b>389</b>	<b>15.572</b>	<b>16.128</b>	<b>3,6</b>
Consumos en generación	382	369	512	547	20	21	915	937	2,5
<b>Demanda (bc)</b>	<b>5.709</b>	<b>5.869</b>	<b>8.598</b>	<b>8.953</b>	<b>351</b>	<b>368</b>	<b>14.657</b>	<b>15.191</b>	<b>3,6</b>

Fuente: SGE.

**CUADRO 3.2.3.3.–Consumo de combustibles y de energía primaria en generación eléctrica.  
Total extrapeninsular**

	Baleares		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2006/05
	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	%
Consumo de combustibles.(Miles de toneladas)									
Carbón	1.273	1.187	0	0	0	0	1.273	1.187	-6,8
Prod. Petrolíferos	639	747	2272	2302	80	85	2.991	3.133	4,8
R.S.U.	271	304	0	0	0	0	271	304	12,0
<b>Total</b>	<b>2184</b>	<b>2238</b>	<b>2272</b>	<b>2302</b>	<b>80</b>	<b>85</b>	<b>4536</b>	<b>4624</b>	<b>2,0</b>
Consumo de energía primaria.(Miles de tep.)									
Carbón	778	725	0	0	0	0	778	725	-6,8
Prod. Petrolíferos	640	751	2.242	2.280	77	82	2.960	3.113	5,2
R.S.U.	52	58	0	0	0	0	52	58	12,0
Eólica	0	0	28	28	0	0	28	28	-1,4
<b>Total</b>	<b>1.469</b>	<b>1.534</b>	<b>2.270</b>	<b>2.307</b>	<b>77</b>	<b>82</b>	<b>3.817</b>	<b>3.923</b>	<b>2,8</b>

Fuente: SGE.

### 3.3. ESTRUCTURA DE TARIFAS

El Real Decreto 1556/2005, establece la tarifa eléctrica para 2006 y el Real Decreto 809/2006, revisa dicha tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006.

#### Incremento medio de tarifas para 2006.

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 el Real Decreto 1556/2005, para el año 2006 los consumidores a tarifas generales de alta tensión experimentaron un incremento del 5,05% mientras que para los acogidos a tarifas específicas de alta tensión, este incremento ha sido del 5,08%.

Por otro lado, según el Real Decreto 809/2006, el incremento de tarifa media o de referencia ascendió a 1,38%

#### Distribución de los incrementos entre las diferentes tarifas.

a) Según el Real Decreto 1556/2005, 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).

En el Real Decreto 809/2006 se plantean las subidas siguientes para el caso de las tarifas integrales:

- Tarifas de Baja Tensión (<1kV):
  - la tarifa social doméstica: 0,00%
  - la tarifa doméstica: 0,80%
  - las tarifas de pequeñas industrias y servicios: 0,80%
  - las tarifas de riegos y alumbrado público: 6,00%.
- Tarifas de Alta Tensión:
  - Consumidores de alta tensión: 6,00%
  - Distribuidores de la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico: 1,81% (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).

Esto supone un incremento medio de las tarifas integrales del 2,07%.

b) En el Real Decreto 1556/2005 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 (escala 6.5): 5,08%

Se fijan los precios de las tarifas de acceso reguladas en el Real Decreto 1564/2001, 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.

En el Real Decreto 809/2006, las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica no se modifican

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%. Según el Real Decreto 809/2006, los alquileres de equipos, los derechos de acometida, enganche y verificación, los precios máximos a cobrar por el Operador del Sistema como contraprestación a las actuaciones y verificaciones que debe realizar y las tarifas por venta de energía de las instalaciones de producción en régimen especial no se modifican.

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 1.ª 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 2.ª 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.

## **Evolución de las Tarifas Eléctricas**

### *a) Evolución en España*

La evolución de los precios desde 1997 se detalla en los cuadros 3.3.1 a 3.3.4:

- Evolución de los precios medios aprobados.
- Evolución de los índices de precios medios totales y desagregados por tarifas de alta tensión, baja tensión y domésticas, comparándolos con el valor de IPC correspondiente a cada uno de esos años. (En 1998, se ha descontado el efecto del nuevo impuesto de la electricidad y en 1999 y 2006 se han incluido las dos bajadas de tarifas y las previstas para 2007.

### *b) Comparación con otros países*

Para la comparación con otros países, se han utilizado los datos vigentes a 1 de julio de 2006 en los diferentes países de Europa, facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo domésticos e industriales. En los cuadros 3.3.5 y 3.3.6, se detallan estos precios, calculados en cent/euro, kWh, incluyendo todos los impuestos y tasas.

## **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 extrapeninsulares 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

CUADRO 3.3.1.-EVOLUCION DE LAS TARIFAS INTEGRALES

INCREMENTO ANUAL							
R.D. TARIFAS			R.D. TARIFAS			IPC	
Año	Nº	% Nominal	1996 = 100 Acumulado	% Real	1996 = 100 Acumulado	%	1996 = 100 Acumulado
1997	RD 2657/96	-2,92	97,08	-4,92	95,08	2,00	102,00
1998	RD 2016/97	-3,63	93,56	-5,03	90,30	1,40	103,43
1999	RD 2821/98, RD-L 6/99	-2,57	91,15	-5,47	85,36	2,90	106,43
2000	RD 2066/99	-0,93	90,30	-4,93	81,15	4,00	110,68
2001	RD 3490/00	-2,22	88,30	-4,92	77,16	2,70	113,67
2002	RD 1483/01	0,41	88,66	-3,59	74,39	4,00	118,22
2003	RD 1436/02	1,69	90,16	-0,91	73,71	2,60	121,29
2004	RD 1802/03	1,54	91,55	-1,66	72,49	3,20	125,18
2005	RD 2392/04	1,71	93,12	-1,99	71,05	3,70	129,81
2006	RD 1556/05, RD 809/06	6,75	99,40	2,75	73,00	4,00	135,00
2007(*)	RD 1634/06, RD ****/07	6,44	105,80	4,44	76,24	2,00	137,70
<b>TOTAL</b>			<b>5,80</b>		<b>-23,76</b>		<b>37,70</b>

(\*) IPC Previsto.

Fuente: SGE.

CUADRO 3.3.2.-Evolución de las tarifas integrales de alta tensión (&gt; 1 kV)

INCREMENTO ANUAL							
R.D. TARIFAS			R.D. TARIFAS			IPC	
Año	Nº	% Nominal	1996 = 100 Acumulado	% Real	1996 = 100 Acumulado	%	1996 = 100 Acumulado
1997	RD 2657/96	-4,00	96,00	-6,00	94,00	2,00	102,00
1998	RD 2016/97	-4,70	91,49	-6,10	88,27	1,40	103,43
1999	RD 2821/98, RD-L 6/99	-0,46	91,07	-3,36	85,30	2,90	106,43
2000	RD 2066/99	-0,94	90,21	-4,94	81,09	4,00	110,68
2001	RD 3490/00	1,52	91,58	-1,18	80,13	2,70	113,67
2002	RD 1483/01	0,96	92,46	-3,04	77,69	4,00	118,22
2003	RD 1436/02	2,09	94,39	-0,51	77,30	2,60	121,29
2004	RD 1802/03	1,68	95,98	-1,52	76,12	3,20	125,18
2005	RD 2392/04	1,73	97,64	-1,97	74,62	3,70	129,81
2006	RD 1556/05, RD 809/06	10,89	108,27	6,89	79,76	4,00	135,00
2007(*)	RD 1634/06, RD ****/07	7,09	115,95	5,09	83,82	2,00	137,70
<b>TOTAL</b>			<b>15,95</b>		<b>-16,18</b>		<b>37,70</b>

(\*) IPC Previsto.

Fuente: SGE.



CUADRO 3.3.3.–Evolución de las tarifas integrales de baja tensión (hasta 1 kV)

INCREMENTO ANUAL							
R.D. TARIFAS			R.D. TARIFAS			IPC	
Año	Nº	% Nominal	1996 = 100 Acumulado	% Real	1996 = 100 Acumulado	%	1996 = 100 Acumulado
1997	RD 2657/96	2,48	102,48	0,48	100,48	2,00	102,00
1998	RD 2016/97	3,08	105,64	1,68	102,17	1,40	103,43
1999	RD 2821/98, RD-L 6/99	-3,69	101,74	-6,59	95,44	2,90	106,43
2000	RD 2066/99	-1,37	100,34	-5,37	90,31	4,00	110,68
2001	RD 3490/00	-2,75	97,59	-5,45	85,39	2,70	113,67
2002	RD 1483/01	0,32	97,90	-3,68	82,25	4,00	118,22
2003	RD 1436/02	1,59	99,45	-1,01	81,42	2,60	121,29
2004	RD 1802/03	1,51	100,96	-1,69	80,04	3,20	125,18
2005	RD 2392/04	1,71	102,68	-1,99	78,45	3,70	129,81
2006	RD 1556/05, RD 809/06	5,43	108,26	1,43	79,57	4,00	135,00
2007(*)	RD 1634/06, RD ****/07	6,21	114,98	4,21	82,92	2,00	137,70
<b>TOTAL</b>			<b>14,98</b>		<b>-17,08</b>		<b>37,70</b>

(\*) IPC Previsto.

Fuente: SGE

CUADRO 3.3.4.–Evolución de las tarifas integrales domésticas

INCREMENTO ANUAL							
R.D. TARIFAS			R.D. TARIFAS			IPC	
Año	Nº	% Nominal	1996 = 100 Acumulado	% Real	1996 = 100 Acumulado	%	1996 = 100 Acumulado
1997	RD 2657/96	-0,98	99,02	-2,98	97,02	2,00	102,00
1998	RD 2016/97	-3,08	95,97	-4,48	92,67	1,40	103,43
1999	RD 2821/98, RD-L 6/99	-3,99	92,14	-6,89	86,29	2,90	106,43
2000	RD 2066/99	-2,00	90,30	-6,00	81,11	4,00	110,68
2001	RD 3490/00	-4,03	86,66	-6,73	75,65	2,70	113,67
2002	RD 1483/01	0,00	86,66	-4,00	72,63	4,00	118,22
2003	RD 1436/02	1,50	87,96	-1,10	71,83	2,60	121,29
2004	RD 1802/03	1,48	89,26	-1,72	70,59	3,20	125,18
2005	RD 2392/04	1,74	90,81	-1,96	69,21	3,70	129,81
2006	RD 1556/05, RD 809/06	5,28	95,61	1,28	70,09	4,00	135,00
2007(*)	RD 1634/06, RD ****/07	6,00	101,35	4,00	72,90	2,00	137,70
<b>TOTAL</b>			<b>1,35</b>		<b>-27,10</b>		<b>37,70</b>

(\*) IPC Previsto.

Fuente: SGE.

**CUADRO 3.3.5.-PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMESTICOS**

*Precios en cent Euro /kWh, CON TASAS INCLUYENDO IVA (Julio 2006)*

<b>CONSUMIDORES TIPO</b>					
<b>PAISES</b>	<b>Da 600 Kwh</b>	<b>Db 1,2 Mwh</b>	<b>Dc 3,5 Mwh</b>	<b>Dd 7,5 Mwh</b>	<b>De 20 Mwh</b>
BELGICA	21,61	18,48	14,68	14,02	10,32
CHEQUIA	17,89	16,03	9,95	7,94	6,57
DINAMARCA	36,71	29,37	24,56	23,15	22,44
ALEMANIA	28,62	23,22	18,73	17,33	11,07
ESTONIA	9,06	7,66	7,50	7,25	6,71
GRECIA	8,67	8,14	7,01	8,11	6,19
<b>ESPAÑA</b>	<b>14,79</b>	<b>14,79</b>	<b>11,57</b>	<b>10,62</b>	<b>7,58</b>
FRANCIA	16,70	14,75	11,91	11,59	9,57
IRLANDA	31,99	23,22	14,90	13,46	9,42
ITALIA	10,81	11,17	21,08	20,00	0,00
CHIPRE	15,76	15,11	14,26	14,12	10,77
LETONIA	6,90	6,90	6,90	7,15	5,69
LITUANIA	8,99	8,99	7,18	7,34	5,36
LUXEMBURGO	29,62	21,92	16,03	14,61	10,07
HUNGRIA	11,59	11,59	9,71	10,04	7,63
MALTA	4,66	6,10	10,34	13,15	15,55
HOLANDA	24,40	22,40	21,30	20,90	15,80
AUSTRIA	19,73	16,95	14,39	13,36	10,86
POLONIA	14,51	14,18	11,37	11,13	7,72
PORTUGAL	14,60	16,40	14,10	12,60	9,10
ESLOVENIA	13,98	12,07	10,48	9,39	7,36
ESLOVAQUIIA	19,07	17,12	14,20	10,81	8,55
FINLANDIA	20,24	14,36	10,99	9,29	7,36
SUECIA	31,85	22,05	15,61	14,47	13,42
REINO UNIDO	15,83	14,44	11,59	10,95	7,33
BULGARIA	6,03	6,08	6,34	6,75	7,21
CROATIA	15,03	12,41	9,38	9,10	6,76
RUMANIA	5,09	10,51	9,62	9,38	7,29
NORUEGA	48,85	29,29	16,43	12,85	10,88
<b>MEDIA</b>	<b>18,05</b>	<b>15,37</b>	<b>12,83</b>	<b>12,10</b>	<b>9,45</b>

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
<b>TOTAL:</b>	<b>4.584.121 miles de euros</b>

Para las empresas de los sistemas insulares y extra-peninsulares no acogidas a la Disposición Transito-

ria 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
<b>TOTAL:</b>	<b>358.262 miles de euros</b>

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

CUADRO 3.3.6.-PRECIOS CONSUMIDORES TIPO INDUSTRIALES

Precios en Euro/kWh, CON TASAS, INCLUYENDO IVA

PAIS	CONSUMIDORES TIPO								
	la 30 Kw 1000 h	lb 50 Kw 1000 h	lc 100 Kw 1600 h	ld 500 Kw 2500 h	le 500 Kw 4000 h	lf 2,5 Mw 4000 h	lg 4 Mw 6000 h	lh 10 Mw 5000 h	li 10 Mw 7000 h
BELGICA	15,56	15,21	16,87	14,04	12,71	11,97	10,33	9,68	8,97
ALEMANIA	22,00	20,54	16,75	13,47	11,86	11,63	10,53	11,18	10,25
GRECIA	10,74	10,69	9,88	7,94	7,28	7,28	6,10	5,72	5,01
<b>ESPAÑA</b>	<b>13,34</b>	<b>13,34</b>	<b>11,02</b>	<b>10,12</b>	<b>9,31</b>	<b>8,73</b>	<b>7,86</b>	<b>7,88</b>	<b>7,26</b>
FRANCIA	11,10	10,93	10,05	8,06	6,91	6,91	5,98		
IRLANDA	18,39	18,13	15,37	13,09	11,48	11,52	10,37	10,19	9,53
ITALIA	18,52	19,15	16,90	15,80	15,36	13,92	12,45	11,94	11,30
LUXEMBURGO	0,00	0,00	0,00	0,00	9,49				
HOLANDA	20,36	19,67	16,22	12,82	11,81	9,69	8,00	7,62	7,10
AUSTRIA	13,65	13,64	13,39	10,78	10,17	9,23	9,12	9,21	8,70
PORTUGAL	13,40	12,68	10,54	9,21	8,44	8,42	7,54	6,48	6,00
FINLANDIA	8,49	8,86	8,47	7,77	7,19	7,15	6,73	5,86	5,75
CHEQUIA	12,72	12,44	11,56	9,67	8,82	7,42	6,82	7,21	6,19
DINAMARCA	13,73	13,55	12,92	13,97	14,11				
ESTONIA	7,33	6,93	6,58	6,28	6,21	5,62	4,57	4,24	3,56
CHIPRE	15,55	15,50	19,91	14,50	13,20	13,18	12,47	12,68	12,16
LETONIA	7,93	7,92	5,99	5,31	5,23	4,24	4,21	4,20	4,18
LITUANIA	8,96	9,09	7,70	6,17	5,88	5,86	5,69	5,93	5,80
HUNGRIA	12,08	12,06	13,32	10,22	7,89	7,01	6,41	6,36	6,21
MALTA	14,76	14,72	11,12	10,96	9,42	6,63	6,17		
POLONIA	10,87	10,65	10,26	8,78	6,97	7,27	6,33	6,16	6,06
ESLOVENIA	13,49	13,49	9,21	8,34	7,61	7,41	6,56		
ESLOVAQUIA	14,70	12,61	11,28	9,77	8,96	8,57	8,42	7,74	
SUECIA	9,54	9,33	8,33	7,76	7,07	6,72	6,31	6,29	6,05
REINO UNIDO	13,34	14,36	13,38	11,13	10,52	10,18	8,04		
NORUEGA	10,85	10,39	9,90	10,28	9,38	7,61	6,98	6,50	6,39
BULGARIA	6,49	6,60	6,34	5,83	5,42	5,22	4,91	4,76	3,89
RUMANIA	11,91	11,20	11,90	10,23	9,41	8,55	7,90	7,44	5,48
CROACIA	8,96	8,55	12,00	8,96	7,45	5,52	4,96	5,24	4,69
<b>MEDIA</b>	<b>12,37</b>	<b>12,15</b>	<b>11,28</b>	<b>9,70</b>	<b>9,16</b>	<b>8,28</b>	<b>7,47</b>	<b>8,05</b>	<b>7,81</b>

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. Así:

- a) 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.
- b) 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:
  1. Los de menos de 15 millones de kWh, exentos de cotizar ningún porcentaje por las facturaciones correspondientes a los suministros a tarifa.
  2. 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.
  3. 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 Ener-

gía, 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:*

- a) 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.

- b) 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 ENRESA 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.

### **Real Decreto 809/2006, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006**

Adicionalmente al anterior, se dictó el Real Decreto 809/2006, anteriormente analizado, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006. Esta norma, se dicta como consecuencia de lo dispuesto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 17.2 donde 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.»

El contenido del Real Decreto es el siguiente:

#### *Costes considerados e incremento medio de la tarifa a partir de julio de 2006*

Se efectúa el reconocimiento en la tarifa de la cuantía correspondiente al déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005, que a 31 de diciembre de 2005 asciende a 3.830.447 Miles de Euros, durante un período de 14,5 años, hasta 2020. Las sociedades titulares del derecho de cobro podrán cederlo a terceros.

El importe a 31 de diciembre de cada año se calculará mediante la actualización del importe máximo correspondiente a 31 de diciembre del año precedente de acuerdo con el tipo de interés resultante de la media anual del Euribor a tres meses.

Estos costes tendrán la consideración de costes definidos como cuota con destino específico a efectos del Real Decreto 2017/1997. Las sociedades titulares del derecho de cobro podrán cederlo a terceros

El efecto del reconocimiento de este coste, adicional a los costes considerados en el cálculo de la tarifa de enero 2006, correspondiente al segundo semestre de este año, es el siguiente:

- Cuantía: 31.512 Miles de Euros, lo que representa un nueva cuota sobre la facturación de:
  - 1,378% sobre tarifas
  - 3,975% sobre tarifas de acceso
- Un Incremento de la tarifa media o de referencia : 1,38%

#### *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.

#### *Otros aspectos del contenido*

- a) Se contempla que a partir del 1 de julio de 2007, los equipos de medida a instalar para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW (doméstico y pequeña industria) y aquellos que se sustituyan en el caso de antiguos suministros deberán permitir la discriminación horaria de las medidas así como la telegestión. Paralelamente se faculta al Ministerio para establecer un plan de implantación de contadores horarios en todos los suministros de energía eléctrica.
- b) Se fija un calendario de supresión de tarifas específicas: Eliminación de tarifas específicas (Riegos y Tracción) el 1-1-2007.

### **Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007**

Se revisan las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, teniendo en cuenta los costes previstos para dicho año.

A partir del 1 de julio de 2007 y con carácter trimestral, el Gobierno mediante Real Decreto, efectuará modificaciones de estas tarifas, revisando los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento.

Los costes máximos reconocidos para el 2007 destinados a la retribución de la actividad de transporte ascienden a 1.089.773 miles de euros. Los destina-

dos a la retribución de la distribución ascienden a 4.299.766 miles de euros. Los destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras ascienden a 306.019 miles de euros.

#### Revisión de tarifas y precios regulados

La distribución de las tarifas para la venta de energía eléctrica desde 1 de enero de 2007 es la que se establece en el cuadro 3.3.7 con los precios de los términos de potencia y energía.

De acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se aprueban determinadas medidas en el sector energético, se mantienen los precios, las primas, incentivos y tarifas que forman parte de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial establecidos en el Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.

Las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución son las que se indican en el cuadro 3.3.8 con los precios de sus términos de potencia y energía, activa y reactiva, en cada período tarifario.

### CUADRO 3.3.7.-RELACIÓN DE TARIFAS BÁSICAS CON LOS PRECIOS DE SUS TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA

TARIFAS Y ESCALONES DE TENSIÓN	Término de potencia	Término de energía
	Tp: €/kW mes	Te: €/kWh
<b>BAJA TENSIÓN</b>		
1.0 General, Potencia ≤ 1kW(1)	0,282652	0,063533
2.0.1 General, 1 kW<Potencia≤ 2,5kW(1)	1,569577	0,089168
2.0.2 General, 2,5 kW<Potencia≤ 5 kW (1)	1,581887	0,089868
2.0.3 General, 5 kW<Potencia≤ 10 kW (1)	1,589889	0,090322
3.0.1 General, 10 kW<Potencia≤ 15 kW (1)	1,615741	0,091791
3.0.2 General, potencia superior a 15 kW	1,566552	0,091706
4.0. General, larga utilización, potencia superior a 15 kW	2,533604	0,084852
R.0 De riegos agrícolas	0,387721	0,089979
<b>ALTA TENSIÓN</b>		
<b>Tarifas generales:</b>		
Corta utilización:		
1.1. General no superior a 36 Kv	2,271918	0,078284
1.2. General mayor de 36 kv y no superior a 72,5 kv.	2,148523	0,073505
1.3. General mayor de 72,5 kv y no superior a 145 kv	2,075938	0,071338
1.4 Mayor de 145 kv	2,017871	0,068947
<b>Media utilización:</b>		
2.1 No superior a 36 kv	4,697183	0,071749
2.2 Mayor de 36 kv y no superior a 72,5 kv	4,441901	0,067172
2.3 Mayor de 72,5 kv y no superior a 145 kv	4,296025	0,065220
2.4 Mayor de 145 kv	4,186618	0,063119
<b>Larga utilización:</b>		
3.1. No superior a 36 kv	12,532584	0,059690
3.2 Mayor de 36 kv y no superior a 72,5 kv	11,719066	0,056200
3.3 Mayor de 72,5 kv y no superior a 145 kv	11,359945	0,054032
3.4 Mayor de 145 kv	11,015481	0,052558
<b>Tarifas R. De Riegos Agrícolas:</b>		
R.1. No superior a 36 kv	0,597203	0,081953
R.2. Mayor de 36 kv y no superior a 72,5 kv	0,567339	0,077173
R.3. Mayor de 72,5 Kv	0,537483	0,074558
<b>Tarifa G.4 de grandes consumidores.</b>	11,938750	0,013676
<b>Tarifa venta a distribuidores (D).</b>		
D.1: No superior a 36 kv	2,489520	0,052654
D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kv	2,349989	0,050230
D.3: Mayor de 72,5 kv y no superior a 145 kv	2,291238	0,048468
D.4: Mayor de 145 kv	2,217802	0,047146

#### Costes con destinos específicos

La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores de energía eléctrica por los suministros a tarifa, se establecen a partir del 1 de enero de 2007 en los porcentajes siguientes:

	% Sobre Tarifa
Costes permanentes:	
Compensación insulares y extrapeninsulares .....	5,374
Operador del Sistema.....	0,156
Operador del Mercado .....	0,046
Tasa de la Comisión Nacional de Energía.....	0,069
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento: Moratoria nuclear. ....	0,020
Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos .....	0,228
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones .....	0,065
Recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005 ....	1,549

La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores cualificados y comercializadores por los contratos de acceso a tarifa, se establecen a partir de 1 de enero de 2007 en los porcentajes siguientes:

	% Sobre Tarifa
Costes permanentes:	
Compensación insulares y extrapeninsulares....	21,087
Operador del Sistema.....	0,614
Operador del Mercado .....	0,180
Tasa de la Comisión Nacional de Energía.....	0,201
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento: Moratoria nuclear .....	0,020
Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos .....	0,893
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones .....	0,256
Recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005.....	6,078

**CUADRO 3.3.8.—PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y TÉRMINOS DE ENERGÍA, ACTIVA Y REACTIVA, DE LAS TARIFAS DE ACCESO DEFINIDAS EN EL REAL DECRETO 1164/2001, DE 26 DE DICIEMBRE, POR EL QUE SE ESTABLECEN TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**1.º—Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:**

– Tarifa 2.0A: Tp: 18,164292 €/kW y año  
Te: 0,029815 €/kWh

– Tarifa 2.0.DHA:  
Tp: 18,164292 €/kW y año

	Período 1	Período 2
Te: €/kW h	0,038760	0,014908

– Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	14,686719	9,056905	2,076852
Te: €/kWh	0,022729	0,021378	0,018921

**2.º—Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:**

– Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifado 3
Tp: €/kW y año	14,608882	9,008905	2,065845
Te: €/kWh	0,013391	0,012595	0,011148

**TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN:**

**TÉRMINOS DE POTENCIA  
€/kW y año**

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	9,769834	4,889146	3,578043	3,578043	3,578043	1,632534
6.2	8,414138	4,210711	3,081541	3,081541	3,081541	1,405998
6.3	7,901306	3,954073	2,893725	2,893725	2,893725	1,320304
6.4	7,338954	3,672654	2,687773	2,687773	2,687773	1,226336
6.5	0,738704	0,738704	0,336373	0,336373	0,336373	0,336373

**TÉRMINOS DE ENERGÍA  
€/kW h**

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,015444	0,014430	0,012870	0,008502	0,005537	0,004290
6.2	0,005152	0,004814	0,004294	0,002836	0,001847	0,001431
6.3	0,004157	0,003884	0,003464	0,002288	0,001490	0,001155
6.4	0,003262	0,003047	0,002718	0,001795	0,001169	0,000906
6.5	0,001913	0,001913	0,000991	0,000991	0,000991	0,000991

**3.º—Término de facturación de energía reactiva (Artículo 93 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):**

Cos $\Phi$	Euro/kV Arh
Cos $\Phi$ <0,95 y hasta cos $\Phi$ = 0,90	0,000010
Cos $\Phi$ <0,90 y hasta cos $\Phi$ = 0,85	0,012673
Cos $\Phi$ <0,85 y hasta cos $\Phi$ = 0,80	0,025346
Cos $\Phi$ <0,80	0,038019

### *Planes de calidad de servicio*

De acuerdo con el artículo 48.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y su normativa de desarrollo, se incluye en la tarifa del año 2007, dentro de los costes reconocidos para la retribución de la distribución, una partida específica que no podrá superar los 90.000 miles de euros con objeto de realizar inversiones en instalaciones para mejorar la calidad del servicio en zonas donde se superen los índices de calidad establecidos para la actividad de distribución. La ejecución de esta partida deberá realizarse en régimen de cofinanciación con las Comunidades Autónomas o Ciudades Autónomas, mediante Convenios de Colaboración.

### *Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012: Plan de acción 2005-2007*

La cuantía con cargo a la tarifa eléctrica destinada a la financiación del Plan de Acción 2005-2007 aprobado el Acuerdo de Consejo de Ministros de 8 de julio de 2005, no excederá para el año 2007 de 176.760 miles de euros. Esta cuantía será distribuida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con carácter objetivo de acuerdo con el citado plan y será liquidada previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos.

## **3.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR**

Las principales disposiciones publicadas durante el año 2006, se relacionan a continuación:

- 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. (B.O.E. n.º 50 de 28 de febrero de 2006).
- RESOLUCIÓN de 17 de marzo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban los Procedimientos de Operación 4.1 «Resolución de congestiones en la interconexión Francia-España» y 3.1 «Programación de la generación», para su adaptación a la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre. (B.O.E. n.º 69 de 22 de marzo de 2006).
- 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. (B.O.E. n.º 74 de 28 de marzo de 2006).
- ORDEN ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el

procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (B.O.E. n.º 77 de 31 de marzo de 2006)

- ORDEN ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (B.O.E. n.º 77 de 31 de marzo de 2006).
- RESOLUCIÓN de 7 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación 8.1 «Definición de las redes operadas y observadas por el Operador del Sistema» y 8.2 «Operación del sistema de producción y transporte». (B.O.E. n.º 95 de 21 de abril de 2006).
- REAL DECRETO 470/2006, de 21 de abril, por el que se modifica el porcentaje sobre la tarifa eléctrica correspondiente a la moratoria nuclear como coste con destino específico. (B.O.E. n.º 97 de 24 de abril de 2006).
- RESOLUCIÓN de 11 de mayo de 2006, 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. n.º 117 de 17 de mayo de 2006).
- RESOLUCIÓN de 18 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se modifica la de 17 de marzo de 2006, por la que se aprueban los Procedimientos de Operación 4.1 «Resolución de congestiones en la interconexión Francia-España» y 3.1 «Programación de la Generación», para su adaptación a la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre. (B.O.E. n.º 119 de 19 de mayo de 2006).
- RESOLUCIÓN de 24 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban diversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa eléctrica. (B.O.E. n.º 128 de 30 de mayo de 2006).
- RESOLUCIÓN de 24 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica. (B.O.E. n.º 128 de 30 de mayo de 2006).
- RESOLUCIÓN de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los siste-



- mas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (B.O.E. n.º 129 de 31 de mayo de 2006).
- REAL DECRETO-LEY 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético. (B.O.E. n.º 150 de 24 de junio de 2006).
  - RESOLUCIÓN de 21 de junio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitiva pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2005, del derecho de compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003. (B.O.E. n.º 154 de 29 de junio de 2006).
  - REAL DECRETO 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006. (B.O.E. n.º 156 de 1 de julio de 2006).
  - ORDEN ITC/2129/2006, de 30 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2006. (B.O.E. n.º 158 de 4 de julio de 2006).
  - RESOLUCIÓN de 13 de julio de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 1.5 «Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia». (B.O.E. n.º 173 de 21 de julio de 2006).
  - RESOLUCIÓN de 13 de julio de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se corrigen errores de la de 24 de mayo de 2006, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica. (B.O.E. n.º 177 de 26 de julio de 2006).
  - RESOLUCIÓN de 8 de septiembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 14 de marzo de 2006, por la que se establece la tabla de potencias normalizadas para todos los suministros en baja tensión. (B.O.E. n.º 231 de 27 de septiembre de 2006).
  - RESOLUCIÓN de 16 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 9, Información intercambiada por el Operador del Sistema. (B.O.E. n.º 281 de 24 de noviembre de 2006).
  - RESOLUCIÓN de 19 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.8, Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el Operador del Sistema. (B.O.E. n.º 281 de 24 de noviembre de 2006).
  - RESOLUCIÓN de 14 de noviembre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.6, Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción. (B.O.E. n.º 281 de 24 de noviembre de 2006).
  - ORDEN ITC/3829/2006, de 12 de diciembre, por la que se amplía el plazo establecido en el apartado noveno.1 de la Orden ITC/4142/2004m de 30 de noviembre, por la que se efectúa la convocatoria de los programas nacionales de gestión de la demanda para 2004 y se determinan los requisitos y el procedimiento para su aprobación, a efectos de la justificación de la realización de los programas destinados a la elaboración de auditorías energéticas. (B.O.E. n.º 299 de 15 de diciembre de 2006).
  - REAL DECRETO 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007. (B.O.E. n.º 312 de 30 de diciembre de 2006)
  - ORDEN ITC/3990/2006, de 28 de diciembre, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el primer semestre de 2007. (B.O.E. n.º 312 de 30 de diciembre de 2006).
  - RESOLUCIÓN de 27 de diciembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija, para el año 2007, 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. n.º 312 de 30 de diciembre de 2006).
  - RESOLUCIÓN de 28 de diciembre de 2006, 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. n.º 312 de 30 de diciembre de 2006).

### 3.5. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

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.

El precio medio ponderado del mercado diario correspondiente al año 2006 ha sido de 5,569 cEur/kWh siendo el precio medio aritmético de 5,053 cEur/kWh.

El precio medio ponderado del mercado intradiario ha sido de 4,561 cEur/kWh en este periodo y el precio medio aritmético ha sido de 4,980 cEur/kWh.

El precio medio de venta de energía en el conjunto de los procesos de operación técnica ha sido de 6,4 cEur/kWh frente a 7,8 cEur/kWh del mismo periodo del año 2005.

En cuanto al precio medio horario final ponderado se ha situado en 6,5 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 periodo en 6,3 cEur/kWh, precio ponderado y en 5,8 cEur/kWh, precio sin ponderar.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el periodo ha ascendido a 117.811 GWh y 6.560.438 kEur, lo que supone una disminución del 47,24% y del 47,28%, respectivamente, respecto al mismo periodo del año anterior. La disminución en el volumen de energía procede fundamentalmente de la energía asimilada a contratos bilaterales entre distribución y producción en régimen ordinario establecida en el Real Decreto-Ley 3/2006, y al incremento de contratación bilateral.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario en el mismo periodo se ha situado en 21.141 GWh y 963.919 kEur, lo que supone un aumento del 3,19% y una disminución del 11,57%, respecto al mismo periodo del año anterior.

La energía utilizada en los procesos de operación técnica del sistema se sitúa en el periodo en 37.750 GWh y 2.303.341 kEur, lo que supone un ascenso del 349,3% en energía y un aumento del 366,6% en volumen económico, con respecto al mismo periodo del año anterior.

Para el conjunto del mercado de producción, la contratación neta de energía ha ascendido a 156.091 GWh y 10.157.860 kEur, lo que ha supuesto una disminución del 32,35% en energía y del 29,47% en volumen económico, con respecto al mismo periodo del año anterior. La reducción en energía se justifica por el efecto de las energías asimiladas a bilateral en aplicación del Real Decreto-Ley 3/2006

Las adquisiciones correspondientes a comercializadores y consumidores cualificados en el mercado diario en diciembre de 2006 representan el 1,15% en energía, sobre el total adquirido en el mercado diario y el 1,07% en volumen económico de la demanda mensual en este mercado.

Las adquisiciones realizadas por los agentes externos en el mercado diario han sido de 329,7 GWh en el mes de diciembre de 2006.

### 3.6. INFORMACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA EL SECTOR ELÉCTRICO

Desde el punto de vista económico, el ejercicio 2006 ha estado marcado por una mejora de los indicadores y magnitudes económicas del sector.

La cifra de negocios, ha registrado un incremento en el periodo del 6,3 %. No obstante, la evolución de cada una de las actividades ha sido muy diferente:

— En la actividad de Generación-Comercialización, la cifra de ventas registran un aumento del 5,1%.

Ello es consecuencia de factores de distinto signo. Por un lado el precio medio de la energía en el mercado de producción se incrementa un 4,6% a consecuencia, no sólo del aumento del precio de las materias primas, sino también del coste adicional que representan los derechos de emisión consumidos en el ejercicio. A ello hay que añadir, la actualización de las compensaciones por sobrecostes extrapeninsulares y también, el incremento del precio de venta de la energía en el mercado libre. El efecto contrario ha producido la aplicación del R.D.L. 3/2006 que ha fijado el precio de las transacciones en el mercado de generación entre empresas del mismo grupo.

- La cifra de negocios de la actividad de Distribución (retribución regulada de la actividad) recoge un incremento del 1,7%, a consecuencia de la actualización regulada de la retribución anual, y de otra, y en sentido contrario, entre otros, los ingresos adicionales recogidos en 2005.

De los datos correspondientes al ejercicio 2006, destaca que el 51,7% del coste de la electricidad, se debe a los costes de aprovisionamiento. El consumo de combustibles, concepto incluido dentro de la partida de aprovisionamientos, ha experimentado una subida cercana al 4,1 %, situándose al cierre del ejercicio 2006 en 4.215 Mill. €, importe que no contempla el coste de las emisiones de CO2 producidas en el periodo, valorado en 1.089 Mill. €.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) del sector ha aumentado un 16,4%, y el resultado neto de explotación (EBIT) de la actividad eléctrica nacional registra un incremento del 19,5% equivalente a 927 millones de euros.

Al finalizar el ejercicio 2006 se han recogido resultados extraordinarios por venta de activos no corrientes por importe de 372 millones de euros.

Como resultado de todo ello, el beneficio neto (después de impuestos) de la actividad eléctrica nacional asciende a 3678 Mill. €, cifra que es un 33,5 % superior a la del año anterior.

Las inversiones en activos relacionados con las actividades eléctricas nacionales durante el año 2006 ascienden a 5.670 Mill. €. La rentabilidad de los activos (R.O.A) afectos a las actividades eléctricas nacionales se sitúa en el 6,0 % para el año 2006, superior a obtenida el año 2005 que fue del 5,2%.

#### *Endeudamiento*

La deuda financiera imputada a las actividades eléctricas a 31 de diciembre de 2006 asciende a 30.471 Mill. €, registrándose un aumento de 2.522 millones de euros con respecto al mes de diciembre del pasado ejercicio, siendo la tasa media de coste del año 2006 del 4,1%. El incremento de deuda responde a las necesidades de fondos para acometer el importante proceso inversor, así como a la necesidad de financiar el déficit de tarifas que en el año 2006 ascendió a 2.347 millones de euros, cantidad que figura como activo financiero en el balance de las compañías eléctricas. El proceso inversor en 2006, ha supuesto 5.660 millones de euros: 3.320 Mill.€ en nueva capacidad de Generación y 2.346 Mill.€ en ampliación y mejora de la red de Distribución. En cuanto a la composición de la deuda, señalar que en términos porcentuales, han sido las obligaciones y bonos el instrumento que más peso ha ganado en la estructura financiera, pasando de suponer un 22% del total a un 42,1% de la deuda a fin del año 2006.

**CUADRO 3.6.1.-BALANCE POR ACTIVIDADES CONSOLIDADO 2006**

Unidad : Millones de euros

ACTIVO	EJERCICIO 2006					
	Generación- Comercialización		Distribución		Total UNESA	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%
Inmovilizado	35.364	62,59	21.135	37,41	56.499	100,0
Inmovilizaciones inmateriales	2.270	83,24	457	16,76	2.727	100,0
Inmovilizaciones materiales	28.238	60,07	18.773	39,93	47.011	100,0
Inmovilizaciones financieras	4.856	71,82	1.905	28,18	6.761	100,0
<b>5. Activo circulante</b>	<b>4.927</b>	<b>56,20</b>	<b>3.840</b>	<b>43,80</b>	<b>8.767</b>	<b>100,0</b>
5.1 Existencias	1.167	96,45	43	3,55	1.210	100,0
5.2 Clientes	1.386	41,21	1.977	58,79	3.363	100,0
5.3 Otro activo circulante	2.374	56,60	1.820	43,40	4.194	100,0
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>40.291</b>	<b>55,8</b>	<b>24.975</b>	<b>38,27</b>	<b>65.266</b>	<b>100,0</b>

Unidad : Millones de euros

PASIVO	EJERCICIO 2006					
	Generación- Comercialización		Distribución		Total UNESA	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%
Fondos propios	12.460	76,73	3.778	23,3	16.238	100,0
Ingresos diferidos	408	12,76	2.790	87,2	3.198	100,0
Provisiones para riesgos y gastos	2.551	53,99	2.174	46,0	4.725	100,0
Acreedores a largo plazo	13.466	63,17	7.852	36,8	21.318	100,0
Acreedores a corto plazo	11.406	57,64	8.381	42,4	19.787	100,0
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>40.291</b>	<b>61,7</b>	<b>24.975</b>	<b>38,3</b>	<b>65.266</b>	<b>100,0</b>

## BALANCE POR ACTIVIDADES CONSOLIDADO 2005

Unidad : Millones de euros

ACTIVO	EJERCICIO 2005					
	Generación- Comercialización		Distribución		Total UNESA	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%
Inmovilizado	32.789	62,5	19.638	37,5	52.427	100,0
Inmovilizaciones inmateriales	2.280	83,6	446	16,4	2.726	100,0
Inmovilizaciones materiales	26.209	60,6	17.072	39,4	43.281	100,0
Inmovilizaciones financieras	4.299	67,0	2.120	33,0	6.419	100,0
Activo circulante	7.065	64,5	3.892	35,5	10.957	100,0
Existencias	1.019	96,9	33	3,1	1.052	100,0
Clientes	1.621	49,8	1.633	50,2	3.254	100,0
Otro activo circulante	4.425	66,5	2.226	33,5	6.651	100,0
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>39.854</b>	<b>62,9</b>	<b>23.530</b>	<b>37,1</b>	<b>63.384</b>	<b>100,0</b>

Unidad : Millones de euros

PASIVO	EJERCICIO 2005					
	Generación- Comercialización		Distribución		Total UNESA	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%
Fondos propios	11.872	77,5	3.456	22,5	15.328	100,0
Ingresos diferidos	368	14,2	2.232	85,8	2.600	100,0
Provisiones para riesgos y gastos	2.466	51,4	2.328	48,6	4.794	100,0
Acreedores a largo plazo	10.712	58,0	7.772	42,0	18.484	100,0
Acreedores a corto plazo	14.436	65,1	7.742	34,9	22.178	100,0
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>39.854</b>	<b>62,9</b>	<b>23.530</b>	<b>37,1</b>	<b>63.384</b>	<b>100,0</b>

Fuente: UNESA.

## CUADRO 3.6.2.-CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

Unidad: Millones de euros

CONCEPTOS	Generac.+Comercializ.			Distribución			Total (*)		
	2006(p)	2005	%	2006(p)	2005	%	2006(p)	2005	%
Cifra de negocios	15600	14836	5,1	3942	3875	1,7	18109	16947	6,9
Otros ingresos	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
Aprovisionamientos	-6907	-7087	-2,5	-184	-137	34,3	-5659	-5460	3,6
derechos de emisión	-1089	-1066	0,0	0	0	0,0	-1089	-1066	0,0
<b>Margen Bruto</b>	<b>7604</b>	<b>6683</b>	<b>13,8</b>	<b>3758</b>	<b>3738</b>	<b>0,5</b>	<b>11361</b>	<b>10421</b>	<b>9,0</b>
Ingresos accesorios	1294	941	37,5	251	260	-3,5	1545	1201	28,6
TREI	55	45	22,2	226	210	7,6	281	255	10,2
Gtos. Externos	-1673	-1591	5,2	-1257	-1238	1,5	-2930	-2829	3,6
Gtos. Personal	-923	-922	0,1	-1050	-1006	4,4	-1973	-1928	2,3
<b>EBITDA</b>	<b>6357</b>	<b>5156</b>	<b>23,3</b>	<b>1928</b>	<b>1964</b>	<b>-1,8</b>	<b>8284</b>	<b>7120</b>	<b>16,3</b>
Amortizaciones	-1735	-1537	12,9	-868	-828	4,8	-2603	-2365	10,1
<b>EBIT</b>	<b>4622</b>	<b>3619</b>	<b>27,7</b>	<b>1060</b>	<b>1136</b>	<b>-6,7</b>	<b>5681</b>	<b>4755</b>	<b>19,5</b>
Rdo. Financiero	-397	-543	-26,9	-366	-401	-8,7	-763	-944	-19,2
Rdo. Método participación	59	44	34,1	8	7	14,3	67	51	31,4
Rdo. Ventas de activos	19	4	375,0	352	122	188,5	371	126	194,4
<b>Rdo. Antes de impuestos</b>	<b>4303</b>	<b>3124</b>	<b>37,7</b>	<b>1054</b>	<b>864</b>	<b>22,0</b>	<b>5356</b>	<b>3988</b>	<b>34,3</b>
Impuesto sociedades	-1407	-953	47,6	-272	-279	-2,5	-1679	-1232	36,3
<b>Rdo. Ejercicio</b>	<b>2896</b>	<b>2171</b>	<b>33,4</b>	<b>782</b>	<b>585</b>	<b>33,7</b>	<b>3677</b>	<b>2756</b>	<b>33,4</b>

(\*) Incluye ajustes de consolidación.

Fuente: UNESA

## CUADRO 3.6.2.-RATIOS

Conceptos	2006 (p)			2005 (p)		
	Generación-Comercializ.	Distri-bución	Total Eléctrico	Generación-Comercializ.	Distri-bución	Total Eléctrico
Resultado neto de explotación (EBIT)						
después de impuestos/ventas (%)	19,9	19,9	21,5	17,0	19,9	19,4
Ventas/activos netos (veces)	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3
Rentabilidad del activo neto (R.O.A.) (%)	7,7	3,1	6,0	6,3	3,3	5,2
Rentab.sobre fondos propios (ROE: Rtado después imp./f. propios) (%)	22,5	11,9	18,9	17,7	10,3	15,4
Endeudamiento (%): Acreedores/Acreedores + Fondos Propios	65,9	71,2	67,9	67,3	73,2	69,4
Vida restante deuda (años): Deuda/Cash flow operativo (EBITDA)	3,9	8,4	5,0	4,9	7,9	5,7
Gastos financieros / Cifra de negocios (%)	2,2	9,1	3,8	3,4	10,2	5,3
Bº neto + Imp. sociedades + Gtos financieros/Gtos financieros (veces)	13,7	3,9	8,7	7,3	3,2	5,5

Fuente: UNESA.



## 4. SECTOR NUCLEAR

### 4.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2006 ha sido de 60.072 GWh, lo que ha supuesto una contribución del 19,9% al total de la producción nacional. En 2006 esta producción eléctrica ha aumentado un 4,3 % respecto al año anterior, a pesar de cese definitivo de explotación el 30 de abril de la central de José Cabrera. Este incremento ha sido debido a que en el año anterior las centrales nucleares de Vandellós II y de Cofrentes tuvieron sendas paradas prolongadas.

A 31 de diciembre de 2006, en España hay 8 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en 6 emplazamientos, con una potencia instalada de 7.716 MWe, lo que representa el 9,3% de la potencia total de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2006 ha sido de 60.126 GWh, lo que

**CUADRO 4.1.-Potencia eléctrica y producción de origen nuclear en 2006**

Central	Tipo	Año entrada en servicio (1.ª conexión)	Potencia Instalada (MWe)	Producción Bruta (GWh)
José Cabrera (1)	PWR	1968	-	417
Garroña	BWR	1971	466	3837
Almaraz I	PWR	1981	974	7446
Ascó I	PWR	1983	1028	7772
Almaraz II	PWR	1983	983	7493
Cofrentes	BWR	1984	1085	9219
Ascó II	PWR	1985	1027	8379
Vandellós II	PWR	1987	1087	7319
Trillo	PWR	1988	1066	8243
<b>TOTAL</b>			<b>7716</b>	<b>60126</b>

(1) fuera de servicio en abril de 2006

PWR= reactor de agua a presión

BWR= reactor de agua en ebullición.

Fuente: SGE.

ha supuesto una contribución del 19,8% al total de la producción nacional. En 2006 esta producción eléctrica ha aumentado un 4,5 % respecto al año anterior, a pesar de cese definitivo de explotación el 30 de abril de la central de José Cabrera. Este incremento ha sido debido a que en el año anterior las centrales nucleares de Vandellós II y de Cofrentes tuvieron sendas paradas prolongadas.

El Factor de carga (relación entre la energía eléctrica producida en un período de tiempo y la que se hubiera podido producir en ese mismo período funcionando a la potencia nominal) del parque nuclear español durante 2006 ha sido del 88,18%, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 89,06%.

### 4.2. PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2006, la fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., ha fabricado elementos combustibles, tanto para el mercado nacional (43 %), como para la exportación (57%). Durante dicho año se fabricaron 920 elementos, conteniendo 258,4 toneladas de uranio, de ellos, 440 corresponden al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 480 al BWR (reactor de agua en ebullición). De estos, para la exportación se han destinado 528 elementos combustibles, conteniendo 134,3 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 2006 ha gestionado y suministrado un total de 392 elementos combustibles, conteniendo 124,1 toneladas de uranio, de los cuales 200 elementos han sido del tipo PWR para las centrales de Almaraz I y II, Vandellós II y Ascó II, y 192 del tipo BWR para las centrales de Sta. M.ª de Garroña y Cofrentes.

Las cantidades contratadas por ENUSA en el año 2006 para las centrales nucleares españolas han



sido 2.045 toneladas de concentrados de uranio ( $U_3O_8$ ), 1.726 toneladas en servicios de conversión y 1.052.000 UTS (Unidades de Trabajo de Separación) en servicios de enriquecimiento.

En 2006 se completó el incremento de stock de reserva, que había sido establecido en la Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ITC/2821/2005. Este stock ahora está constituido por 721 toneladas de  $U_3O_8$  y 363.000 UTS.

### 4.3. SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

#### Combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares

El combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares a finales de 2006 se indica en el cuadro 4.2.

#### Residuos radiactivos de baja y media actividad

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 2006 ha recepcionado 193 expediciones, habiéndose almacenado en las estructuras (28 celdas de almacenamiento) 148 contenedores de hormigón (cada uno de 11,14 m<sup>3</sup>). A 31 de diciembre de 2006 estaban almacenados un total de 4.750 contenedores y la ocupación de las estructuras era del 54,8 %.

### 4.4. INDUSTRIA DE FABRICACIÓN DE EQUIPOS

En 2006 se encontraban en proceso de fabricación en la planta de fabricación de equipos y componen-

tes que la empresa Equipos Nucleares, S.A. (ENSA) tiene en Maliaño (Cantabria), cuatro contenedores del modelo ENSA-DPT que se utiliza en el almacén temporal individualizado (ATI) de C.N. Trillo, cuya entrega está prevista en 2007. Asimismo y destinados al ATI de C.N. José Cabrera, a finales de ese año se había completado la fabricación de la parte metálica de ocho de los módulos de almacenamiento de acero y hormigón denominados HI-STORM; se estaban fabricando ocho cápsulas de confinamiento de acero inoxidable denominadas MPC y estaba próximo a su terminación el contenedor de transferencia de acero al carbono y plomo denominado HI-TRAC.

Por lo que respecta a las actuaciones en el ámbito internacional de la empresa ENSA en 2006, cabe destacar la entrega de cuatro generadores de vapor y una tapa del reactor para la C. N. Comanche Peak (EE.UU.); la obtención de pedidos relativos a la participación en el diseño (barrera de presión y suministro de las vasijas de componentes principales, como la vasija del reactor, vasijas de precalentadores y compresores y tubería principal) de PBMR (Pebble Bed Modular Reactor – sistema de reactor de 4.<sup>a</sup> generación liderado por Sudáfrica), pedidos de suministro de bastidores a para la C.N. de Ling-Ao (China) y acuerdos de colaboración y desarrollo tecnológico para contenedores, bastidores e internos del reactor con Xian y para generadores de vapor con SBW, ambas en China.

### 4.5. EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS

#### 4.5.1. Parque nuclear

##### *Cese de explotación de C.N. José Cabrera*

El 30 de abril cesó definitivamente la explotación de la central nuclear José Cabrera, de acuerdo con la Orden del Ministerio de Economía de 14 de octubre de 2002, mediante la que se le concedió la última autorización de explotación hasta la citada fecha. Mediante Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de 20 de abril de 2006 se declara el cese definitivo de la explotación de la central y se establecen las condiciones a las que deben ajustarse las actividades a realizar en la instalación hasta la autorización de desmantelamiento.

Está previsto que el combustible gastado de esta central nuclear se retire de las piscinas a un almacén temporal individualizado (ATI), a construir en la instalación. La ejecución y montaje de esta instalación fue concedida mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 15 de diciembre de 2006, previo informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear y Declaración de

CUADRO 4.2.

Unidad	Uranio almacenado a 31-12-06 (Kg)
José Cabrera	95.750
Sta. M. <sup>a</sup> de Garoña	295.031
Almaraz I	471.117
Almaraz II	439.549
Ascó I	416.381
Ascó II	379.678
Cofrentes	508.401
Vandellós II	332.092
Trillo	285.077 + 112.332 (ATI)

Impacto Ambiental formulada por Resolución de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático del Ministerio de Medio Ambiente de 31 de octubre de 2006.

Este sistema de almacenamiento temporal está constituido por una losa de hormigón armado y los siguientes equipos principales:

- 12 módulos de almacenamiento de acero y hormigón denominados HI-STORM.
- 12 cápsulas de confinamiento de acero inoxidable denominadas MPC.
- 1 contenedor de transferencia de acero al carbono y plomo denominado HI-TRAC.

#### *Solicitud de prórroga de la autorización de explotación de C.N. Sta. M.<sup>a</sup> de Garoña*

Esta central funciona de acuerdo con una autorización de explotación concedida, previo informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear, por una Orden del Ministerio de Industria y Energía de 5 de julio de 1999 en la que se establece que su período de validez será de diez años y, caso de ser necesaria una nueva autorización, el titular podrá solicitarla por un período no superior a diez años, con un mínimo de tres años de antelación a su expiración.

En cumplimiento de lo anterior, el 3 de julio de 2006 la empresa Nuclenor presentó al MITYC una solicitud de prórroga de la autorización de explotación por un período de diez años. El MITYC ha solicitado al Consejo de Seguridad Nuclear su informe preceptivo y vinculante (si es negativo y en cuanto a las condiciones que establezca, caso de ser positivo), en relación con la esta solicitud.

#### *Centrales nucleares definitivamente paralizadas*

Por lo que se refiere a las centrales nucleares definitivamente paralizadas por la Ley 40/1994, de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional, cuyo proceso de desinversión de equipos y componentes fue concluido en 2005, a 31 de diciembre de 2006 el importe pendiente de compensación al «Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear» se elevaba a 512,85 M ; de los que 267,23 M correspondían a C.N. Lemóniz, 237,88 M a C.N. Valdecaballeros y 7,74 M a C.N. Trillo II.

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

El 14 de febrero de 2006 la Dirección General de Política Energética y Minas, con el informe previo del Consejo de Seguridad Nuclear y la correspondiente

Declaración de Impacto Ambiental por parte del Ministerio de Medio Ambiente, autorizó a ENRESA a llevar a cabo una modificación de El Cabril para la construcción de 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 procedentes del desmantelamiento de instalaciones nucleares o los resultantes de eventuales fusiones accidentales de fuentes radiactivas mezcladas en la chatarra que algunas acerías utilizan en su proceso productivo.

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 m<sup>3</sup>. Las obras para la construcción de estas celdas comenzaron en marzo alcanzando a finales de 2006 un grado de avance del 54%, estando prevista su conclusión en agosto 2007.

#### **4.5.3. Desmantelamiento de instalaciones**

##### *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 de 2005, se autorizó 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).

Durante 2006 se han llevado a cabo actividades preparatorias, tales como el acondicionamiento de zonas, adecuación y equipamiento de sistemas e instalaciones auxiliares, caracterización adicional de las instalaciones afectadas por el desmantelamiento e inicio de algunos de los trabajos de desmantelamiento.

##### *Planta «Elefante» de producción de concentrados de uranio*

Una vez finalizado el proyecto de desmantelamiento de esta Planta, situada en Saelves el Chico (Salamanca), en enero de 2006 se inició el Programa de Vigilancia y Control de periodo de cumplimiento. Dentro de este Programa, a 31 de diciembre de 2006

se han realizado cuatro inspecciones sin que se haya producido ninguna incidencia.

*Planta «Quercus» de producción 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 2006, ante el auge que ha experimentado el mercado de concentrados de uranio, ENUSA ha transmitido al MITYC y al CSN la posibilidad de retomar la actividad minera y su intención mantener la Planta Quercus en «stand-by» y retrasar su desmantelamiento hasta que se tome una decisión definitiva.

#### 4.6. NORMATIVA NACIONAL Y DE LA UE APROBADA EN EL AÑO Y EN ELABORACIÓN

##### Normativa nacional aprobada

- *Real Decreto 229/2006, de 24 de febrero, sobre el control de fuentes radiactivas encapsuladas de alta actividad y fuentes huérfanas (BOE 28-2-06)*

Mediante este R.D. se realiza la transposición a la normativa española de la Directiva 2003/122/EURATOM, del Consejo, de 22 de diciembre de 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, por un lado, de conseguir 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, de hacer frente a los riesgos que plantea la existencia de fuentes huérfanas.

Las obligaciones derivadas de este R.D. 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 R.D. 783/2001, que trasponen a su vez la Directiva 96/29/EURATOM, del Consejo, de 13 de mayo de 1996, 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.

Como cuestiones más destacables en este R.D. cabe citar:

- Establece la creación en el Consejo de Seguridad Nuclear de un inventario de ámbito nacional de poseedores de fuentes radiactivas de alta actividad.
  - A su vez el poseedor de este tipo de fuentes ha de llevar una hoja de inventario de cada una de ellas, en la que consten todos los datos relativos a su identificación, y a las transferencias y revisiones de las que ha sido objeto. Una copia de esta hoja se remitirá al CSN y al MITYC o, en su caso, al CSN y al órgano competente de la Comunidad Autónoma.
  - Todas las fuentes de este tipo, así como sus contenedores deberán llevar un número de identificación.
  - Todo poseedor de este tipo de fuentes ha de establecer una garantía financiera para hacer frente a la gestión segura de cada una de las fuentes bajo su responsabilidad cuando éstas se conviertan en fuentes en desuso, incluso en caso de insolvencia o de cese de actividad.
  - Se establece la obligación para los titulares de las fuentes de que, entre la documentación a presentar en la solicitud de instalación radiactiva, éstos han de presentar información detallada sobre las medidas de seguridad física previstas para prevenir, asegurar la pronta detección y evitar situaciones de pérdida, sustracción y utilización o traslado no autorizados de las fuentes.
  - Se establecen las garantías financieras necesarias para hacer frente a la retirada de fuentes huérfanas y a los incidentes que cualquier fuente de este tipo pueda provocar.
  - Por lo que respecta al control de las fuentes huérfanas, se contempla la existencia de acuerdos relativos a la vigilancia, control y procedimientos de actuación en las instalaciones en las que puedan encontrarse este tipo de fuentes.
- *Real Decreto 775/2006, de 23 de junio, por el que se crea la Comisión interministerial para el estable-*

*cimiento de los criterios que deberá cumplir el emplazamiento del almacén temporal centralizado de combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad, y de su centro tecnológico asociado (BOE 5-7-06)*

El 27 de abril de 2006 la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de los Diputados aprobó una Proposición no de Ley relativa a la creación de una Comisión Interministerial encargada de establecer los criterios que deberá cumplir el emplazamiento del almacén temporal centralizado de combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad, y de su centro tecnológico asociado.

En cumplimiento de esta Proposición no de Ley, mediante este R.D. se crea la Comisión Interministerial para el establecimiento de los criterios que deberá cumplir el emplazamiento del almacén temporal centralizado de combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad, y de su centro tecnológico asociado, que esta integrada por representantes de los Ministerios de Industria, Turismo y Comercio, Medio Ambiente, Economía y Hacienda, Educación y Ciencia, Sanidad y Consumo, Administraciones Públicas y Gabinete del Presidente del Gobierno.

Esta Comisión Interministerial, que fue constituida el 7 de julio de 2006 y está presidida por el Secretario General de Energía, tiene las funciones de:

- Establecer las condiciones técnicas, ambientales y socioeconómicas que han de reunir los emplazamientos potencialmente candidatos para albergar el ATC.
- Establecer e impulsar los procesos de información y participación pública.
- Desarrollar el procedimiento por el que los municipios interesados puedan optar a ser candidatos para el emplazamiento.
- Elaborar, para su elevación al Gobierno, una propuesta de emplazamientos candidatos, seleccionados entre los municipios interesados, en base a las evaluaciones técnicas realizadas sobre su idoneidad y teniendo en cuenta las propuestas que, en su caso, formulen las comunidades autónomas afectadas.

#### **Normativa nacional en elaboración**

- *Revisión del Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas*

El objeto de esta revisión es incorporar al Reglamento vigente (aprobado por R.D. 1836/1999) la

experiencia adquirida desde su entrada en vigor, en relación, entre otros aspectos, con la necesidad de incidir sobre el ejercicio efectivo de la denominada «cultura de seguridad», la coordinación entre el CSN y otras Administraciones al objeto de intercambiar información en el caso de que se vaya a autorizar la implantación al lado de una central nuclear de otra instalación industrial que pueda repercutir en la seguridad de la central, la clarificación en supuestos de suspensión o revocación de autorizaciones, la planificación de la seguridad física, o el control de áreas contaminadas.

El proyecto se ha sometido al trámite de audiencia a los sectores y entidades interesadas y, de acuerdo con lo previsto en el artículo 33 del Tratado EURATOM, se ha enviado para comentarios a la Comisión Europea, que lo ha informado favorablemente. En la actualidad se están analizando los comentarios recibidos en el trámite de audiencia.

- *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 (OIEA), de Naciones Unidas (Convenio de Viena) y de la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE (NEA-OCDE) (Convenio de París de 1960, complementado por el Convenio de Bruselas de 1963). Con la excepción de pocos Estados industrializados, la comunidad internacional se ha adherido en su mayoría a uno de los sistemas establecidos por el OIEA o la NEA. España participa en el sistema de la NEA y ha suscrito las recientes reformas de los Convenios de París y Bruselas.

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.

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 está regulada 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 proyecto de Ley con el objeto de implementar esta modificación de los Convenios de París y de Bruselas, en el que, ante los problemas de cobertura de ciertos conceptos en el mercado asegurador privado, se ha optado por dos sistemas de garantía financiera: uno de ellos es la póliza de seguro hasta donde pueda llegar el mercado de seguros, y el otro sistema, que sería complementaria, consistiría en la garantía de cobertura otorgada por el fondo de liquidaciones del sistema eléctrico, previo pago de una prima. Asimismo, se ha mantenido la responsabilidad de los titulares de instalaciones radiactivas, contemplada en la legislación española vigente, y la posibilidad de cubrir esta responsabilidad por diferentes formas de garantías financieras, según los daños sean a personas y bienes, o lo sean al medio ambiente.

Teniendo en cuenta que la entrada en vigor de los Protocolos de enmienda de los Convenios de París y Bruselas podría retrasarse como consecuencia de la obligación impuesta en una Decisión del Consejo de la UE de que el depósito de los instrumentos de ratificación se realice conjuntamente por todos los Estados de la UE que son Parte del Convenio de París, se ha propuesto una modificación en el actual régimen de responsabilidad civil por daños nucleares que se establece en la Ley 25/1964, de Energía Nuclear, que tendrá vigencia hasta completarse la tramitación del citado proyecto de Ley. Esta propuesta se está trami-

tando en el contexto de la revisión de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico.

- *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 dicha 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, a iniciativa del MITYC, al ser éste el Ministerio al que ha sido adscrita dicha entidad a través de la Secretaría General de Energía, y a propuesta conjunta de los Ministerios de Economía y Hacienda, y de Administraciones Públicas.

En este 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.

- *Real Decreto sobre protección física de las instalaciones y los materiales nucleares*

La vigente Convención sobre la Protección Física de los Materiales Nucleares (CPFMN), hecha en Viena y Nueva York el 3 de marzo de 1980, fue firmada por España el 7 de abril de 1986 y ratificada el 6 de octubre de 1991. En el mes de julio de 2005 tuvo lugar una Conferencia Diplomática en Viena, en la que los Estados Parte llegaron a un consenso sobre el texto de la enmienda de la Convención, que fue aprobado el 8 de julio de 2005.

Los motivos principales que llevaron a los Estados a modificar esta Convención fueron: la preocupación por el incremento del terrorismo internacional, el deseo de evitar los peligros que podrían

plantear el tráfico, la apropiación y el uso ilícito de materiales nucleares y el sabotaje de materiales nucleares e instalaciones nucleares. Por ello y teniendo en cuenta que la protección física contra tales actos ha pasado a ser objeto de una mayor preocupación nacional e internacional, se llevó a cabo esta modificación, que implica el reforzamiento de las medidas de protección física de los materiales a instalaciones nucleares, y de la cooperación internacional en este sentido.

Debido a la aprobación de estas modificaciones, se ha considerado necesario actualizar el Real Decreto 158/1995, de 3 de febrero, sobre protección física de los materiales nucleares, por lo que se ha creado a tal efecto un grupo de trabajo en el que, además del MITYC, que lo promueve, están representados el Consejo de Seguridad Nuclear, Presidencia del Gobierno y los Ministerios de Interior, Defensa y Asuntos Exteriores.

- *Modificación del Real Decreto 2088/1994, sobre vigilancia y control de los traslados de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado*

La necesidad de modificar el R.D. 2088/1994, que transponía a la normativa española 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, se deriva de la aprobación de la Directiva 2006/117/EURATOM, relativa a la vigilancia y al control de los traslados de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado, que sustituye a la Directiva anterior (ver dentro del apartado relativo a la normativa comunitaria aprobada, el correspondiente a esta nueva Directiva).

#### **Normativa comunitaria aprobada**

- *Directiva 2006/117/EURATOM, del Consejo, de 20 de noviembre de 2006, relativa a la vigilancia y al control de los traslados de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado*

Mediante esta nueva Directiva se revisa 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, cuya transposición a la normativa española está recogida en el R.D. 2088/1994.

La aplicación práctica de la Directiva 92/3/EURATOM ha puesto de manifiesto determinadas lagunas que justifican la necesidad de proponer un nuevo texto, aunque sin modificar de manera sustantiva la vigente actualmente. Con esta nueva

Directiva se persigue, fundamentalmente, la coherencia con otros textos recientes adoptados, tales como la Directiva 2003/122/EURATOM, sobre control de fuentes selladas de alta actividad, así como con algunas obligaciones derivadas de Tratados internacionales, relativos a la gestión del espacio aéreo o al transporte por vía marítima y, especialmente, en relación con la incorporación de EURATOM como Parte de la Convención conjunta sobre seguridad en la gestión del combustible gastado y sobre seguridad en la gestión de residuos radiactivos. Asimismo, se pretende clarificar los procedimientos a seguir.

Posiblemente, el aspecto más novedoso de esta nueva Directiva sea la ampliación de su campo de aplicación, al incluirse también de las transferencias de combustible gastado, dado que, en el caso de que fuera destinado al reprocesamiento, dicho combustible gastado no se incluía en la Directiva 92/3, no existiendo, desde la perspectiva de la protección radiológica, justificación alguna para esta exclusión.

Esta Directiva fue publicada en el Diario Oficial de la UE el 5 de diciembre de 2006 y el plazo para su transposición al derecho interno concluye el 25 de diciembre de 2008.

- *Reglamento (EURATOM) N.º 300/2007, por el que se establece un Instrumento de cooperación 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 concluyó 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.

El importe de referencia financiera para la aplicación de este Reglamento durante el período 2007-2013 será de 524 M €, y, antes de la finalización de este período, la Comisión deberá proponer las reformas legislativas necesarias del instrumento.

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.

A diferencia del programa TACIS, dirigido exclusivamente a los nuevos Estados independiente de la antigua esfera soviética, el nuevo instrumento tiene un ámbito de aplicación geográfica universal. A lo largo del 2007 la Comisión deberá solicitar a los Estados miembros el nombramiento de expertos para la aprobación del programa indicativo 2007 a 2009 y el programa de trabajo del 2007.

- *Decisión de la Comisión, de 28 de agosto 2006, relativa a la celebración de un Acuerdo de Cooperación entre el Gobierno de Japón y la Comunidad Europea de la Energía Atómica en el ámbito de las aplicaciones pacíficas 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 referendum 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, fue necesario

introducir ciertas modificaciones a lo largo de 2005. Una vez superadas las dificultades existentes, en febrero de 2006 se aprobó la Decisión del Consejo autorizando la firma del acuerdo y la parte japonesa inició sus trámites de ratificación, cuya conclusión se notificó en septiembre de 2006, estándose a la espera de su entrada en vigor dentro del 2007.

- *Decisión del Consejo, de 18 de diciembre de 2006, relativa al Séptimo Programa Marco de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM), de acciones de investigación y formación en materia nuclear (2007 a 2011)*

Este 7.º Programa Marco de EURATOM comprende actividades comunitarias de investigación, desarrollo tecnológico, cooperación internacional, difusión y explotación, así como de formación en los siguientes campos, con las asignaciones que se indican:

Este PM se articula en dos grandes apartados: por una parte, las acciones «indirectas» sobre la investigación de la energía de fusión, y sobre la fisión nuclear y la protección contra las radiaciones, y, por otra, las actividades de investigación «directas» del CCI.

Por lo que respecta a la investigación sobre la energía de fusión, el objetivo de este PM es el de desarrollar la base de conocimientos que permita la creación de reactores prototipo para centrales eléctricas que sean seguros, sostenibles, respetuosos del medio ambiente y económicamente viables, y construir el ITER como paso fundamental hacia ese objetivo.

A largo plazo, el objetivo de la investigación europea sobre fusión nuclear es la creación conjunta, dentro de aproximadamente treinta o treinta y cinco años y sujeto al proyecto tecnológico y científico, de reactores prototipo para centrales eléctricas que cumplan estos requisitos y sean económicamente viables. La estrate-

**CUADRO 4.3.**

	M €
Investigación sobre la energía de fusión	1.947
Fisión nuclear y protección contra las radiaciones	287
Actividades nucleares del Centro Común de Investigación (CCI)	517
<b>TOTAL</b>	<b>2.751</b>

gia para alcanzar este objetivo a largo plazo implica, como primera prioridad, la construcción del ITER, seguida de la construcción de la DEMO, una central eléctrica de fusión con fines de demostración.

Con este fin, se contemplan las siguientes actividades: 1) Creación del ITER como infraestructura de investigación internacional (preparación del emplazamiento, establecimiento de la Organización ITER y la Empresa Común Europea para el ITER); 2) I+D para preparar el funcionamiento del ITER (física y tecnología que explotará las instalaciones y recursos pertinentes como el JET y otros aparatos de confinamiento magnético ya existentes o en construcción, como Tokamaks, Stellarators, etc.); 3) Actividades tecnológicas para preparar la DEMO (desarrollo de los materiales de fusión y las tecnologías clave en este campo, que prepare la construcción de la Instalación Internacional de Irradiación de Materiales (International Fusion Materials Irradiation Facility, IFMIF), y sobre los aspectos de seguridad, medioambientales y socioeconómicos de la energía de fusión); 4) Actividades de I+D a más largo plazo; 5) Recursos humanos, educación y formación; 6) Infraestructuras; y 7) Procesos de transferencia de tecnología.

Por lo que se refiere a la fisión nuclear y la protección radiológica contra las radiaciones, el objetivo es establecer una base científica y técnica sólida a fin de acelerar la evolución técnica en lo relativo a una gestión más segura de los residuos nucleares de larga duración, mejorando, en particular, la seguridad, la eficiencia en el consumo de recursos y la relación coste/eficacia, de la energía nuclear, y asegurando un sistema sólido y socialmente aceptable de protección de las personas y el medio ambiente contra los efectos de las radiaciones ionizantes.

En este ámbito se contemplan las siguientes actividades: 1) Gestión de residuos radiactivos (actividades orientadas a la aplicación práctica sobre todos los aspectos clave restantes del almacenamiento geológico profundo del combustible gastado y los residuos radiactivos de larga duración, apoyo a la elaboración de una estrategia común europea sobre los principales problemas de la gestión y el almacenamiento de residuos, investigación sobre la separación y la transmutación y/o otros conceptos destinados a reducir la cantidad de los residuos que deben evacuarse o el riesgo que suponen); 2) Sistemas de reactores (apoyo a la seguridad del funcionamiento los tipos de reactores actuales, que sirva para evaluar los aspectos relacionados con el potencial, la seguridad y la gestión de residuos de los futuros sistemas de reactores a corto y medio plazo); 3) Protección

contra las radiaciones (usos médicos y, en particular, riesgos de las dosis bajas, gestión de accidentes, reducción del impacto del terrorismo nuclear y radiológico, y el desvío de materiales nucleares); 4) Infraestructuras; 5) Recursos humanos, movilidad y formación.

En lo que respecta a las actividades nucleares del CCI, su objetivo es prestar un apoyo científico y técnico impulsado por los clientes al proceso de elaboración de las políticas comunitarias, apoyando la aplicación y el control de las actuales políticas y respondiendo a las nuevas necesidades de manera flexible. Con este fin las actividades del CCI se centrarán en: 1) Gestión de residuos nucleares e impacto medioambiental; 2) Seguridad operacional nuclear (investigación sobre los nuevos ciclos del combustible, así como sobre nuevos diseños de reactores, aportación europea a la iniciativa «Foro Internacional de la Generación IV»; 3) Salvaguardias nucleares (apoyo al cumplimiento de los compromisos comunitarios, aplicación del protocolo adicional y las salvaguardias integradas, prevención del desvío de materiales nucleares y radiactivos en relación con el tráfico ilícito de estos materiales).

Posteriormente, mediante Decisión del Consejo de 19 de diciembre de 2006, fue aprobado el Programa Específico por el que se ejecuta el Séptimo Programa Marco de EURATOM de acciones de investigación y formación en materia nuclear (2007-2011), en el que se especifican los objetivos y las líneas maestras de las actividades que se contemplan en el PM.

En él se establece que la Comisión elaborará un Programa de Trabajo para la ejecución del Programa Específico en el que se precisarán más detalladamente los objetivos y prioridades científicas y tecnológicas, los regímenes de financiación que debe utilizarse para el tema respecto al cual se solicitan propuestas, y el calendario de ejecución. Asimismo, este Programa de Trabajo especificará los criterios para evaluar las propuestas de acciones indirectas dentro de los regímenes de financiación y para seleccionar los proyectos.

#### **Normativa comunitaria en elaboración**

- *Plan de Acción en seguridad nuclear y gestión de residuos*

A finales de 2002 la Comisión presentó dos propuestas de directivas, dentro de lo que se conoció como «paquete nuclear»; la primera era una propuesta de Directiva por la que se establecen obligaciones básicas y principios generales en materia de seguridad de las instalaciones nucleares, y



la segunda una propuesta de 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 que 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 fueron objeto de los trabajos del Grupo de Cuestiones Atómicas a lo largo de 2003 y 2004, no siendo posible alcanzar un apoyo suficiente como para su aprobación.

Alternativamente a la propuesta de la Comisión, un grupo de Estados miembros propuso que el Consejo aprobase un documento de Conclusiones sobre este asunto. En dicho informe, que fue aprobado por el Consejo en junio de 2004, se estableció 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 ha extendido a lo largo del 2005 y 2006. El Comité de Representantes Permanentes tomó nota del informe elaborado por el Grupo de Cuestiones Atómicas el 20 de diciembre de 2006, en el que se hace un análisis del estado de la cuestión y se proponen una serie de líneas de actuación prioritaria en los diferentes ámbitos, para lo cual se recomienda que se constituya un grupo de alto nivel de representantes de las instituciones nacionales con competencias en las diferentes materias.

El Consejo ha apoyado la iniciativa de que se constituya el citado grupo de alto nivel y la Presidencia alemana ha retomado el expediente con miras a la elaboración de un Proyecto de Conclusiones del Consejo que contempla su establecimiento, así como una relación de los asuntos prio-

ritarios que debe tratar este grupo, que se establecería bajo el control institucional de la Comisión, aunque reportando al Consejo, que queda facultado para modificar los objetivos del Proyecto de Conclusiones. Se estima que el Proyecto de Conclusiones podría concluirse dentro del primer semestre del 2007.

- *Decisión del Consejo autorizando a la adhesión a una enmienda de la Convención de Protección Física de los Materiales y las Instalaciones Nucleares.*

En julio de 2005 quedó aprobada una enmienda de la Convención de Protección Física de los Materiales y las Instalaciones Nucleares, quedando abierta a su ratificación por las Partes, incluyendo EURATOM, que también es Parte de la Convención vigente. En el acto de la firma, la Presidencia de turno de la UE hizo una declaración instando a las Partes a una pronta ratificación de la enmienda para que las nuevas medidas reforzadas de protección física fuesen una realidad en el plazo más corto posible.

En septiembre del 2006 la Comisión planteó una propuesta de Decisión del Consejo para aprobar la adhesión de EURATOM a la citada enmienda de la CPFMN. El expediente se sigue desde entonces en el Grupo de Cuestiones Atómicas y su conclusión se está alargando más de lo previsto al haberse planteado un conflicto en cuanto a la interpretación que hace la Comisión de que existen competencias comunitarias en relación con la aplicación de las medidas establecidas en el artículo 7 de la Convención enmendada, relativas a la imposición de penas. Esta circunstancia está retrasando la conclusión del expediente que, en todo caso, cabría esperar que sucediera dentro del 2007.

- *Documento de trabajo de la Comisión estableciendo un nuevo marco para la aplicación de las salvaguardias nucleares de EURATOM*

En septiembre de 2004 la Comisión publicó una Comunicación anunciando su intención de llevar a cabo una reforma en profundidad del régimen de salvaguardias de EURATOM a aplicarse a partir del 1 de enero de 2005. Los Estados miembros no aceptaron esta decisión unilateral y, en el seno del Grupo de Cuestiones Atómicas, elaboraron un informe a lo largo del 2005 sobre objetivos, fines y aplicación de una reforma alternativa a la planteada por la Comisión. Este informe fue finalmente aceptado por la Comisión como referencia para desarrollar la reforma. Durante 2006 se ha discutido el informe elaborado por los Estados miem-

bros con la participación de un grupo de expertos en salvaguardias, llegándose a un entendimiento final en diciembre de 2006, estando previsto que la Comisión haga público en breve plazo un documento de trabajo conteniendo las líneas directrices de la reforma que se remitirá al Comité de Representantes Permanentes. Seguidamente, se convocará el Grupo de Enlace de Alto Nivel OIEA/EURATOM con miras a modificar el vigente acuerdo de partenariado para la aplicación de las salvaguardias del OIEA dentro de la UE sobre la base del marco acordado para las salvaguardias de EURATOM.

En conexión con esta reforma de salvaguardias de EURATOM, a finales de 2006 se acordó por parte de España con la Comisión y el OIEA el desarrollo de programa piloto de inspecciones de salvaguardias para la Fábrica de elementos combustibles de Juzbado. Este Programa, que tendrá una duración de seis meses, se basa en la realización de inspecciones aleatorias y con preaviso corto, y es una iniciativa pionera que servirá, tanto de modelo para reformar los procedimientos de salvaguardias de otras fábricas de combustible dentro de la UE, como de referencia útil para otro tipo de instalaciones nucleares.

- *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 la Comisión 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 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 de negociación, modificaron de manera significativa algunos aspectos del texto del acuerdo. Una vez introducidos los cambios en el texto, se dio traslado a la parte china a mediados de 2005, sin que se hayan producido avances significativos a lo largo del 2006. Es de esperar que el acuerdo, incluyendo las modificaciones de última hora, se concluya en 2007.

#### 4.7. 6.º PLAN GENERAL DE RESIDUOS RADIATIVOS

La política en materia de gestión de los residuos radiactivos y desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares y radiactivas la establece el Gobierno mediante la aprobación del Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), que le es elevado por el MITYC y del que, posteriormente, se da cuenta a las Cortes Generales.

En este Plan se recogen las estrategias y actuaciones a llevar a cabo en España en los distintos campos de la gestión de los residuos radiactivos y desmantelamiento de instalaciones, junto con el correspondiente estudio económico-financiero. Asimismo, en él se presentan los principales datos relacionados con la generación de residuos radiactivos, programas de retirada, capacidad de las instalaciones, costes e ingresos, etc.

El 6.º PGRR que, basado en la propuesta presentada por ENRESA, fue aprobado por el Gobierno el 23 de junio de 2006, supone una revisión del 5.º PGRR, aprobado el 31 de julio de 1999, en la que se ha tenido en cuenta la propia experiencia española y la evolución y tendencias de las actuaciones de otros países en esta materia.

En este 6.º PGRR cabe destacar como más significativo:

- La constatación de que a lo largo de las dos últimas décadas se ha ido definiendo y conformando un sistema nacional dotado de una infraestructura significativa desde el punto de vista administrativo, técnico y económico-financiero, para llevar a cabo todas las actuaciones necesarias en los distintos campos de la gestión de los residuos radiactivos y clausura de instalaciones.
- Los orígenes de los residuos que se producen actualmente, así como los que potencialmente podrían generarse en el futuro, son los siguientes:
  - Operación y desmantelamiento de las centrales nucleares.
  - Operación y desmantelamiento de la Fábrica de elementos combustibles de Juzbado (Salamanca).
  - Residuos generados en el Programa Integrado para la Mejora de las Instalaciones del CIEMAT (PIMIC).
  - Aplicación de los radioisótopos a la medicina, industria, agricultura e investigación.

- Incidentes ocasionales, por ejemplo, en el reciclado de materiales metálicos.
  - Operación de las propias instalaciones de almacenamiento.
  - Reprocesado en el extranjero del combustible gastado procedente de centrales nucleares españolas.
- Las estimaciones de residuos radiactivos a gestionar son de 12.800 m<sup>3</sup> de combustible gastado y residuos de alta actividad y de 176.300 m<sup>3</sup> de residuos de media y baja actividad.
- El coste total previsto es de 13.023 M 2006.
- Por lo que se refiere al combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos de alta actividad, se establece como prioridad la construcción de un Almacén Temporal Centralizado (ATC), posponiéndose las decisiones relativas a su gestión definitiva.
- Se pone de manifiesto la necesidad de mantener un seguimiento continuo de las actividades en materia de gestión de residuos radiactivos llevadas a cabo en el seno de las organizaciones internacionales especializadas, tanto en lo que se refiere a posibles desarrollos normativos, como a proyectos de I+D.
- Por último, se resalta la importancia de la comunicación y de la participación de la sociedad en este campo, respecto a la toma de decisiones para la implantación de las soluciones necesarias.

#### 4.8. «MESA DE DIÁLOGO SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA»

Esta Mesa de diálogo fue convocada respondiendo a uno de los acuerdos del Pleno del Congreso de los Diputados con motivo del debate sobre el estado de la Nación que tuvo lugar en mayo de 2005, en el que el Presidente del Gobierno se comprometió a su puesta en marcha.

En cumplimiento de este compromiso, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio se encargó de su constitución y celebración, teniendo lugar la primera reunión el 29 de noviembre de 2005 y la última el 17 de mayo de 2006.

Su objetivo era el intercambiar puntos de vista sobre las múltiples cuestiones vinculadas al futuro de la energía nuclear en España, por lo que, teniendo en

cuenta que en las cuestiones relacionadas con el ámbito energético y particularmente con la energía nuclear inciden no sólo factores técnicos, económicos o medioambientales, sino también socio-políticos, en su composición (46 participantes) se trató de contar con la participación de representantes de los diversos ámbitos políticos, institucionales sociales, medioambientales, industriales y científicos, que pudieran contribuir con sus aportaciones a la consecución de dicho objetivo.

Las cuestiones objeto de análisis se agruparon en cuatro grandes áreas temáticas:

- 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.

Estas áreas temáticas fueron tratadas en siete sesiones, en las que se produjeron interesantes debates basados en las valiosas aportaciones de los participantes. En base a estos debates, en la sesión de clausura la Presidencia de la Mesa presentó una serie de conclusiones sobre lo tratado.

Por lo que se refiere a las tres primeras áreas temáticas, con algunas discrepancias derivadas de la composición plural de la Mesa, se han obtenido algunas conclusiones básicas que pueden servir de soporte para la definición de líneas generales de actuación y que requieren la adopción de decisiones a corto plazo.

En cuanto a la cuarta área temática, relativa a la cobertura de la demanda energética en España y la energía nuclear —que afecta a cuestiones no tan inmediatas como las anteriores y que requieren un enfoque de carácter global—, se ha podido constatar la importancia y complejidad de los problemas que hay que afrontar para satisfacer las necesidades energéticas futuras de forma sostenible, así como la necesidad de seguir analizando y debatiendo sobre las posibles estrategias para alcanzar soluciones equilibradas y eficientes en relación con la política energética.

Concretamente, por lo que se refiere a la primera área temática, es decir, la «Estrategia para la gestión de los residuos radiactivos de alta actividad», una de las conclusiones alcanzadas es que, con independencia de cual sea el futuro de la energía nuclear en nuestro país, es imprescindible contar con las capacidades necesarias para gestionar el combustible

gastado y los residuos radiactivos de alta actividad procedentes del parque nuclear español.

De esta forma, la opción de un Almacén Temporal Centralizado, sobre la que existe amplia experiencia de operación en otros países, se considera mayoritariamente la más adecuada para atender a las necesidades de gestión temporal del combustible gastado y residuos radiactivos de alta actividad en nuestro país. Además, ello proporciona un amplio margen de tiempo para adoptar las decisiones en relación con la gestión final, cuando corresponda.

La construcción de este Almacén Temporal Centralizado es la estrategia básica que se contempla en el 6.º Plan General de Residuos Radiactivos aprobado por el Gobierno el 23 de junio de 2006, al que se hace referencia en otro apartado de este informe.

En cuanto a la segunda área temática, es decir, la relativa a la «Información a la sociedad y su participación en los mecanismos de toma de decisiones», se señala que el creciente nivel de concienciación de la sociedad en torno a las cuestiones medioambientales hace que los aspectos relacionados con la información y la participación del público en la toma de decisiones resulten de gran importancia, lo que aconseja intensificar los esfuerzos por proporcionar una información objetiva acerca de los temas energéticos y, específicamente, sobre la energía nuclear.

La participación de los agentes sociales debe considerarse parte integral del proceso de toma de decisiones en todas aquellas cuestiones nucleares que sean socialmente sensibles y se debe facilitar su ejercicio efectivo mediante la aplicación de la normativa genérica y, en su caso, el desarrollo de procedimientos específicos adecuados.

Por lo que respecta a la tercera área temática, referida al «Régimen normativo aplicable al ámbito nuclear», se pone de manifiesto que España cuenta con un marco legislativo en materia nuclear que se asienta en los principios fundamentales reconocidos internacionalmente. No obstante, resulta aconsejable la revisión o desarrollo de algunos de los instrumentos legales para adaptarlos a las circunstancias actuales o completar dicho marco.

Si bien la vigente Ley de energía nuclear, que data del año 1964, se ha ido modificando en distintas ocasiones al objeto de atender necesidades que se han planteado, conviene, no obstante, abordar una revisión más amplia que tenga en cuenta, entre otros aspectos, el actual marco institucional, la eliminación del carácter promocional de la energía nuclear, la incorporación de los compromisos más recientes derivados de los Tratados y Convenios internacionales, el desarrollo de criterios de seguridad en mate-

ria de gestión de residuos radiactivos y desmantelamiento de instalaciones, y la actualización del régimen sancionador.

Por último, en relación con la cuarta área temática, referida a la «Cobertura de la demanda energética en España y la energía nuclear» —en la que se han debatido las posibles alternativas para satisfacer sus necesidades energéticas a medio y largo plazo de forma sostenible—, en las conclusiones se pone de manifiesto que las fuentes de energía primaria más utilizadas siguen siendo los combustibles fósiles, lo que conlleva el incremento de las emisiones de CO<sub>2</sub> y de otros gases de efecto invernadero, y el agotamiento de las reservas cuya extracción es más económica, lo que conduce a tensiones en el suministro y al aumento de sus precios. Todo ello hace que el modelo energético actual no sea sostenible a largo plazo.

Durante las sesiones dedicadas a ésta área temática se resaltó el hecho de que las energías renovables son sostenibles y, por tanto, de clara utilización para la satisfacción de las necesidades energéticas y, en particular, para la generación de energía eléctrica, para lo que nuestro país ofrece grandes potencialidades. No obstante, condicionantes técnicos, derivados de su carácter intermitente, hacen que, en la actualidad, la participación de algunas de ellas en la cobertura de la demanda eléctrica tenga ciertas limitaciones, aunque se aprecian posibilidades de nuevos desarrollos de utilización combinada de las diversas tecnologías de energías renovables que podrían reducir tales limitaciones.

Por su parte, la energía nuclear prácticamente no contribuye a la emisión de gases de efecto invernadero, ni al calentamiento global. Sin embargo, en el proceso de fisión nuclear se generan residuos radiactivos para cuya gestión definitiva, en el caso de los residuos de alta actividad, aun no se cuenta con soluciones probadas. Ello, unido al riesgo percibido por la población sobre su seguridad, son las principales causas de que una parte importante de ésta mantenga una posición contraria a su utilización.

Ante este escenario, se concluye que la estrategia de suministro eléctrico en España requiere un análisis a largo plazo, integrado en un contexto energético amplio, así como en el ámbito europeo y mundial. Este análisis debe tener en cuenta, entre otros aspectos, la actual disponibilidad y la evolución previsible de las tecnologías de generación y sus repercusiones medioambientales y económicas, la capacidad de respuesta de la demanda en sus dimensiones de ahorro y de mejora de la eficiencia energética, y la repercusión de las distintas opciones sobre la seguridad del suministro, con el objetivo de alcanzar un modelo energético sostenible para el futuro.

Una reducción progresiva de la generación nuclear, como resultado del análisis anterior, exigiría disponer de un plan alternativo de sustitución realista dada su contribución significativa en la satisfacción de la demanda eléctrica.

En todo caso, para garantizar la seguridad de las instalaciones nucleares en funcionamiento es necesario su mantenimiento adecuado y tratar de incorporar las mejoras que se van desarrollando en esta materia, lo que exige llevar a cabo las inversiones materiales y disponer de las capacidades técnicas y humanas que sean precisas.

Asimismo, ante los retos que plantea el suministro energético, es necesario realizar un importante esfuerzo en I+D en todas las fuentes energéticas, con el fin de conseguir procesos más limpios y eficientes. La I+D ofrece grandes oportunidades en España, ya que en algunas líneas, particularmente relativas a energías renovables, podemos ocupar un lugar destacado en el contexto internacional.

Por último, en estas conclusiones se hace una propuesta de continuidad del debate sobre las fuentes de energía primaria en España, que permita adoptar decisiones cuyos efectos se producirán durante un largo periodo de tiempo y afectarán de forma relevante al nivel de bienestar y calidad de vida de las futuras generaciones.

Para ser eficaz, este debate ha de satisfacer unos requisitos básicos: entre ellos, tener un horizonte temporal de referencia suficientemente lejano; tener en cuenta las experiencias y orientaciones de los países de la Unión Europea con los que compartimos un proyecto político de futuro, apoyarse en un consenso social y político amplio, y movilizar un elevado nivel de participación social.

Toda la documentación relativa a esta Mesa de diálogo se puede encontrar en <http://www.mityc.es/Energia/Secciones/Mesadialogo/>

#### 4.9. 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 2006:

#### 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 MITYC 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 2006 tuvieron lugar dos reuniones de este Comité en Luxemburgo (mayo y octubre), en las que, entre las cuestiones tratadas, cabe destacar la elaboración de un nuevo Estatuto y un nuevo Reglamento Financiero de la Agencia, las iniciativas multinacionales para el suministro de combustible nuclear planteadas dentro de los organismos internacionales con el objeto de limitar el número de países con acceso a materiales y tecnologías sensibles desde el punto de vista de la proliferación nuclear, y las repercusiones de una sentencia del Tribunal Europeo de septiembre de 2006 (Caso INB), en relación con la consideración de el enriquecimiento como un servicio y no un producto.

- Grupo de Expertos de los Programas Nucleares de PHARE y TACIS

El programa de asistencia nuclear PHARE y TACIS era el instrumento comunitario para contribuir a mejorar, respectivamente, la seguridad de los programas nucleares de los Estados candidatos a la entrada en la UE y de los nuevos Estados independientes de la antigua esfera soviética. El programa PHARE se concluyó en el 2004 con la creación de la UE-25 y el programa TACIS finalizaba su horizonte temporal el 31 de diciembre de 2006, de conformidad con el Reglamento que regula sus actividades. A lo largo del 2006 se ha llevado a cabo una profunda reforma de los instrumentos comunitarios de asistencia externa, que han afectado significativamente al ámbito de la seguridad nuclear.

En cuanto al programa PHARE, en 2006 los Estados miembros han seguido prestando asistencia a la Comisión tan sólo en relación con aspectos residuales y de transición del programa en relación con los programas nucleares de Rumanía y de Bulgaria, ya que estos Estados no concluyeron su adhesión hasta el 1 de enero del 2007. A partir de esta fecha, sólo se mantendrá activo el seguimiento de las actividades pendientes de conclusión de programas anteriores. Por otra parte, las contribuciones pendientes de ejecución en relación con el apoyo al desmantelamiento de las centrales nucleares de Bohunice (Eslovaquia), Kozlodouy (Bulgaria) e Ignalina (Lituania), impuestos en los respectivos Protocolos de adhesión y que anteriormente se realizaban con cargo al programa PHARE, desde el 2006 se administran bajo instrumentos separados. Tan sólo cabría esperar algún tipo de asistencia nuclear en materia de desarrollo institucional para nuevos Estados candidatos (esencialmente Turquía), bajo el nuevo instrumento IPA de pre-adhesión.

Con respecto al programa TACIS que, como se ha dicho, concluyó en diciembre de 2006, se ha prestado asistencia a la Comisión en relación con el seguimiento de los programas en curso de ejecución, esencialmente de 2006, así como con diferentes modificaciones a los programas de 2005 y 2006, como consecuencia de la existencia de ciertos remanentes económicos procedentes de proyectos planificados que finalmente no se habían ejecutado o cuyo coste efectivo había sido inferior al previsto. Esto ha servido para agotar las asignaciones económicas previstas para el programa TACIS antes de su conclusión efectiva.

A partir de 2007, toda la asistencia exterior en materia de cooperación en seguridad nuclear (excepto por lo dicho en relación con el instrumento IPA) se realizará con cargo al nuevo instrumento de asistencia nuclear establecido por el Reglamento (EURATOM) n.º 300/2007 recientemente aprobado por el Consejo, al que se hace referencia en el apartado de este informe correspondiente a normativa comunitaria aprobada.

### **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 trataron, entre otros asuntos, el acuerdo de cooperación con Rusia para su participación en los grupos de trabajo y actividades de la NEA, la co-esponsorización de los nuevos Fundamentos de Seguridad del OIEA, el seguimiento del proyecto de Generación IV, en el que la NEA actúa como Secretaría

Técnica, y del proyecto para el licenciamiento multinacional de nuevos reactores nucleares. La participación de la NEA en estos dos últimos proyectos se hace con cargo a aportaciones voluntarias de los Estados interesados. Como temas de debate político se trataron, respectivamente, la financiación de la energía nuclear, y los recursos y suministro de uranio.

- **Comité de Estudios Técnicos y Económicos para el Desarrollo de la Energía Nuclear y del Ciclo de Combustible (NDC)**

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 2005-2006 y las propuestas para el Programa de Trabajo 2007-2008, etc.), se mantuvo una sesión especial sobre los riesgos y beneficios, en perspectiva, de la energía nuclear.

- **Comité de Derecho Nuclear**

Este Comité celebró su reunión anual en febrero, coincidiendo con el 50 aniversario de su establecimiento. Con este motivo, se organizaron diversas actividades conmemorativas, siendo la más destacable un coloquio en el que intervinieron antiguos presidentes del Comité y en el que se hizo un recorrido histórico por sus actividades y se plantearon nuevas áreas potencialmente de interés para el Comité.

Dentro del programa regular del Comité, como viene siendo habitual, el grueso de los temas tratados se refirieron a las dificultades para la ratificación y entrada en vigor de los Protocolos de enmienda de los Convenios de París y de Bruselas aprobados en 2004, sobre responsabilidad civil por daños nucleares. Se hizo un repaso de la situación en los Estados miembros, en el que de nuevo se pusieron de manifiesto las dificultades existentes en relación con la cobertura por parte de las empresas de seguros de determinados riesgos contemplados en el Convenio de París

revisado, lo que está retrasando la ratificación de los Protocolos. Los representantes del sector de seguros ratificaron su posición en cuanto a no ofrecer cobertura para los daños medioambientales, así como para la extensión del período de reclamación de los daños personales de 10 a 30 años. Todos los Estados, excepto Alemania, que cuenta con un régimen peculiar de cobertura de la responsabilidad civil nuclear, expresaron serias dudas en cuanto a una ratificación inmediata, si bien confirmaron su compromiso de acelerar los trámites en la medida de lo posible.

Entre el resto de los asuntos tratados, destaca un análisis del impacto en el ámbito de la energía nuclear de la entrada en vigor del Convenio de Aarhus, sobre la información, la participación y el acceso a la justicia en materia medioambiental. Concretamente se revisaron determinadas sentencias judiciales que se habían producido antes y después de su entrada en vigor, constatándose un cambio en la interpretación jurídica por parte de los Tribunales. Este asunto se continuará tratando en reuniones futuras para conocer la experiencia práctica y jurídica en los Estados que son parte del citado Convenio.

### **Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA-Naciones Unidas)**

#### • Conferencia General

La Conferencia General anual de este Organismo, que fue la 50.<sup>a</sup>, tuvo lugar del 18 al 22 de septiembre. Entre los temas tratados en ella se incluyeron:

- 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

para la aplicación de las salvaguardias 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 período 2006-2007.

Asimismo, se presentó el Informe anual de 2006, se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo para 2007 de 283,611 M\$, en el que a España le corresponde el 2,523% del total, y las contribuciones voluntarias al Fondo de Cooperación Técnica para 2007, para las que se estableció una cifra objetivo de 80 M\$, de la que a España le corresponden 1.944.800 \$.

Durante la celebración de esta Conferencia General tuvo lugar un evento especial sobre «Nuevo marco para la utilización de la energía nuclear en el siglo XXI: garantía de suministro y no proliferación». Asimismo y con motivo del 50 aniversario de la creación del OIEA, en el marco de esta Conferencia General tuvieron lugar una serie de exposiciones y presentaciones visuales sobre la utilización pacífica de la energía nuclear.

#### • Junta de Gobernadores

Está compuesta por 35 Estados miembros y en 2006 se ha reunido en seis ocasiones, en los meses de febrero, marzo, junio, septiembre (2) y noviembre. 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 2006 están: la situación del programa nuclear de Irán, a la luz de los estatutos del Organismo, y el cumplimiento del TNP y de las Resoluciones de la Junta por parte de dicho país; la implementación de salvaguardias por parte de la República Democrática Popular de Corea; el estado de la concertación de Acuerdos de salvaguardias y Protocolos Adicionales; el informe sobre la aplicación de las salvaguardias en 2005; el examen de la seguridad nuclear correspondiente a 2005; el examen de la tecnología nuclear actualizado a 2006; el informe anual de 2005; el informe de cooperación técnica para 2005; y la cooperación del OIEA con el proyecto ITER;

En 2006 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 2006 a este Organismo, a través de la Comisión Europea, de la Declaración del Estado Español relativa a este Protocolo Adicional. También se han venido remitiendo las declaraciones trimestrales sobre las exportaciones de materiales y equipos incluidos en el Anexo II del citado Protocolo.

También debe destacarse que en septiembre de 2006, el Consejo de Ministros, a propuesta del Ministerio de Asuntos Exteriores y de Cooperación, aprobó una contribución voluntaria al OIEA de 724.000 , de los cuales, 400.000 irán destinados al establecimiento de un Programa español de apoyo a su sistema de salvaguardias nucleares, 200.000 se destinarán a apoyar actividades de su Programa de Seguridad Física del Organismo y el resto se destinarán a actividades de cooperación técnica.

### Grupo de Suministradores Nucleares (GSN)

En 2006 cabe destacar la celebración del Plenario del Grupo en Brasilia. 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 de tecnología sensible, que son aquellos que se utilizan en actividades de enriquecimiento o reprocesado del material nuclear. También se acordaron determinadas modificaciones puntuales a las listas de equipos y materiales del documento del OIEA INFCIRC/254.

Tal como ocurrió en el 2005, el debate dentro del Grupo estuvo marcado por el reciente acuerdo entre el Gobierno de los EE.UU. y de la India en materia de energía nuclear, cuyas negociaciones se encuentran en la última fase, una vez que el Parlamento norteamericano ha dado visto bueno a su conclusión. Posiblemente, la conclusión de dicho acuerdo podría tener consecuencias para el futuro del GSN, ya que supone un cambio trascendental con relación a la consideración que tradicionalmente se le ha dado a la India, país que no es firmante del TNP y mantiene activo un programa de armamento nuclear, a los efectos de las transferencias de equipos y materiales nucleares de acuerdo con las directrices del grupo.

### Fondos gestionados por el BERD

España viene participando en los siguientes foros que se encargan de supervisar la gestión de los fon-

dos 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 2006 han continuado los trabajos relativos a la estabilización de la estructura del sarcófago original, cuyo desarrollo se está ajustando bien a la planificación técnica y presupuestaria, y con la conclusión del concurso para la asignación del contrato de construcción del nuevo sarcófago en la unidad accidentada de la central de Chernóbyl. En relación con este último asunto, a lo largo de 2006 se ha producido un importante conflicto como consecuencia de que, una vez finalizado el análisis de las dos únicas ofertas técnicas presentadas, que fue positivo en ambos casos, se asignó el proyecto a la oferta económicamente inferior, que resultó ser la del consorcio Novarca, liderado por una empresa francesa. Ucrania, sin embargo, se ha opuesto a esta decisión, aduciendo que la oferta ganadora no satisfacía algunos de los requisitos técnicos, así como que la actual Unidad de Gestión del Proyecto había actuado de manera deficiente. Estas acusaciones fueron rebatidas por el BERD en la Asamblea de Contribuyentes celebrada el 25 de octubre, en la que presentó el informe elaborado por sus servicios en relación con la reclamación formal planteada por el consorcio CH2M-CAL, liderado por una empresa americana, en el que se concluye que la tramitación del concurso realizada se ajusta plenamente a las reglas del Banco y que la reclamación no tiene base. En el informe se explica que los 12 puntos que quedan pendientes, son de naturaleza precontractual (mayoritariamente se refieren a concretar detalles del programa de actividades) y se deberán resolver antes de la firma del contrato. Sólo en caso de que no se alcance un acuerdo satisfactorio con el consorcio ganador se iniciarían contactos con el segundo consorcio con vistas a concluir el contrato.

La Asamblea de Contribuyentes apoyó de manera unánime las conclusiones del Banco e instó a Ucrania para que facilitara las negociaciones precontractuales en marcha con el consorcio Navarca. La Asamblea aprobó también que se desarrollara una segunda auditoría de gestión del proyecto, que, como ocurrió con la primera, ha sido encargada a la empresa española Empresarios Agrupados. Inmediatamente después de la Asamblea se retomaron las negociaciones precontractuales, que según información del Banco, está discutiéndose de manera constructiva. La próxima reunión de la Asamblea se convocará una vez que se hayan concluido la citada auditoría y las negociaciones precontractuales.



- 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 consideraban 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.

España realizó una contribución a cada uno de estos fondos de 1,5 M en 2002, 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, sobre todo en las centrales de Bohunice y Kozloduy, es muy notable, con unos retornos tecnológicos hasta la fecha que se acercan a tres veces a la cantidad con la que se ha contribuido. Previsiblemente el BERD hará una solicitud de nuevas aportaciones de los Estados contribuyentes en un futuro próximo.

# 5. SECTOR CARBÓN

## 5.1. SITUACIÓN ACTUAL

### 5.1.1. Panorámica general del sector

Globalmente la producción de hulla más antracita (hard coal) en el año 2006, bajó un 2,3% con respecto al año anterior. Este hecho se debe principalmente a que no hubo cierres de unidades de producción en el año 2005 y a una mayor producción en algunos pozos. En lignitos negros se mantuvo prácticamente la producción, a pesar de la reducción de producción en Cataluña. También la producción de lignito pardo disminuyó un 10,1% en relación a la del 2005 (Cuadro 5.1.1).

### 5.1.2. Demanda interior

La demanda de carbón ha tenido durante el año 2006 la distribución que proporciona el Cuadro 5.1.2. Para generación eléctrica, disminuyó la demanda de hulla y antracita de producción nacional en un 4,7%, la de hulla importada un 8,5%, la de lignito negro un 8,5% y la del lignito pardo subió un 1%. La demanda total de carbón en toneladas disminuyó un 5,4% y si se expresa en toneladas equivalentes, disminuye un 12,8%. También se registra una disminución en la de hulla coquizable del 3,9% en toneladas. Además se produjo un fuerte aumento de los stocks de carbón en los parques de centrales eléctricas

**CUADRO 5.1.1.-Balance de carbón.**

	2005 (Miles de toneladas)	2006	2006/05 %	2005 (Miles de tec)(1)	2006	2006/05 %
+ Producción	19354	18399	-4,9	9465	8918	-5,8
Hulla y antracita	8553	8354	-2,3	5970	5628	-5,7
Lignito negro	3214	3223	0,3	1436	1438	0,2
Lignito pardo	7587	6822	-10,1	2060	1852	-10,1
+ Variación de stocks (2)	856	689		501	433	
Hulla y antracita	351	706		289	440	
Lignito negro	412	-9		187	-5	
Lignito pardo	93	-8		24	-2	
+ Importación	24892	23860	-4,1	20933	17916	-14,4
Hulla coquizable	3599	3623	0,7	3469	3419	-1,5
Hulla no coquizable	21157	20082	-5,1	17328	14347	-17,2
Coque	136	155	14,0	136	151	10,7
- Exportación	621	850	36,9	638	867	35,8
Coque	621	850	36,9	638	867	35,8
= Consumo interior bruto	44481	42097	-5,4	30261	26400	-12,8

(1) Toneladas equivalentes de carbón.

(2) Existencias iniciales - Existencias finales.

Fuente: SGE (Secretaría General de Energía).

CUADRO 5.1.2.–Sectorización del consumo de carbón

	2005 (Miles de toneladas)	2006 (Miles de toneladas)	2006/05 %	2005 (Miles de tec)	2006 (Miles de tec)	2006/05 %
1.–Generación eléctrica	39541	37262	-5,8	25623	21937	-14,4
1.1–Compañías eléctricas	39461	37182	-5,8	25557	21869	-14,4
Hulla y antracita	9031	8610	-4,7	6136	5515	-10,1
Lignito negro	3803	3480	-8,5	1731	1465	-15,4
Lignito pardo	7720	7796	1,0	2017	1942	-3,7
Carbón importado	18907	17296	-8,5	15673	12947	-17,4
1.2–Autoprodutores	80	80	0,0	66	68	3,0
2.–Transf. en coquerías y A.H.	4316	4149	-3,9	4098	3888	-5,1
3.–Fabricas de cemento	175	210	20,0	154	181	17,5
4.–Resto de industria	365	410	12,3	323	348	7,7
5.–Usos domésticos	55	41	-25,5	41	29	-29,3
6.–Consumos propios y pérdidas	30	26	-13,3	22	17	-22,7
<b>TOTAL</b>	<b>44482</b>	<b>42098</b>	<b>-5,4</b>	<b>30261</b>	<b>26400</b>	<b>-12,8</b>

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.

En el cuadro 5.2.1 se indica la evolución de los ingresos para las empresas mineras, como suma de los precios cobrados y de las ayudas, expresados los datos en céntimos de euro por termia de carbón. En este cálculo no está incluida la ayuda de S.E.P.I. a HUNOSA.

En el año 2006 el precio medio del carbón que percibe ayudas fue de 41,5461 euros/t con un PCS medio de 4.277 kcal/kg. Expresado el precio en céntimos de euro por termia de poder calorífico fue de

0,97132, es decir un 6,66 % superior al precio de 2005, expresado el precio sobre toneladas vendidas y superior en 7,55% si el precio se expresa en céntimos de euro por termia, puesto que el PCS medio disminuyó desde 4.313 kcal/kg del año 2005 a 4.277 kcal/kg en el año 2006.

Por tanto el valor de la producción de carbón CECA adquirido por centrales eléctricas, por el que se pagaron ayudas fue de 454,415 millones de euros. Se adquirieron 250 mil toneladas de carbón CECA sin derecho a ayudas por el que se pagaron 5,485 millones de euros. Hay que agregar a estos valores otros 150,541 millones de euros, valor de venta de los lignitos pardos. Por lo tanto el valor de la producción total del carbón entregado al sector eléctrico fue de 610,442 millones de euros, frente a 585,87 millones de euros del año precedente.

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 270,799 millones de euros de ayudas al funcionamiento, para empresas privadas y los 85,302 millones de euros para empresas públicas. Por tanto los ingresos para empresas que extraen carbón CECA en el año 2006 y cobran ayudas desde P.G.E. fueron de 810,516 millones de euros, superiores en 26,259 millones de euros a los del año 2005. 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 sec-

**CUADRO 5.2.1.–Evolución de los ingresos de las empresas mineras (1)  
céntimos de euro/termia**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Precio		0,78	0,74	0,78	0,82	0,81	0,79	0,84	0,90	0,97
Ayuda		0,70	0,73	0,72	0,76	0,76	0,76	0,76	0,66	0,76
<b>TOTAL</b>	<b>1,38</b>	<b>1,48</b>	<b>1,47</b>	<b>1,49</b>	<b>1,58</b>	<b>1,57</b>	<b>1,54</b>	<b>1,60</b>	<b>1,57</b>	<b>1,73</b>

(1) no está incluida la ayuda de S.E.P.I. a HUNOSA.

Fuente: SGE.

tor, concretamente HUNOSA, percibió además desde S.E.P.I. otros 92,616 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 2006 era de 7.362 trabajadores, frente a los 8.219 del año 2005 lo que origina una disminución de empleo del 10,43% (cuadro 5.2.2). Teniendo en cuenta el empleo en los lignitos pardos, la mano de obra total empleada en el año 2006 ha sido de 7.672 trabajadores frente a 8.219 en el año 2005, lo que supone una disminución del 10,03%. 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.

#### **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

**CUADRO 5.2.2.–Mano de obra empleada  
en minería**

	2005	2006	% 2006/05
Hulla	5708	5048	-11,6
Antracita	2064	1863	-9,7
Lignito negro	447	451	0,9
Total carbón CECA	8219	7362	-10,4
Lignito pardo	308	310	0,6
<b>TOTAL</b>	<b>8527</b>	<b>7672</b>	<b>-10,0</b>

Fuente: SGE.

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 y de antracita disminuyó desde 24,9 millones toneladas en 2005 a 23,8 millones en 2006 suponiendo una disminución del 4,1%. En unidades monetarias la importación disminuyó en un 2,83% (desde 1.413 millones de euros a 1.373,86 millones de euros) durante el mismo período. Los precios unitarios del carbón térmico se incrementaron desde un promedio de 49,10 euros/t a 57,95 euros/t.

La disminución de la importación de carbón se debió al menor consumo en generación eléctrica, por la entrada en funcionamiento, de nuevos grupos de generación con gas natural y de energías renovables. Además los almacenamientos de carbón en centrales térmicas se han incrementado en más de dos millones de toneladas de carbón. Esta situación puede reproducirse en años sucesivos, dadas las previsiones de nueva potencia eléctrica con otras fuentes.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2006 por las empresas eléctricas fue de 46,54 euros/tonelada en situación CIF, para un carbón de 6.046 kcal/kg, frente a 49,10 euros/tonelada para un carbón con PCS medio de 6.072 Kcal/Kg del año 2005. El precio medio estimado de hulla coquizable en el mismo período, CIF puerto español en el mismo año, fue de 104,66 euros/t y en dólares 131,45 \$/t frente a 93,34 euros/t y en dólares de 116,12 \$/t del año 2005. Aunque la tensión sobre el precio de los carbones, originada por la demanda china, no es tan fuerte como la del año 2005, el nivel de precios al alza se mantiene más en la hulla coquizable que en la hulla térmica.

El coste del carbón importado en el año 2006 puede estimarse en 1.373,8 millones de euros frente a 1.413,8 millones en el año 2005.

## 5.2. ESTRUCTURA DEL SECTOR

En el año 2006 no han tenido lugar reducciones de capacidad financiadas con ayudas públicas. Hasta finales del año 2007 no se cerrarán las capacidades previstas en el Plan en vigor para el citado año.

Actualmente existen realmente 28 empresas que extraen carbón CECA y dos que extraen lignito pardo. Entre ellas 6 empresas tienen menos de 25 trabajadores, 4 empresas tienen entre 25 y 50 empleados, 5 tienen entre 50 y 100 trabajadores, 8 empresas tienen entre 100 y 500 empleados y 5 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 0,71% de la producción total (132 kt). 4 empresas con capacidades anuales entre 25 y 50 kt producen el 0,81% de la producción total (150 kt). 5 empresas con capacidades anuales entre 50 y 100 kt producen el 1,34% de la producción (247kt). 8 empresas con capacidades anuales entre 100 y 500 kt producen el 16,54% de la producción (1.913 kt) y 5 empresas con capacidad superior a 500 kt anuales producen el 78,42% de la producción (9.070 kt).

El Reglamento (CE) 1407/2002, que está actualmente en vigor, si autoriza ayudas a la inversión en su artículo 5.2, en contra de lo que regulaba la Decisión 3632/93/CECA, que no las admitía. No obstante, estas ayudas pueden otorgarse solamente a empresas, que no perciban ayudas para cubrir las diferencias entre costes de producción e ingresos por ventas de carbón. Ninguna de las empresas españolas que extraen carbón pueden funcionar sin ayudas, que compensen la diferencia entre costes e ingresos. Por ello no se han diseñado ayudas a la inversión. Por tanto las estimaciones de inversión realizadas están fundadas en el incremento de los activos totales de las empresas mineras de carbón, que se deducen de las auditorías presentadas por las empresas, estimándose la inversión en proyectos de extracción de carbón en 90 millones de euros.

## 5.3. LA POLÍTICA CARBONERA EN EL AÑO 2006

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, 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.

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

Por otra parte el Reglamento (CE) n.º 405/2003 relativo al control comunitario de las importaciones de hulla originaria en Terceros países, establece que 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.

### Plan de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo modelo de Desarrollo Sostenible de las Comarcas Mineras

Terminado el Plan 1998-2005, se diseñó en 2006 este nuevo Plan, que fue firmado en febrero por parte de la asociación empresarial CARBUNIÓN, las Centrales Sindicales mayoritarias y el MITYC.

El Plan desarrolla dos vertientes fundamentales: minería del carbón y desarrollo integral de las Comarcas Mineras afectadas por la reconversión del sector productor. En la parte de la minería del carbón se contemplan los aspectos técnicos de reducción de capacidad y de plantillas en el período y todo el esquema de ayudas establecido para mantener el

sector a lo largo del proceso. Complementariamente se define un sistema de contratación de carbón entre productores y consumidores, generadores de electricidad, y un incentivo para el consumo del citado carbón. En lo relativo al desarrollo integral de las Comarcas se diseñan las tres vertientes clásicas de actuación: infraestructuras, creación de actividades económicas alternativas a la minería y formación de personal.

Los objetivos en minería se fijan en dos períodos temporales, hasta 31 de diciembre de 2007 y hasta 31 de diciembre de 2012. La capacidad de producción a finales de 2007 será de 10,428 Mt y a finales de 2012 de 9,2 Mt. Las plantillas propias serán de 7.307 a finales de 2007 y de 5.302 a finales de 2012.

Las líneas de ayudas establecidas son las clásicas: para las empresas mineras, ayudas para cubrir la diferencia entre costes de producción e ingresos por ventas, así como ayudas para financiar costes de cierre técnico; para los trabajadores esquemas de financiación de prejubilaciones y posibilidad de indemnizaciones por cese voluntario en las empresas. Existen unas ayudas complementarias para facilitar transporte de carbón entre cuencas mineras, si procede, y a mantener almacenamientos en las centrales eléctricas, en el caso de que estos excedan al consumo de 720 horas que se considera como habitual. Se manifiesta la voluntad de establecer un incentivo para las empresas eléctricas al objeto de que consuman carbón nacional.

Se determina el nivel de ayudas para las empresas con la finalidad de cubrir la diferencia entre costes e ingresos, que partiendo de 371 millones de euros en 2005 se reduzca a 347 millones en diciembre de 2007 y a 324 millones en el año 2012.

El Plan tiene una cláusula de protección frente a la decisión que tome la Comisión Europea en su análisis con la compatibilidad entre las ayudas y el Mercado Común, tal como se regula en el Tratado CE.

En el período 2006-2007 se destinarán 250 millones de euros anuales para financiar infraestructuras y 150 millones de euros anuales para ayudar a los proyectos empresariales creadores de empleo alternativo. En el período 2008-2012 la consignación anual total será de 400 millones de euros, pero la distribución entre ambos conceptos podrá ser modificada según las actuaciones y resultados del período precedente.

Se consignarán 40 millones de euros anuales durante la vigencia del plan para ayudar a la formación. Se destinarán 10 millones de los 40 millones a formación del personal a emplear en los proyectos generadores de empleo alternativo al del carbón. La gestión de estos fondos se efectuará en el marco de

la Fundación que para ese fin se creó en el Plan anterior.

Los objetivos que se persiguen con esta inversión son:

- la creación de un sustrato para el desarrollo de una actividad económica y un empleo alternativo al de la minería del carbón
- el incremento de la calidad de vida, de modo que se evite la despoblación de los territorios.

Estos objetivos responden al diagnóstico realizado que indicaba:

- La difícil accesibilidad y carencia de suelo industrial, entre otros déficit en los territorios
- La pérdida de puestos de trabajo que representan las prejubilaciones requiere, para mantener el nivel de actividad en las zonas afectadas, de un adecuado desarrollo urbano, educativo y de todo tipo.

### Regulación legal

*Desarrollando el Plan explicado, se elaboraron las disposiciones normativas nacionales que regularon la actividad de la minería del Carbón en el año 2006, y que fueron las siguientes:*

- Real Decreto 808/2006, de 30 de junio, por el que se establece el régimen de ayudas por costes laborales mediante prejubilaciones, destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de racionalización y reestructuración de la actividad de las empresas mineras del carbón.

*Disposiciones de desarrollo:*

*Regulación de ayudas a la producción, que cubren la diferencia entre costes e ingresos*

- Orden ITC/1188/2006, de 21 de abril, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2006 y 2007, correspondientes a las previstas en los artículos 4 y 5 del Reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón.

*Regulación en vigor para las cargas excepcionales de reestructuración*

- Orden ITC/2002/2006, de 15 de junio, por la que se aprueban las bases reguladoras de las ayudas

por costes laborales mediante bajas incentivadas y las ayudas destinadas a compensar los costes derivados del cierre de unidades de producción de empresas mineras del carbón, para los ejercicios 2006-2012.

*Disposición de desarrollo que regula la reactivación económica de las comarcas mineras para el año 2006 en lo relativo a la creación de empleo alternativo a la minería del carbón:*

- Orden ITC /2170/2006, de 4 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el año 2006.

*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.
- Disposición básica relativa a prejubilaciones para el período 2006-2012.

*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: 28 empresas beneficiarias, con 356,102 millones de euros.
- Ayudas a costes sociales de reestructuración: Se han pagado 280,033 millones de euros a trabajadores prejubilados y vales de carbón.
- Ayudas para la financiación de costes técnicos de reducción de capacidad: en el año 2006 se han pagado ayudas por este concepto, por valor de 5,83 millones de euros, correspondientes a cierres efectuados en años previos.

Además S.E.P.I. ha pagado 92,616 millones de euros para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA y otros 41,911 millones de euros para financiar costes sociales y 11,154 millones de euros para financiar costes técnicos de cierres de capacidad.

Se presupuestaron en el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras para 2007, 369,6 millones de euros para financiar pérdidas de explotación en ese año. Además se prevén 290 millones de euros para costes sociales y 35 millones de euros para costes técnicos. A su vez se prevé que S.E.P.I. deberá aportar 109 millones de euros para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA y otros 303 millones de euros para cubrir costes técnicos y sociales de sus cierres en 2007. Se prevén para 2007 los 120 millones de euros, de modo similar al de los años anteriores, para el desarrollo industrial alternativo de las Comarcas mineras del carbón y otros 447 millones de euros para financiar infraestructuras.

Aunque la Seguridad Minera no es exclusiva del carbón es necesario resaltar que las actuaciones relativas a ayudas en esta materia se han ejecutado por la Subdirección General de Minería, de la Dirección General de Energía y Minas en el marco que desarrolla el 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

- Siete proyectos de análisis de requisitos reglamentarios en materia de seguridad industrial y laboral en diversas Comunidades Autónomas. Valor conjunto 651.000 euros.
- Cinco proyectos de control de mercado de productos empleados en minería. Valor conjunto 448 mil euros.
- Campaña de verificación de Seguridad laboral en máquinas móviles de movimiento de tierras en explotaciones mineras a cielo abierto, por valor de 100.000 euros.

#### b) Con el Instituto Nacional de la Silicosis

Se han firmado cuatro convenios relativos a Seguridad Minera con este Instituto por valor total de 355.000 euros.

## 6. SECTOR GAS

### 6.1. DEMANDA

Las ventas de gas natural en 2006, excluyendo consumos propios y pérdidas, fueron 388312 GWh, con incremento del 7,6% respecto al año 2005 (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 501 GWh, con descenso del 11,8% en 2006. Incluyendo este tipo de gas, la demanda total de gas se estima que se ha distribuido en un 13,4% en el mercado doméstico-comercial y un 41,3% 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 en los sectores doméstico, comercial y de servicios en 2006, se estima que ha bajado un 7,9% respecto al año anterior, debido a las condicio-

nes climáticas más suaves, especialmente en el último trimestre del año.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2006 se estima en 170628 GWh, un 43,9% del total, de los que el 20,6% 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. En 2006 ha habido un descenso del 5,4% en el consumo de gas atribuido a la generación eléctrica por cogeneración.

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

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

	2005	2006	Estructura %	%2006/05
Doméstico-comercial	56425	51995	13,4	-7,9
- Gas natural	55857	51494	13,2	-7,8
- Gas manufacturado (2)	568	501	0,1	-11,8
Industrial	159025	160492	41,3	0,9
Materia prima amoniaco	6199	5698	1,5	-8,1
Cogeneración (3)	37205	35181	9,0	-5,4
Generación eléctrica convencional	102488	135447	34,8	32,2
Total gas natural	360774	388312	99,9	7,6
Total gas natural y manufacturado	361342	388813	100,0	7,6
Demanda final de GLP (butano y propano) (4)	2293	2346	2,3	

(1) No incluye consumos propios ni pérdidas.

(2) Gas procedente de fuentes distintas del gas natural

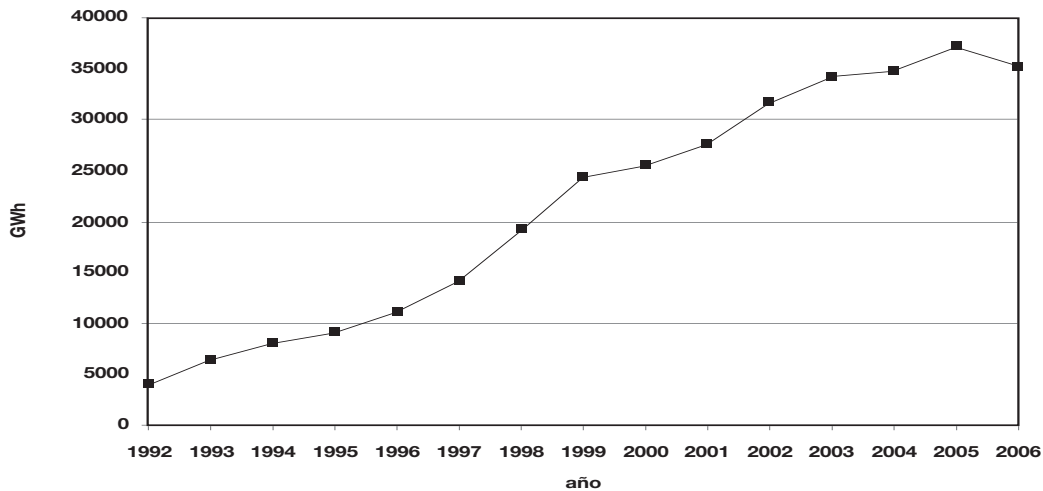
(3) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

(4) Miles de toneladas

FUENTE: SGE.

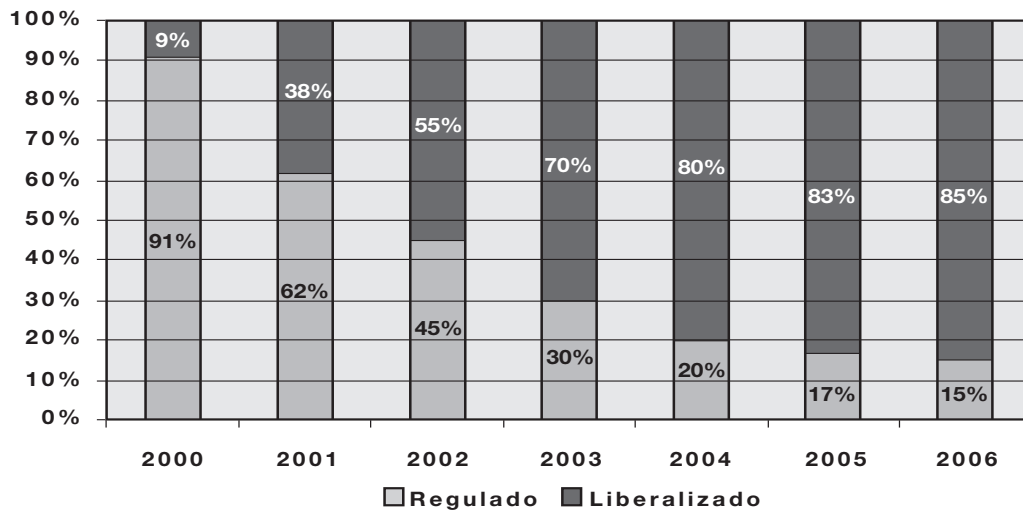


**GRÁFICO 6.1.–Estimación del gas natural empleado en generación eléctrica por cogeneración (excluyendo el empleado en la parte térmica)**



Fuente: SGE.

**GRÁFICO 6.2.–Evolución mercado liberalizado y regulado**



Fuente: SGE.

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, aunque lógicamente con un menor ritmo. En el año 2006, el 85% 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 2 punto respecto al año anterior, sin embargo hay que destacar que dentro del segmento del mercado doméstico-comercial, la penetración de las compañías comercializadoras se ha incrementado en más de 8 puntos.

El número de clientes de gas natural o manufacturado ha alcanzado la cifra de 6.476.778 lo que supone una captación neta de clientes de 435.571, la mayor cifra de los últimos 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 2006, son las siguientes:

- ENAGAS, S.A.
- NATURGÁS ENERGÍA TRANSPORTE, S.A.U.
- TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.A.
- INFRAESTRUCTURA GASISTAS DE NAVARRA, S.L.,
- 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.
- GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA, S.L.
- REGASIFICADORA DE SAGUNTO, S.A.

#### *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 Álava, S.A.
- Tolosa Gasa, 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.
- Distribuidora 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
- Unión 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
- Unión 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 gaz, S.L.
- Investigación criogenia y gas, S.A
- Céntrica 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 Real Decreto-Ley 6/2000.

### Procedencia de los abastecimientos

La producción nacional de gas natural en el año 2006 se sitúa en 814 GWh, lo que supone una contribución al total de los aprovisionamientos nacionales del 0,2% similar a la de los años anteriores.

El 99,8% de los aprovisionamientos proviene de las importaciones de gas natural, tanto en forma de gas natural licuado (GNL), como de gas natural a través de los gasoductos de conexión internacional.

Las importaciones durante el año 2006 ascendieron a 409,8 TWh lo que supone un incremento del 5% respecto el año anterior en línea con el incremento de la demanda.

En lo que respecta a la distribución por orígenes, las cifras muestran la consolidación del objetivo de diversificación de suministros: diferentes orígenes con cuotas de participación muy repartidas. Argelia, aun-

que con un menor peso que en años anteriores, siguió siendo la mayor fuente, con una participación inferior a la tercera parte (32%). El segundo suministrador fue en 2006, Nigeria con una participación del 20,2%, superior a la del año anterior, seguido de Qatar 14,7% y Egipto, con una participación del 13,5%.

A la variedad de orígenes hay que añadir las diferentes formas de abastecimiento, en el año 2006 las importaciones de GNL, por medio de barcos metaneros descargados en las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación han supuesto el 69,5% de las importaciones, superior al año anterior dada la entrada de una nueva planta de regasificación en operación.

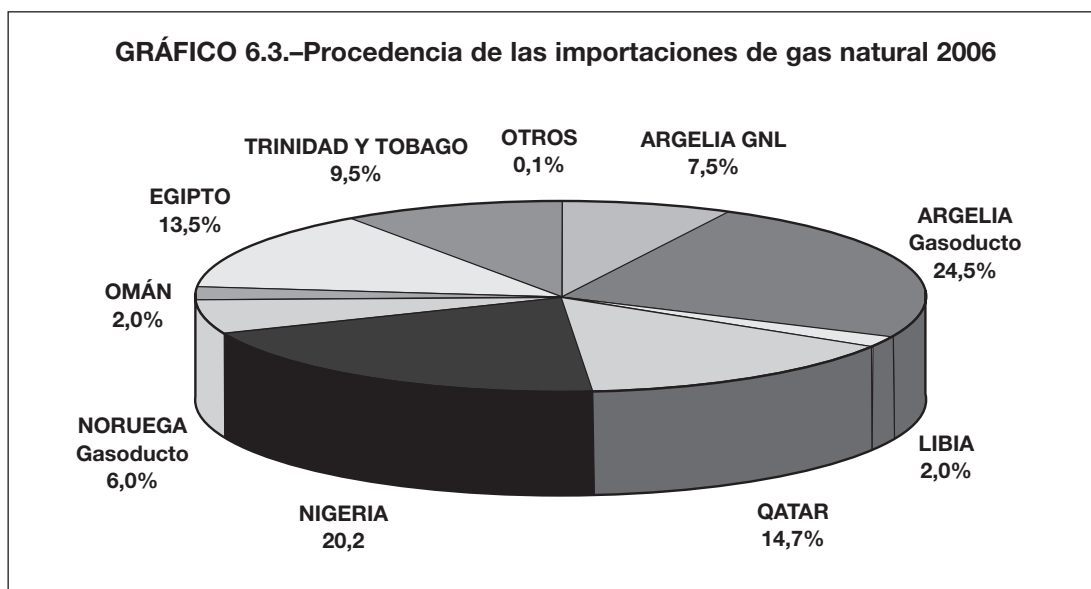
### Exploración y producción interior de hidrocarburos

#### *Investigación y Exploración.*

Durante el año 2006, en los permisos de investigación de hidrocarburos vigentes dentro del ámbito competencial de la Administración General del Estado que se no se han realizado trabajos de campo (sondeos de exploración y campañas sísmicas). Por tanto, en España la actividad de las compañías de exploración e investigación se ha centrado en trabajos de gabinete.

Por ello, el volumen de inversión en actividades de investigación y exploración en los permisos de investigación se ha reducido a poco más 6 millones de euros frente a los 37 que se invirtieron en 2005.

Por lo que se refiere a las actuaciones administrativas más significativas en el año 2006 cabe destacar:



- El otorgamiento de tres nuevos permisos de investigación, todos ellos situados en tierra, mediante los siguientes Reales Decretos:

— RD 1399/2006, de 24 de noviembre, publicado con fecha 19 de diciembre de 2006, por el que se otorga a la compañía SHESA permiso de

investigación de hidrocarburos «Enara», en la provincia de Álava.

— RD 1400/2006, de 24 de noviembre publicado con fecha 19 de diciembre de 2006, por el que se otorga a la compañía SHESA permiso de investigación de hidrocarburos

**CUADRO 6.2.-Permisos de investigación vigentes (AGE)**

OPERADOR	PERMISOS	BOE	VIGENCIA	SITUACIÓN
SHESA, S.A. SHESA, S.A.	CAMEROS-1 CAMEROS-2	06/06/2006 06/06/2006	07/06/2006 06/06/2008 27/11/2005	LA RIOJA
ESCAL-UGS, S.L.	CASTOR	3/8/2004	4/8/2004 3/8/2007	MAR MEDITERRÁNEO (CASTELLÓN)
RIPSA	TORTUGA	4/11/2004	5/11/2004 4/11/2007	MAR MEDITERRÁNEO (TARRAGONA)
SHESA, S.A.	LÓQUIZ UREDERRA	22/12/2006	23/12/2006 22/2/2008	NAVARRA PAÍS VASCO
PETROLEUM	EL JUNCAL	28/3/1998	29/3/1998 28/3/2004	ANDALUCÍA
RIPSA	CANARIAS-1 CANARIAS-2 CANARIAS-3 CANARIAS-4 CANARIAS-5 CANARIAS-6 CANARIAS-7 CANARIAS-8 CANARIAS-9	23/1/2002	24/1/2002 23/1/2008	OCÉANO ATLÁNTICO (CANARIAS)
RIPSA PETROLÍFERAS, S.A.	LUBINA-1 LUBINA-2	21/02/2002	22/2/2002 21/2/2008	MAR MEDITERRÁNEO (TARRAGONA)
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA, S.A.	MARISMAS MARINO NORTE MARISMAS MARINO SUR	5/8/2003	6/8/2003 5/8/2009	OCÉANO ATLÁNTICO (GOLFO DE CÁDIZ) ANDALUCÍA
RIPSA	BALLENA-1 BALLENA-2 BALLENA-3 BALLENA-4 BALLENA-5	8/11/2003	9/11/2003 8/11/2009	MAR CANTÁBRICO (ASTURIAS)
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA, S.A.	NARANJALEJO	19/2/2004	20/2/2004 19/2/2010	ANDALUCÍA OCÉANO ATLÁNTICO (GOLFO DE CÁDIZ)
RIPSA PETROLÍFERAS, S.A.	SIROCO-A SIROCO-B SIROCO-C	19/2/2004	20/2/2004 19/2/2010	MAR DE ALBORÁN (MÁLAGA)

CUADRO 6.3.—Permisos de investigación otorgados por las CC.AA.

OPERADOR	PERMISOS	FECHA BOE	PERIODO VIGENCIA	SITUACIÓN
NORTHERN PETROLEUM EXPLORATION LIMITED	HUÉRMECES VALDERREDIBLE	28/1/2002	29/1/2002 28/1/2008	CASTILLA Y LEÓN
ENAGÁS, S.A.	SANTA BÁRBARA	28/1/2002	29/1/2002 28/1/2008	CASTILLA-LA MANCHA
HERITAGE PETROLEUM PLC	MIERES	19/4/2002	20/4/2002 19/4/2008	ASTURIAS
HERITAGE PETROLEUM PLC	GIJÓN	29/11/2002	30/11/2002 29/11/2008	ASTURIAS
PETROLEUM DEVELOPMENT ASSOCIATES IBÉRICA, S.L.	BARBASTRO ABIEGO PERALTILLA BINÉFAR	24/11/2003	25/11/2003 24/11/2009	ARAGÓN
REPSOL INVESTIGAC. PETROLÍFERAS, S.A.	MURCIA B	30/12/2003	31/12/2003 30/12/2009	MURCIA
REPSOL INVESTIGAC. PETROLÍFERAS, S.A.	MURCIA A	31/12/2003	1/1/2004 31/12/2009	MURCIA
HIDROCARBUROS DEL CANTÁBRICO, S.L.	LAVIANA LIERES CAMPOMANES MONSACRO	19/3/2004	20/3/2004 19/3/2010	ASTURIAS
NORTHERN PETROLEUM EXPLORATION LIMITED	BASCONCILLOS H	8/6/2004	9/6/2004 8/6/2010	CASTILLA Y LEÓN
ENAGAS	REUS	28/10/2005	29/10/2005 28/10/2011	CATALUÑA
CEPSA	VALLFOGONA OESTE VALLFOGONA ESTE	17/11/2005 16/11/2005	16/11/2011	CATALUÑA

ros«Angosto -1», situado en la provincia de Burgos.

— RD 1401/2006, de 24 de noviembre, publicado con fecha 19 de diciembre de 2006, por el que se otorga a la compañía SHESA permiso de investigación de hidrocarburos«Ebro-A», situado en la provincia de La Rioja.

- La solicitud de varios permisos de investigación, situados frente a la costa valenciana (Albufera, Benifayó y Gandía) y a la de Granada (Chinook). Publicados en el BOE con fechas de 18 de agosto y 23 de diciembre de 2006 respectivamente.

- Dos cesiones de permisos vigentes: «Sierra Sagra», publicado en el BOE con fecha 27 de marzo de 2006 y «Siroco», publicado el 27 de abril de 2006.

- Dos segundas prórrogas en los permisos actualmente vigentes «Camerós-2» (en La Rioja) y «Lóquiz-Urederra» (en Navarra), cuyos periodos de vigencia expirarán el 6 de junio y el 22 de diciembre de 2008, respectivamente.

Respecto a la actividad en las Comunidades Autónomas en el cuadro 6.2, se recogen los permisos de investigación vigentes, en el ámbito de la Administración General del Estado y en el cuadro 6.3, en el ámbito de las CC.AA.

CUADRO 6.4.–Producción de yacimientos de gas en 2006

CAMPOS	PRODUCCIÓN				OPERADOR
	Nm <sup>3</sup>	Termias	TEP	%	
POSEIDÓN	44.341.392	421.243.224	37.690,2	64,60%	RIPSA
EL RUEDO	4.027.829	37.015.749	3.423,7	5,87%	NUELGAS
LAS BARRERAS	3.502.733	31.815.324	2.977,3	5,10%	NUELGAS
EL ROMERAL	16.772.843	152.632.871	14.256,9	24,43%	PETROLEUM
<b>TOTAL</b>	<b>68.644.797</b>	<b>642.707.168</b>	<b>58.348,1</b>	<b>100,00%</b>	

### Producción interior de Gas

En el año 2006 se produjeron 68.644.797 Nm<sup>3</sup> que equivalen a 58.348,1 Tep, con lo que se ha experimentado un importante descenso respecto al año anterior (-58,88%). La producción principal se debe al yacimiento Poseidón en el golfo de Cádiz, como en años anteriores, y a los yacimientos El Romeral, El Ruedo y Las Barreras, en Andalucía. Esta producción corresponde al 1,2% de consumo.

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

### 6.3. PRECIOS

La Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, estableció los principios del mecanismo de fijación de precios máximos 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 8º 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 gastos 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 se materializa 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.

El 3 de agosto de 2005 se publicó el Real Decreto 942/2005 de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos establecidas en los reales decretos 949/2001 y 1434/2002, lo que incluía el cambio de la fecha límite para la publicación de las órdenes ministeria-

les de retribuciones, adelantándolas al día 1 de enero de cada año, con objeto de hacer coincidir los periodos de cobros de las nuevas tarifas, peajes y cánones con el periodo de devengo de la retribución. Las modificaciones del calendario para la publicación de las ordenes implicó 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.

La Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, determinó en su artículo 12º que las tarifas y peajes pasaban a ser únicas, en lugar de máximas, modificando los artículos 93 y 94 de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (LSH). El artículo 13º habilitó a la Comisión Nacional de la energía para resolver las liquidaciones de gas, modificando el punto 3º del apartado Tercero de la disposición adicional undécima de la LSH.

Las órdenes vigentes para el año 2006, publicadas el 27 de diciembre de 2005, fueron la ITC/4099/2005, que establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, la ITC/4100/2005, que establece los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, y la ITC/4101/2005, 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.

Posteriormente, el 29 de diciembre de 2006 se publicaron las ordenes de tarifas, peajes y retribuciones en vigor durante el año 2007, que contienen importantes modificaciones especialmente en el régimen de retribuciones:

- Orden ITC/3993/2006, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.
- Orden ITC/3995/2006, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica.
- Orden ITC/3994/2006, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación.
- Orden ITC/3992/2006, de 29 de 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.

- Orden ITC/3996/2006, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

### Tarifas de Gas Natural

El actual sistema de tarifas de gas nace con la publicación del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que terminó con la diferenciación por usos en las tarifas (industriales y doméstico-comerciales) aplicado hasta la fecha y que fue remplazado por una clasificación según la presión de suministro: «grupo 3»: para suministros a presiones menores o iguales a 4 bares, «grupo 2» 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. Cada grupo se subdividió a su vez en escalones en función del volumen de gas consumido (cuatro tarifas distintas en el grupo 3, seis en el grupo 2 y tres en el grupo 1).

Este Real Decreto suprimió también la fórmula de cálculo de las tarifas industriales basada en el coste de energías alternativas y la sustituyó por un sistema basado en costes de las actividades reguladas, al mismo tiempo que el plazo de revisión pasó de mensual a trimestral, aplicándole también la fórmula del Coste Unitario de Adquisición de la Materia Prima (Cmp) que anteriormente se empleaba exclusivamente con las tarifas del mercado doméstico-comercial. Por último, este Real Decreto reemplazó la unidad de medida que tradicionalmente se empleaba hasta la fecha, la termia, por el kWh.

Posteriormente, la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, determinó que las tarifas y peajes pasasen a ser únicas, en lugar de máximas, eliminando por lo tanto la posibilidad de que se realizasen descuentos por parte de los distribuidores.

Este nuevo marco tarifario en vigor, regulado por el Real Decreto 949/2001, se ha venido materializando anualmente mediante la publicación de la correspondiente Orden Ministerial, que hasta el año 2006 se publicaba en el mes de enero, y a partir de dicho año en el mes de diciembre del año anterior. Esta Orden establece las tarifas máximas de aplicación, calculadas en función de las necesidades financieras del sistema gasista y del coste del Coste Unitario de la Materia Prima, «Cmp». Dicho coste se evalúa trimestralmente mediante una fórmula que incluye las cotizaciones de una «cesta» de crudo y productos, representativa de los contratos de suministro asociados al mercado.

Esta fórmula se evalúa trimestralmente, 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.

Durante el año 2006 ha estado en vigor la orden ITC/4101/2005, de 27 de diciembre y, a diferencia del año 2005 en el que se registraron cuatro subidas de tarifas consecutivas en los meses de febrero, abril, julio y octubre, durante el año 2006 únicamente se produjo el incremento correspondiente a los precios publicados en el mes de enero e incluidos la orden ITC/4101/2005, permaneciendo invariables el resto del año. El 1 de enero, fecha de entrada en vigor de la orden, y como consecuencia de la nueva fórmula del «Cmp» y de la situación de los mercados internacionales de crudo y productos, las tarifas domésticas y comerciales se incrementaron un 4,26%, mientras que las tarifas industriales lo hacían en un 10,75%

Hay que resaltar que durante el año 2006 se continuó adicionando el diferencial de 0,000814 €/kWh a la fórmula del «Cmp». Este diferencial se estableció por Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre, con objeto de recuperar un déficit generado durante el año 2005 como consecuencia de un retorno al mercado a tarifa no previsto por parte de determinados clientes industriales, y el endurecimiento del mercado internacional del gas que tuvo lugar en dicho año, y que originó dicho desfase.

La orden ITC/4101/2005 incluyó como principales novedades las siguientes:

- Se eliminaron las tarifas del grupo 1, las 2.5 y 2.6 del grupo 2 y las del grupo 4 (interrumpible). Los consumidores afectados pasaron a suministrarse en el mercado liberalizado, aunque con carácter transitorio se establecieron unas tarifas para los consumidores afectados con una duración determinada, definida en cada caso.
- Se actualizó e impulsó la normativa que afectaba a la instalación de aparatos de teled medida. Debido a la importancia de disponer de estos sistemas para la gestión del sistema, se recogen incentivos para su rápida implantación.
- Se establecieron 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 iniciaron 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 desarrolló una nueva fórmula para el cálculo del coste de la materia prima de acuerdo con la nueva cesta de aprovisionamientos, aumentando el pre-

cio un 14,07%, pasando de 1,7720 cents/kWh a 2,0213 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).

El 1 de enero de 2007 entró en vigor la orden de tarifas ITC/3992/2006, de 29 de diciembre, que incluyó unas nuevas tarifas que implicaban un alza sobre las existentes de un 2,2% para los consumidores doméstico/comerciales y de un 4,4% para los consumidores industriales.

Aparte de lo anterior, también se incluían las siguientes novedades:

- Las revisiones trimestrales entrarán en vigor el día 12, en lugar del tercer martes de los meses de abril, julio y octubre.
- Se establece una tarifa para el alquiler de los equipos de teled medida.
- Se determina un mandato a la Comisión Nacional de Energía para determinar en que casos la extensión de las redes se considera extensión natural de la red de transporte o se trata de una línea directa o acometida.
- Se continúa con el programa de supresión de tarifas: A partir del 1 de julio se suprimen todas las tarifas del grupo 2: las tarifas 2.1 a 2.4, al igual que las tarifas 2.bis, es decir, a partir de dicha fecha solamente permanecen en vigor tarifas para presiones de suministro iguales o inferiores a 4 bar.

### **Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista**

El sistema de retribuciones de las actividades reguladas es parte integrada del Sistema Económico del gas natural, 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. Anualmente, dichas retribuciones iniciales, junto con las que correspondan a nuevas instalaciones puestas en servicio son actualizadas 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:



- Distribución.
- Transporte (incluyendo plantas de regasificación, almacenamiento subterráneo, estaciones de compresión y estación de regulación y medida).
- Suministro a tarifa (compañías distribuidoras).
- Gestión de la compra-venta por parte del gas destinado al mercado a tarifa (transportista responsable del suministro a tarifa).
- Gestión Técnica del Sistema.
- Comisión Nacional de Energía.

Las empresas distribuidoras obtienen en la actualidad su retribución por dos conceptos: Por la actividad de distribución propiamente dicha y por la actividad de suministro a tarifa. La retribución inicial de la actividad de distribución se determinó en función del volumen de inversiones realizadas por las compañías y es actualizada anualmente de acuerdo con una fórmula preestablecida en función del número de nuevos clientes captados y las ventas realizadas. La retribución a la actividad de suministro a tarifa se calcula anualmente también mediante la aplicación de una fórmula, función de los kWh de gas distribuido y el número de consumidores.

*Retribución al transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo con anterioridad al 1/01/2007*

La retribución de las empresas transportistas se compone de la suma de las retribuciones individualizadas de cada una de sus instalaciones. Para las instalaciones que ya estaban operativas en el momento de la aplicación inicial del Real Decreto 949/2001 se estableció una remuneración individualizada de acuerdo con su valoración contable, que incluía una amortización lineal, los gastos operativos y los costes financieros. Esta retribución inicial es actualizada anualmente de acuerdo con la evolución del parámetro IPH al que se le aplica el coeficiente de eficiencia  $f_i$  (para ver el significado de estos parámetros se recomienda ver la Orden de Retribuciones correspondiente)

En el caso de nuevas instalaciones autorizadas de forma directa, el valor de la inversión se calculaba por la aplicación de unas tablas de valores unitarios estándar de inversión y con dicho valor de la inversión se calculaba la amortización empleando las vidas estándar publicadas en la Orden, mientras que la retribución financiero se determinaba de acuerdo a la media de las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial del 1,5%, por último la retribución a los coste de explotación se calculaba por la aplicación de unas tablas de valores unitarios.

Para instalaciones autorizadas por el procedimiento de concurrencia, el valor de la inversión se calculará de acuerdo con las condiciones de adjudicación del concurso.

En el caso de gasoductos, elementos de regulación y medida e instalaciones de almacenamiento, las retribuciones calculadas por el procedimiento anterior son agrupadas por compañías y publicadas en la propia Orden, sin embargo, en relación con las instalaciones de regasificación, su cifra de retribución se descomponía en una cantidad fija y una retribución variable, función de los kWh de gas descargados.

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. Como consecuencia de dicha orden, la retribución a la actividad de distribución se incrementó en un 6,20%, pasando de 1.178.191.555 € a 1.251.224.641 €, mientras que la retribución reconocida para la actividad de transporte, almacenamiento y regasificación se amplió en un 18,83%, al pasar de 500.734.641 € a 595.002.959 €, sin embargo, si consideramos también la retribución correspondiente a las instalaciones que se espera incluir en el sistema a lo largo del año 2006 esta cantidad se incrementaría en 284 millones de euros.

El incremento de retribuciones al transporte, regasificación y almacenamiento está en consonancia con el esfuerzo inversor de las compañías, en especial incluye la retribución de la nueva planta de regasificación de Sagunto, los nuevos tanques de Huelva y Cartagena, las ampliaciones de capacidad de emisión de las plantas de Huelva y Cartagena, la finalización del semianillo de Madrid o el gasoducto Falces-Irurzun de 14" y 54 Km.

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 correspondiente a las ampliaciones de instalaciones existentes.
- Se incluyó por primera vez un procedimiento para reconocer una retribución a los almacenamientos subterráneos, admitiéndose la posibilidad de retribuir las inversiones en exploración realizadas en el territorio nacional, durante los cinco años anteriores a la fecha de otorgamiento de la concesión de explotación, con la posibilidad de fijar una retribución provisional para el período que transcurra entre el otorgamiento de la concesión de explota-

ción y la concesión del acta de puesta en servicio definitiva. La vida útil del almacenamiento se fija en 20 años.

- Se determinó un procedimiento para incluir nuevas empresas distribuidoras en el régimen retributivo.
- Se declararon exentos de la aplicación de los coeficientes reductores aplicables en la retribución de los gasoductos secundarios a aquellos que contasen con autorización de instalación anterior al 20 de enero de 2004.
- Se establece un procedimiento para la compra del gas destinado a nivel mínimo de llenado de las plantas de regasificación y de los gasoductos de la red de transporte, junto con un mecanismo de retribución.
- Descuentos en la retribución de las empresas distribuidoras que tengan consumidores con consumos anuales superiores a 5 GWh/año y que no dispongan de los equipos de telemedida, y a las que tengan consumidores industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les apliquen las tarifas del grupo 2.

#### *Retribución a las plantas de regasificación en el año 2007*

En el año 2007 el sistema retributivo ha sufrido importantes modificaciones, que se han materializado en la publicación de tres órdenes diferentes: para las plantas de regasificación, para los almacenamientos subterráneos y para el resto de las instalaciones de transporte (gasoductos, estaciones de regulación y medida y estaciones de compresión).

A partir de la publicación de la orden ITC/3994/2006, que establece la retribución a las plantas de regasificación, la retribución financiera de estas instalaciones se calcula a partir de la aplicación del valor neto en lugar del valor bruto, es decir, restando del valor del activo la amortización acumulada. Esta novedad se compensa con un incremento de la retribución financiera, aplicando un diferencial de 350 puntos básicos al tipo de interés de las Obligaciones del Estado a 10 años en lugar del diferencial de 150 usado hasta la fecha.

Otra importante cambio estriba en que la valoración de los elementos de la planta se realizará de acuerdo a valores auditados con el máximo de los valores unitarios y en el caso de que el valor auditado sea mas bajo que el valor unitario, el primero se incrementará en el 50% de la diferencia entre ambos. Igualmente importante es la eliminación del reparto de la retribución fija y variable, que conllevaba importantes pérdidas de ingresos a las plantas que

no alcanzaban el 75% del grado de utilización. En el nuevo sistema, esto se ha reemplazado por los conceptos de costes fijos y variable de explotación, que está más acorde con la realidad de las plantas, estableciendo el mandato a la Comisión Nacional de Energía para que en un plazo de seis meses proponga unos costes unitarios de explotación estándar.

La nueva orden incorporó unos nuevos valores estándar de inversión unitarios, empleándose para ello los valores propuestos en el estudio realizado al efecto por la Comisión Nacional de Energía. El procedimiento de actualización también ha sido modificado, aplicándose diferentes coeficientes para los valores unitarios de explotación y para los de inversión, en lugar del antiguo factor  $IPH^*fi$ . En el caso de los valores unitarios de explotación fijos, la actualización se lleva a cabo mediante el factor  $IA = 0,2*(IPRI-x) + 0,8*(IPC-y)$ , donde IPRI es el índice de precios industriales e IPC es el índice de precios al consumo, mientras que en caso de los valores unitarios de explotación variables, el factor a emplear es  $IA = 0,8*(ICE-x) + 0,2*(IPRI-y)$ , donde ICE es un índice que recoge la variación del coste de la electricidad para estos consumidores e IPRI es el índice de precios industriales de bienes de equipo. En ambos casos «x» equivale a 50 puntos e «y» a 100 puntos básicos.

Por último, la actualización de los valores de referencia de inversión se realizará mediante la aplicación del IPRI de bienes de equipo menos cincuenta puntos básicos.

#### *Retribución a los almacenamientos subterráneos de gas natural en el año 2007*

La Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, en desarrollo del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, estableció un sistema para el cálculo de la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, que no hacía explícito el mecanismo de retribución para los almacenamientos subterráneos, lo ha podido suponer una barrera para el desarrollo de estas instalaciones. Durante el año 2006 se ha procedido a analizar el sistema existente, llegándose a la conclusión de que era necesario explicitar un mecanismo de retribución transparente y acorde con los niveles de riesgo asumidos por los promotores, para fomentar estas inversiones.

Dicho mecanismo se ha materializado en la orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, que propone, al igual que en el caso de las plantas de regasificación un sistema de retribución del valor neto de la instalación, junto con una retribución financiera basada en obligaciones del estado a 10 años más 350 puntos básicos.

La retribución reconocida al titular del almacenamiento incluirá las instalaciones puestas en servicio

con anterioridad a la concesión de la explotación del almacenamiento y se podrá solicitar la retribución de las inversiones llevadas a cabo en investigación durante los cinco años antes al otorgamiento de dicha concesión de explotación, con un tope del 50% del valor de la inversión dedicada a las instalaciones de explotación.

En relación a los valores de explotación unitarios fijos y variables, éstos, a diferencia de las plantas de regasificación, serán establecidos de forma particular para cada almacenamiento mediante una resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Por último, esta orden en su artículo 9º, garantiza una rentabilidad mínima a las inversiones que en ningún caso podrá ser inferior a 300 puntos básicos sobre su coste medio de financiación referencial (WACC), esta rentabilidad se garantiza incluso en el caso de extinción por caducidad de los títulos habilitantes de utilización y explotación del dominio público.

La Orden concluye con un Anejo I donde se enumeran las instalaciones que son susceptibles de reconocerse como elementos de un almacenamiento subterráneo, un Anexo II que contiene una plantilla para el cálculo de los costes de explotación y, por último, un Anexo III con las valoraciones y retribuciones de las instalaciones actualmente en servicio.

### **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, que inicialmente únicamente diferenciaba entre:

- Peaje de regasificación que inicialmente incluía 10 días de almacenamiento operativo y que posteriormente el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, redujo a cinco.
- 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 función de los kWh de gas almacenado y un término variable en función del volumen de gas inyectado o extraído en el mes.

- Peaje de almacenamiento de GNL, con carácter diario, función de los kWh almacenados.

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

Con carácter anual, se han ido actualizando los valores concretos de aplicación de los peajes en función de las previsiones anuales de retribución y de ingresos. Igualmente, en función de las necesidades del mercado se han ido incorporando peajes nuevos, como en la orden de peajes en vigor para el año 2005, la orden ITC/103/2005, de 28 de enero, donde se estableció un peaje nuevo para la descarga y la puesta en frío de buques.

En el año 2006, la orden ITC/4100/2005, estableció por primera vez tres nuevos peajes:

- Peaje interrumpible, ante la inmediata desaparición de la tarifa regulada interrumpible se definieron dos peajes denominados «A» y «B», con una duración máxima de la interrupción que podía decretar el Gestor Técnico del Sistema en 5 y 10 días como máximo.
- Peajes aplicables a los contratos de duración inferior a un año, que consisten básicamente en los peajes ordinarios a los que se aplica un coeficiente al término de caudal en función de la duración de los mismos.
- Peaje de tránsito internacional, que determina una tabla de coeficientes en función de la entrada y la salida a aplicar a la facturación del peaje de transporte y distribución, con el objetivo de primar los tránsitos en los que el puntos de entrada y salida son mas próximos, y por consiguiente, incentivando un uso eficiente de la red.
- Peajes 2.bis. Cuando entró en aplicación en el año 2002, por primera vez el sistema de peajes establecido en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, se comprobó que los clientes industriales, suministrados a presiones inferiores a 4 bar, veían incrementada su coste de transporte mas de un 30% como consecuencia de la aplicación de los peajes del grupo «3». Se decidió, que mientras no fuera posible para estos clientes la conexión a redes de suministro de presión superiores, se les aplicaría el peaje del grupo 2 (presiones de suministro entre 4 y 60 bar). En los años transcurridos se pudo comprobar que no se habían realizado ninguna conexión nueva, y con el objeto de poner fin a esta discriminación positiva que rompía con el esquema de peajes por presiones de suministro se estableció un nuevo peaje, denominado «2.bis», que iría convergiendo progresivamente a los peajes del grupo «3», en el año 2010.

- Telemedida. En el año 2005 se había establecido la obligación de instalar la telemedida a los usuarios con consumos superiores a 5 GWh/año, determinando unas penalizaciones para los usuarios que estando obligados a tener telemedida al superar el umbral de consumo establecido, no la hubieran instalado.

El 1 de enero de 2007 entró en vigor la orden de peajes ITC/3996/2006, de 29 de diciembre, que como novedades más importantes incluyó:

- Peajes para los usuarios de gas como materia prima para la fabricación de fertilizantes, con una duración limitada hasta el 2010 y con dos valores diferentes: Uno para el caso de que la entrada se realizara mediante gasoducto y otro para el caso de que la entrada se realizase mediante una planta de regasificación.
- Peaje de descarga de buques: Diferente por planta, con el objetivo de incentivar el uso de las plantas de Galicia y Bilbao y descongestionar las del arco mediterráneo. El peaje no supuso un encarecimiento adicional del sistema, ya que se realizó una rebaja en el peaje de regasificación.

### 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.

La Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, determinó en su artículo 12 que las tarifas de venta de los gases licuados por canalización, así como el precio de cesión a las empresas distribuidoras pasaban a ser únicas, en lugar de máximas, modificando los artículos 93 y 94 de la ley 34/1998.

En el año 2005 se publicó 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 incrementó en un 11,3% los costes de comercialización, pasando de los 0,317624 €/kg establecidos en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, a 0,353643 €/kg. En esta Orden se redujo 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) y se disminuyó el número de meses que intervienen en la fórmula del cálculo del coste de adquisición internacional de la materia prima, que pasó de 12 a 6 meses.

El procedimiento de determinación del precio máximo de venta del GLP envasado parte del cálculo del coste de la materia prima a partir de la media de la cotización internacional de la mezcla propano/butano más el flete en los seis meses anteriores al mes de aplicación, ambos valores que se expresan en \$/Tm por lo que se han de convertir a €/kg mediante la aplicación del correspondiente cambio \$/€. Una vez que se ha hecho dicho cambio de unidades, se le adiciona el «coste de comercialización», que recoge los gastos necesarios para la distribución del producto hasta el consumidor final, incluyendo el reparto domiciliario, obteniéndose el precio máximo de venta en €/kg antes de impuestos.

Por último, el punto tercero de la orden citada determina que los costes de comercialización se podrán actualizar anualmente mediante orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. En cumplimiento de lo anterior, el 30 de junio de 2006 se publicó la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio, actualizando de nuevo los costes de comercialización hasta un 3,7% hasta 0,366728 €/kg

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.

## 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 en función de la evolución del Coste Unitario de Adquisición de la Materia Prima (Cmp), dichas revisiones (en el caso de producirse) entran en vigor el primer día del mes de enero (la propia Orden), y el día 12 de los meses de abril, julio y octubre.

El 30 de diciembre de 2005 se publicó en el BOE la Orden ITC/4105/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecieron para el año 2006 las tarifas de gas natural y que incrementó las tarifas doméstico-comerciales en un 4,26%, mientras que las tarifas industriales lo hacían en un 10,75%. A lo largo del año 2006 las tarifas propuestas por la orden se mantuvieron constantes, a diferencia de lo que había ocurrido en el año 2005, en el que las tarifas se revisaron en abril, julio y octubre.

El 1 de enero de 2007 entró en vigor la orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre, con unas nuevas tarifas que supusieron un incremento sobre las existentes en un 2,2% para los consumidores doméstico/comerciales y en un 4,4% para los consumidores industriales.

La primera revisión del año 2007 se llevó a cabo mediante la Resolución de 9 de abril de 2007 (BOE de 11 de abril), bajando de media un 2,74% las tarifas domésticas y un 5,41% las tarifas industriales, y por lo tanto, retornando a los niveles del año 2006.

La evolución de las tarifas medias anuales para consumidores industriales, según tipos, se indica en el cuadro 6.5 Y gráfico 6.4 y las domésticos y comerciales en el cuadro 6.6 y gráfico 6.5.

En el cuadro 6.7 y gráficos 6.6 a 6.8 se comparan los precios medios practicados en diferentes países europeos para diferentes tipos de consumidores.

**CUADRO 6.5.–Precio medio 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)
<b>Consumo anual (Kwh/año):</b>	<b>116.278</b>	<b>1.162.779</b>	<b>11.627.787</b>	<b>116.277.871</b>	<b>348.833.612</b>	<b>1.162.778.708</b>
<b>días de consumo:</b>	<b>200</b>	<b>200</b>	<b>200</b>	<b>250</b>	<b>330</b>	<b>330</b>
<b>AÑO</b>						
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
2006	3,8051	2,5494	2,4524	2,3353	2,2614	2,2532
<b>INDICES (100 AÑO 2004)</b>						
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
2006	135,9	152,4	154,7	158,0	160,2	160,5

**CUADRO 6.6.–Precio medio regulado en cent/kWh (impuestos no incluidos) para diferentes consumidores doméstico-comerciales a presión menor o igual a 4 bar**

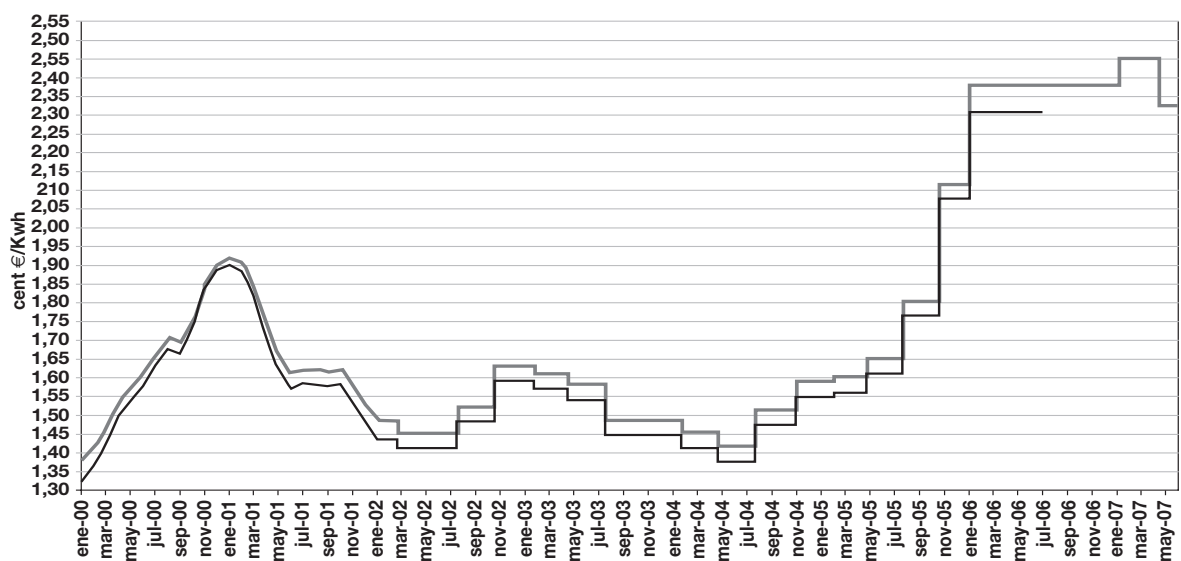
	D1 EUROSTAT	D2 EUROSTAT	D2-b EUROSTAT	D3 EUROSTAT	D3-b EUROSTAT	D4 EUROSTAT	D4 EUROSTAT
AÑO	2325 kWh/año	4650 kWh/año	9303 kWh/año	23250 kWh/año	34889 kWh/año	34890 kWh/año	290834 kWh/año
1997	4,7696	4,2017	3,6940	3,3013	3,2140	2,6309	2,6309
1998	4,6893	4,1311	3,6327	3,2464	3,1606	2,5872	2,5872
1999	4,4742	3,9426	3,4682	3,0998	3,0179	2,4704	2,4704
2000	5,2837	4,6572	4,0977	3,6630	3,5664	2,9191	2,9191
2001	5,6178	4,9539	4,3605	3,8985	3,7958	3,1070	3,1070
2002	5,2903	4,6816	4,0651	3,6555	3,5644	2,0370	2,5961
2003	5,2709	4,6742	4,0579	3,6590	3,5703	1,9287	2,5670
2004	5,1881	4,5971	3,9866	3,5912	3,5032	1,8470	2,5086
2005	5,4633	4,8723	4,2622	3,8660	3,7779	2,1272	2,7818
2006	6,0619	5,4452	4,8086	4,3954	4,3035	2,7437	3,2649

**INDICES (100 AÑO 2004)**

1997	91,9	91,4	92,7	91,9	91,7	142,4	104,9
1998	90,4	89,9	91,1	90,4	90,2	140,1	103,1
1999	86,2	85,8	87,0	86,3	86,1	133,8	98,5
2000	101,8	101,3	102,8	102,0	101,8	158,0	116,4
2001	108,3	107,8	109,4	108,6	108,4	168,2	123,9
2002	102,0	101,8	102,0	101,8	101,7	110,3	103,5
2003	101,6	101,7	101,8	101,9	101,9	104,4	102,3
2004	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2005	105,3	106,0	106,9	107,7	107,8	115,2	110,9
2006	116,8	118,4	120,6	122,4	122,8	148,6	130,1

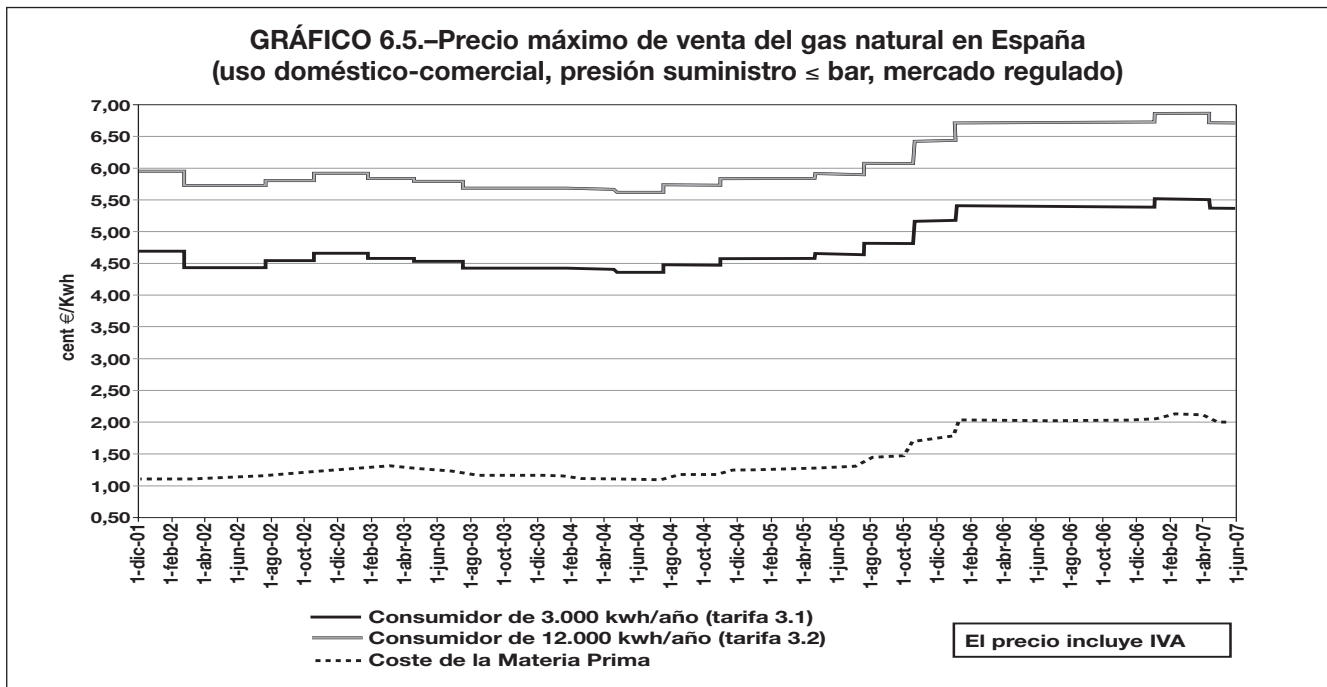
Fuente: Eurostat.

**GRÁFICO 6.4.–Precio del gas natural en España (usos industriales, presión de suministro > 4 bar)**



— Tarifa firme Consumidor de 50 Millones kwh y 175.000 kwh/día de caudal. suministros a presión entre 4 y 60 bares (Tarifa 2.4)  
 - - - Tarifa interrumpible. suministros a presión entre 4 y 60 bares (Tarifa 4.1)

NOTA: El precio no incluye el IVA.



**CUADRO 6.7.-Precios en enero de 2007**

	100.000 m <sup>3</sup>	1 Millón m <sup>3</sup>	10 Millones m <sup>3</sup>	50 Millones m <sup>3</sup>
BÉLGICA	3,08	2,61	2,41	2,29
FRANCIA	3,30	2,72	2,40	2,34
ALEMANIA	4,61	4,44	3,13	2,17
ITALIA	3,99	2,90	2,52	2,40
HOLANDA	5,33	2,77	2,32	2,06
<b>ESPAÑA</b>	<b>2,64</b>	<b>2,38</b>	<b>2,28</b>	<b>2,23</b>
REINO UNIDO	3,10	2,93	2,84	2,75

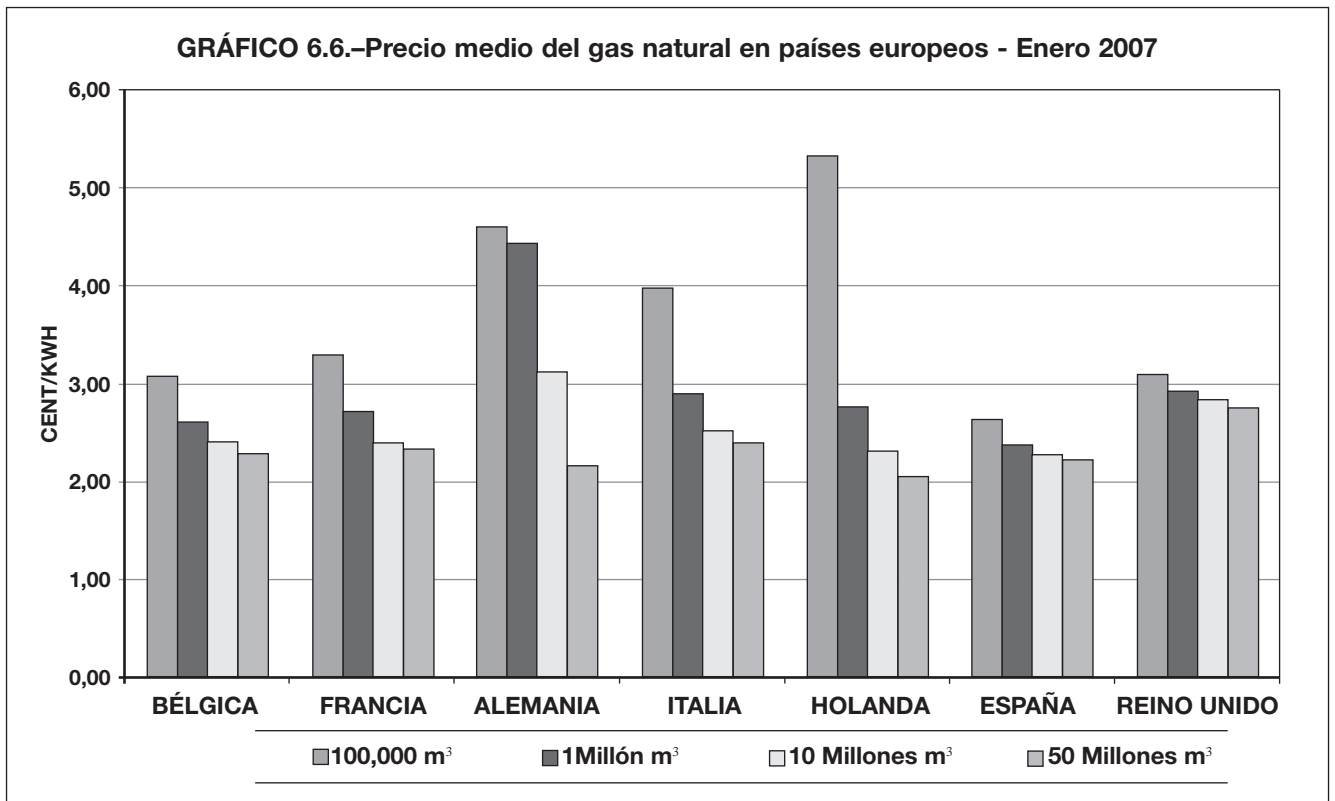
**Precios en enero de 2006**

	100.000 m <sup>3</sup>	1 Millón m <sup>3</sup>	10 Millones m <sup>3</sup>	50 Millones m <sup>3</sup>
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
<b>ESPAÑA</b>	<b>2,24</b>	<b>2,12</b>	<b>2,09</b>	<b>2,05</b>
REINO UNIDO	2,86	2,63	2,35	2,21

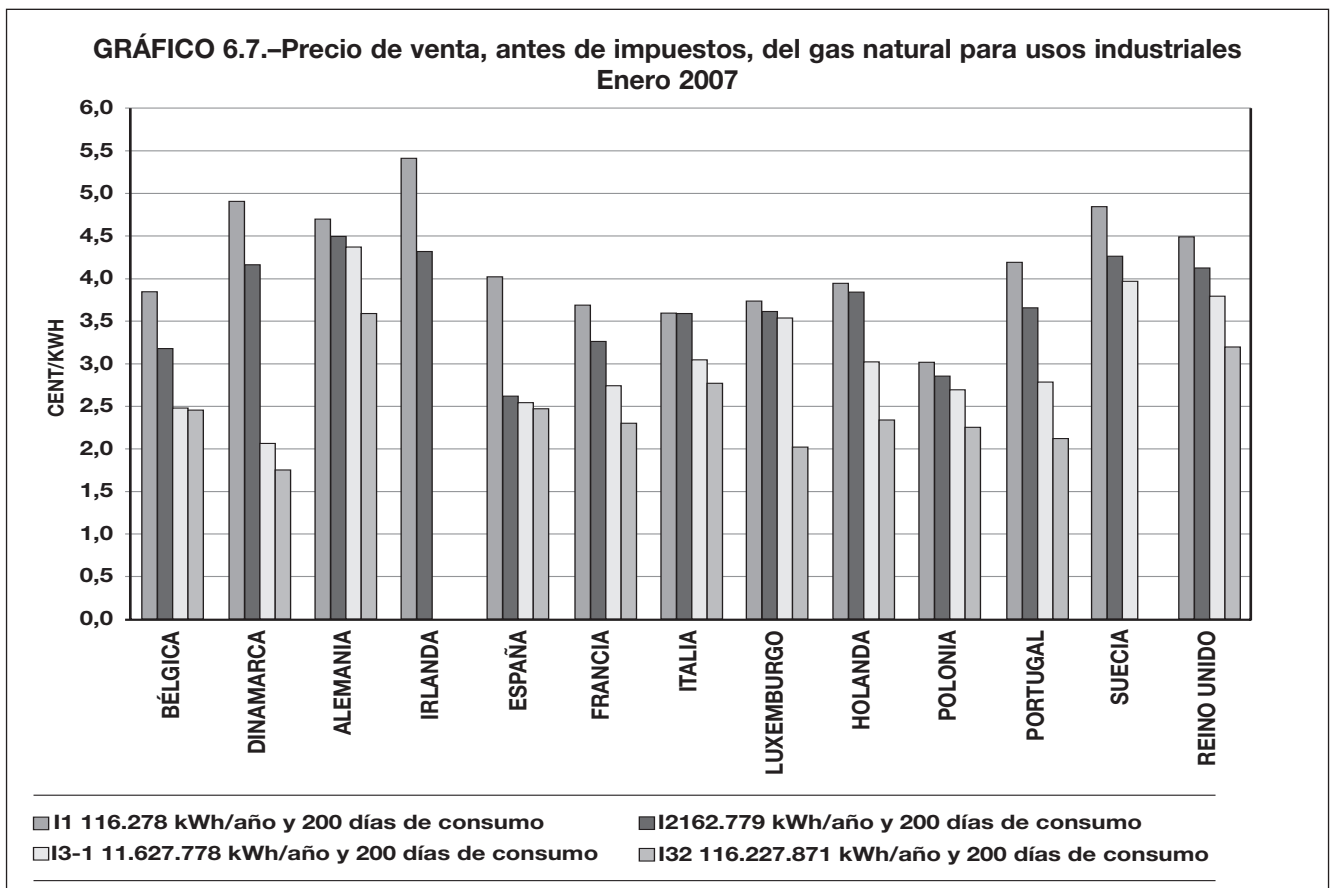
**Precios en enero de 2005**

	100.000 m <sup>3</sup>	1 Millón m <sup>3</sup>	10 Millones m <sup>3</sup>	50 Millones m <sup>3</sup>
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
<b>ESPAÑA</b>	<b>1,78</b>	<b>1,65</b>	<b>1,56</b>	<b>1,50</b>
REINO UNIDO	2,09	1,89	1,69	1,57

Fuente: WGI



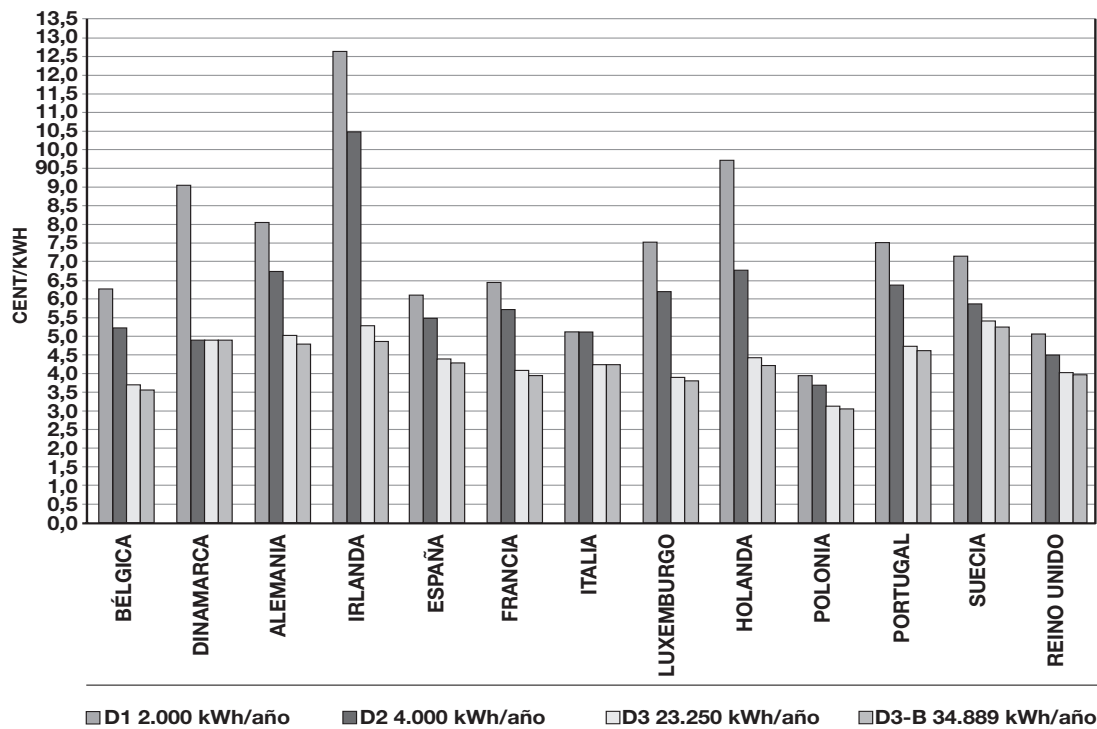
Fuente: World Gas Intelligence.



Fuente: Eurostat.



GRÁFICO 6.8.–Precio, antes de impuestos, del gas natural para usos domésticos - Enero 2007



Fuente: Eurostat.

### Gases licuados del petróleo (GLP)

#### GLP envasados

En el año 2005 se aplicaron 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.

Posteriormente y aplicando 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, aumentando 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 mantuvo durante el año 2006, que empezó con un incremento del 10,27% el 1 de enero, hasta alcanzar un precio máximo 0,775516 €/kg, lo que supone un precio máximo de venta de la botella de 12,5 kg de 11,24 €, con un aumento de 1,05 €/botella respecto al precio que estaba en vigor desde el 1 de octubre. El 1 de abril

de 2006, tiene lugar 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 precio máximo en vigor en el mes de abril.

La tendencia alcista se interrumpe el 1 de julio, con la entrada en vigor de la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio, que establece un precio máximo de 0,837188 €/kg, o lo que es lo mismo 12,3 €/botella. La revisión del mes de octubre es también a la baja, con un precio máximo por kg de 0,811753 €/kg (11,7 €/botella). El 2007 comienza con un alza prácticamente inapreciable, al alcanzar el precio máximo 0,812474 €/kg, por último, la revisión del mes de abril dio como resultado un precio máximo de 0,795422 €/kg, situándose el precio máximo de venta de la botella de 12,5 kg en 11,5 €.

En el cuadro 6.8 se indica la evolución del precio máximo medio anual de la botella de butano de 12,5 kg.

#### GLP 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 canaliza-

ción, durante el año 2006 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.

A lo largo del año 2006 el precio máximo para usuarios finales ha registrado diversas oscilaciones dentro de una clara tendencia descendente. El

año empezó con un precio máximo en vigor a partir del 17 de enero de 0,8162 €/kg, para alcanzar en el mes de febrero del precio máximo del año (0,8303 €/kg). A partir de dicha fecha el precio ha ido disminuyendo progresivamente, con un repunte de 0,7703 €/kg en el mes de agosto, pero terminando el mes de diciembre con un precio máximo de 0,6969 €/kg.

En el cuadro 6.9 y gráfico 6.9 se indica la evolución del precio máximo medio anual de este suministro, para un consumidor tipo.

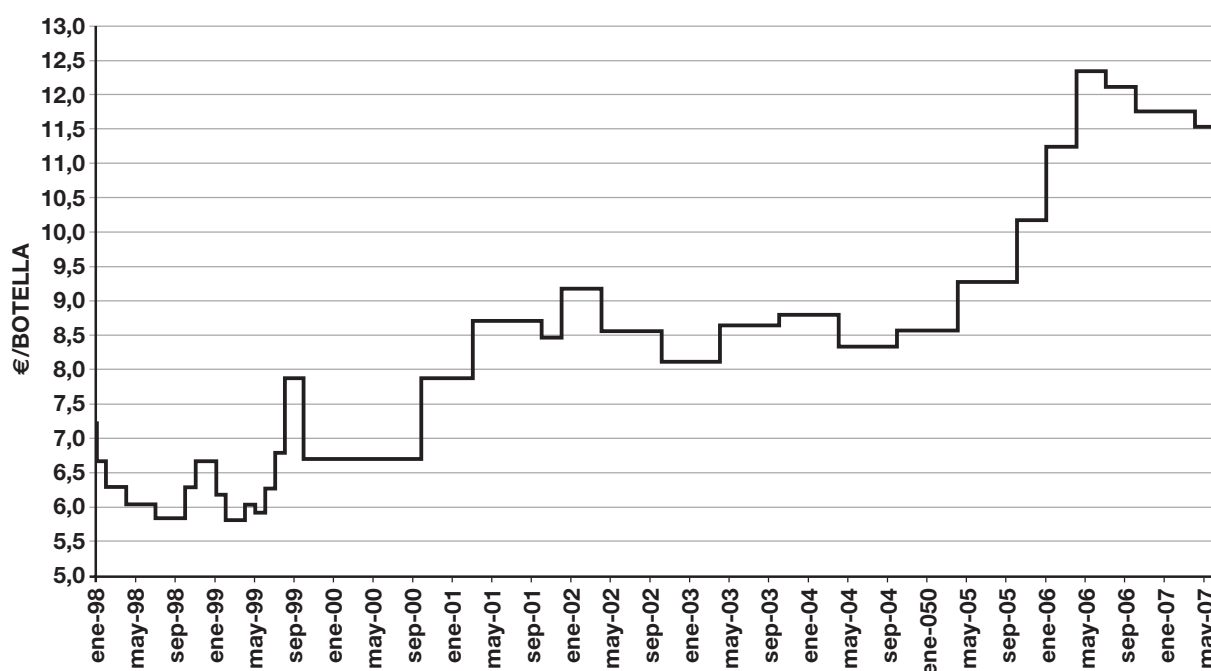
**CUADRO 6.8.–Evolucion precio máximo de venta de la botella de butano de 12,5 kg Impuestos incluidos**

AÑO	€/BOTELLA	INDICE
1994	5,79	100,00
1995	6,24	107,87
1996	6,36	109,87
1997	6,67	115,27
1998	6,25	107,95
1999	6,51	112,55
2000	6,97	120,46
2001	8,44	145,86
2002	6,84	118,12
2003	8,55	147,72
2004	8,51	147,07
2005	9,42	162,83
2006	11,87	205,16

**CUADRO 6.9.–Evolucion del precio máximo de venta del GLP canalizado para usuarios finales. Consumidor de 500 kg/año**

AÑO	cent/kWh	INDICE
1994	4,22	100,00
1995	4,56	108,14
1996	4,71	111,50
1997	4,96	117,53
1998	4,60	109,02
1999	5,01	118,60
2000	6,51	154,28
2001	6,24	147,84
2002	5,27	124,81
2003	5,87	139,07
2004	6,14	145,54
2005	6,78	160,72
2006	7,58	179,49

**GRÁFICO 6.9.–Precio máximo de venta al público de la botella de butano de 12,5 kg**



## 6.4. NORMATIVA

Las medidas adoptadas durante el año 2006, en materia normativa, que afectan al sector del gas natural son las siguientes:

- *Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.*

Introduce modificaciones en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, reduciendo la capacidad de almacenamiento operativo incluido en el peaje de transporte. Además modifica el criterio de asignación para la contratación de capacidad de almacenamiento subterráneo, sustituyendo el hasta entonces vigente criterio cronológico por un criterio de reparto en función de las ventas o consumos de los sujetos en el año anterior.

- *Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento Técnico de Distribución y Utilización de Combustibles Gaseosos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ICG 01 a 11.*
- *Orden ITC/2348/2006, de 14 de julio, por la que se establecen las normas de información contable para las empresas que desarrollen actividades de gas natural y gases manufacturados por canalización.*

Aclara el contenido material y la forma de complementar la información financiera, que deberán remitir las empresas que actúan en el sector del gas natural y gases manufacturados al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, con el fin de poder realizar el seguimiento del régimen económico del sector, evitar discriminaciones, subvenciones entre actividades distintas y distorsiones de la competencia.

- *Resolución de 25 de julio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de interrumpibilidad en el sistema gasista.*

Desarrolla las condiciones básicas de aplicación de los peajes en la modalidad interrumpible, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre. Asimismo, establece las necesidades de interrupción para el periodo considerado.

- *Resolución de 28 de julio de 2006 de la Secretaría General de Energía por la que se modifica el apartado 3.6.3 «Viabilidad de las programaciones de descarga de buques» de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista «NGTS-3»*

Con el fin de evitar posibles acaparamientos de almacenamiento de Gas Natural Licuado en las plantas de GNL, se modifica la norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista, NGTS-3 fijando una limitación objetiva a las existencias medias de GNL de los usuarios en función de su capacidad de regasificación contratada.

- *Resolución de 25 de octubre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal 2006-2007 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 día siguiente de la publicación de la Resolución en el Boletín Oficial del Estado hasta el 31 de marzo de 2007.

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:

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

- *Proyecto de Ley por el que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la*

*Directiva 2003/55, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural.*

Con fecha 1 de septiembre de 2006, el Consejo de Ministros aprobó el anteproyecto de Ley por el que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural, encontrándose en la actualidad en fase de tramitación parlamentaria.

Los principales aspectos abordados en dicho proyecto de Ley son:

- Obligación de separación jurídica y funcional de las empresas que ejercen actividades de redes (transporte y distribución) de aquellas que realizan actividad de producción y comercialización de gas natural.
- Eliminación de tarifas y establecimiento del comercializador de último recurso que suministra a la denominada tarifa de último recurso.
- Reforzamiento de la independencia del Gestor Técnico del Sistema del principal transportista, mediante la creación de una unidad orgánica específica.

- Creación del Comité de Gestión Técnica de Seguimiento del Sistema Energético.
- Creación de la Oficina de gestión de cambio de suministrador

*Reglamento de la Unión Europea de condiciones de acceso a las redes de transporte*

El Reglamento sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, entró en aplicación el 1 de julio de 2006, siendo las normas incluidas en él de obligado cumplimiento. 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.



## 7. SECTOR PETRÓLEO

### 7.1. DEMANDA

El consumo de productos petrolíferos, excluyendo los consumos propios de refinerías y pérdidas, alcanzó 72,4 millones de toneladas en 2006, con un descenso del 1,4% 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)**

	2005	2006	%2006/05
GLP	2339	2117	-9,5
GASOLINAS	7260	6940	-4,4
QUEROSEOS	5184	5410	4,4
GAS-OIL:	33310	34201	2,7
Gasoleo A+B	29159	30363	4,1
Gasoleo C	4151	3838	-7,5
FUEL OIL	13536	12319	-9,0
NAFTAS	2152	1887	-12,3
COQUE DE PETROLEO	4418	4471	1,2
OTROS PRODUCTOS	5281	5092	-3,6
<b>TOTAL</b>	<b>73480</b>	<b>72438</b>	<b>-1,4</b>

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

Este descenso, que sigue al ligero crecimiento del año anterior, se ha debido a la moderación del crecimiento de los consumos finales, tanto de carburantes del transporte como de combustibles, así como al descenso del consumo en generación eléctrica. La demanda final en el transporte sigue creciendo pero a tasas inferiores a las de años precedentes, mien-

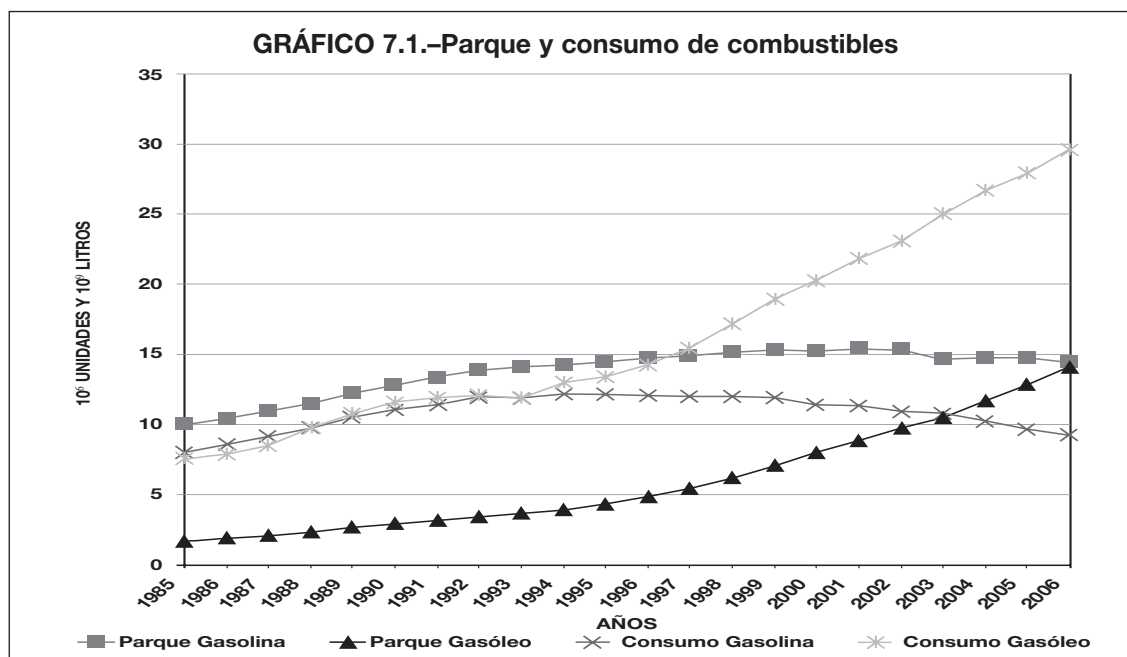
tras el consumo en usos finales de la industria ha bajado globalmente tanto en combustibles como en materias primas petroquímicas, de acuerdo a la actividad de algunos subsectores industriales y a la sustitución por gas natural. En el sector residencial y terciario la demanda bajó debido a la suavidad climática del año y a la continua sustitución por gas natural.

Por productos, continúa destacando el crecimiento de la demanda de gasóleo auto, 4,1% en el año, similar a la del año anterior, pero inferior a las registradas hasta 2004, 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, 4,4% en el año, aunque sigue a tasas 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 4,4%. Los datos sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2006, siguió la tendencia creciente de los últimos años, debido al importante aumento, 9,2% en los de gasóleo, mientras el parque de automóviles de gasolina ha bajado un 2,4%, 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, bajó significativamente la demanda de fuelóleos para generación eléctrica en 2006 en la península, mientras en los sistemas extrapeninsulares creció a tasas inferiores a las de años anteriores, debido a un menor crecimiento de la demanda. En conjunto, la



FUENTE: SGE.

generación con productos petrolíferos sigue teniendo un peso bajo en la estructura de generación total nacional.

El consumo total estimado de fuelóleos, incluyendo combustibles de navegación marítima, pero sin incluir los consumos propios de refinerías y pérdidas, según se indica en el cuadro 7.1, alcanzó 12,3 millones de toneladas, con un descenso del 9%, debido al menor consumo en generación eléctrica, dado que en usos finales es ya muy poco significativo. Aumentó el consumo de coque de petróleo, un 1,2%, en usos finales y también en generación eléctrica. El consumo de naftas y otras materias primas petroquímicas ha bajado significativamente.

## 7.2. OFERTA

### Comercio exterior

Durante el año 2006 las refinerías españolas importaron 61,2 millones de toneladas de petróleo crudo lo que supone un aumento del 1,6% respecto a las importaciones del año anterior.

Por áreas geográficas el origen de las importaciones de crudo del año 2006 es el siguiente: 30,6% de África, con Nigeria y Libia como principales suministradores; 25,1% Oriente Medio, siendo Arabia Saudita, Irán e Irak los principales suministradores, 18,2% América, siendo Méjico y Venezuela los principales suministradores y 25,6% Europa, siendo Rusia el principal suministrador. Destaca el aumento de importaciones de Rusia, Oriente Medio y Venezuela, y descenso de África.

### Producción interior de Hidrocarburos

En el año 2006 la producción interior de crudo fue de 140.146 Tm (1.045.259 barriles), un 15,6% inferior al nivel de 2005 (166.014 Tm). Por tanto, se mantiene la tendencia de creciente de la producción de crudo en los últimos años. Esta producción representa en torno al 0,3% del consumo nacional. Los campos productores siguen siendo: Lora (Burgos), Casablanca-Montanazo, Rodaballo y Angula-Casablanca, situados estos tres últimos en el mar Mediterráneo en el entorno de la plataforma «Casablanca» frente a las costas de Tarragona. La producción se desglosa en el cuadro 7.3.

CUADRO 7.3.

Campos	Producción			Operador
	Barriles	Tm	%	
AYOLUENGO	39.233	5.397	3,85	NORTHERN
CASABLANCA	484.044	66.766	47,64	RIPSA
RODABALLO	273.973	35.393	25,25	RIPSA
BOQUERÓN	248.009	32.590	23,25	RIPSA
<b>TOTAL</b>	<b>1.045.259</b>	<b>140.146</b>	<b>100,00</b>	

FUENTE: SGE.

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

CUADRO 7.2.-Procedencia del petróleo crudo importado en España

	2005		2006		2006/05
	kt	%	kt	%	% variac.
Oriente Medio	14716	24,43	15401	25,15	4,7
Arabia Saudí	6331	6512	2,9		
Iran	4929	5189	5,3		
Irak	2912	3292	13,0		
Otros	544	408			
América	10239	17,00	11186	18,27	9,2
Méjico	9006	7561	-16,0		
Venezuela	1092	3296	201,8		
Otros	141	329			
Africa	21411	35,54	18768	30,65	-12,3
Argelia	2082	1512	-27,4		
Libia	6176	5548	-10,2		
Nigeria	7127	6016	-15,6		
Otros	6026	5692	-5,5		
Europa	13540	22,48	15721	25,68	16,1
Reino Unido	579	248	-57,2		
Rusia	8916	12201	36,8		
Otros	4045	3272	-19,1		
Otros	337	0,56	149	0,24	
<b>TOTAL</b>	<b>60243</b>	<b>100,00</b>	<b>61225</b>	<b>100,00</b>	<b>1,6</b>

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 2006 en cuanto a destilación de crudo, un 1,7% más, con aumento de las producciones de algunos tipos de gasóleos, GLP, querosenos y asfaltos, mientras descienden ligeramente las de gasolinas y algunos tipos de gasóleos y fuelóleos.

### 7.3. PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

La evolución en 2006 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, reflejan el comportamiento de alza sostenida que ha tenido el crudo. El precio medio de la gasolina sin plomo aumentó 7,1 céntimos de euro por litro en 2006 respecto al año anterior (7,4%)

CUADRO 7.4.  
Producción de las refinerías españolas

Kt	2005	2006	%2006/05
Crudos destilados	60889	61937	1,7
GLP	1050	1522	44,9
Gasolinas	10305	10198	-1,0
Naftas	622	511	-17,8
Querosenos	6906	7036	1,9
Gasóleos A y B	8265	7814	-5,5
Gasóleo C	425	386	-9,2
Otros Gasóleos	14773	15655	6,0
Fuel-oil BIA	7468	7739	3,6
Fuel-oil 1	1213	1209	-0,4
Aceites base	404	419	3,6
Asfaltos	2900	3041	4,9
Coque de petróleo	1050	1036	-1,4
Otros	3788	3849	1,6

FUENTE: SGE.



pasando de 96,2 en 2005 a 103,3 cts/litro en 2006. El precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio subió 5,75 cts /litro (6,4%) pasando de 89,96 cts/litro en 2005 a 95,71 cts/litro en 2006. En 2006 se produjo la práctica desaparición de la gasolina súper.

En cuanto a evolución de precios de venta en la UE, se puede apreciar en los gráficos adjuntos que el precio de la gasolina sin plomo en España es de los más bajos de la UE. Sólo Grecia evoluciona por debajo de España.

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

El gasóleo de calefacción muestra una evolución sustancialmente paralela a la de la UE. Los saltos de 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.

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 supuso un perceptible aumento de costes.

En 2006 ha desaparecido prácticamente la gasolina súper, por lo que, tal y como se explicó en el informe de 2005, no se incluyen ya datos de ese carburante. Han empezado a venderse carburantes mejorados, como el gasóleo con aditivación especial, el gasóleo con sólo 10 ppm de azufre, que es un quinto del máximo legal, la gasolina con aditivación especial, biodiésel, bioetanol, etc.. En el futuro 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 2005 y 2006.

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

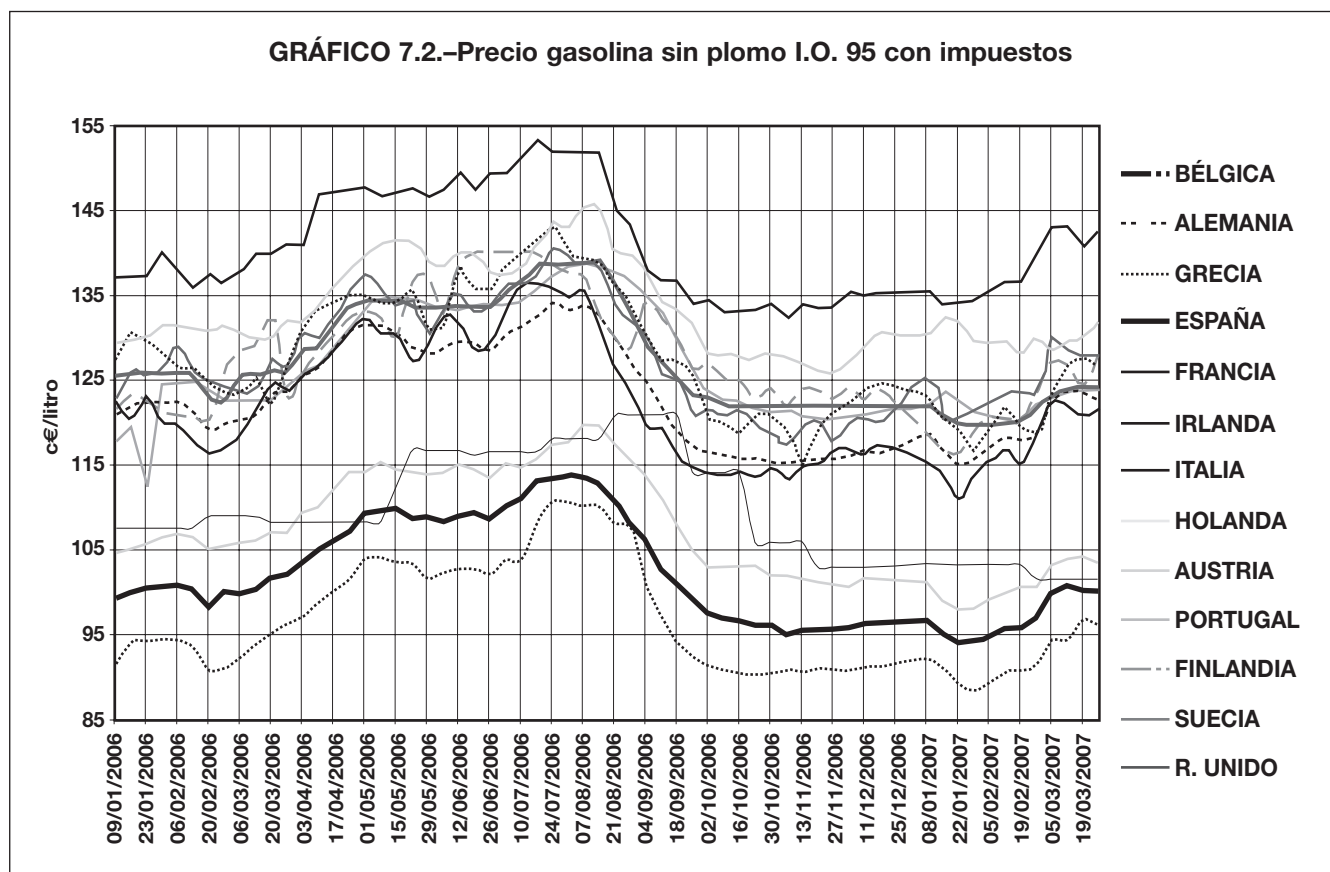


GRÁFICO 7.3.-Precio gasóleo de automoción con impuestos

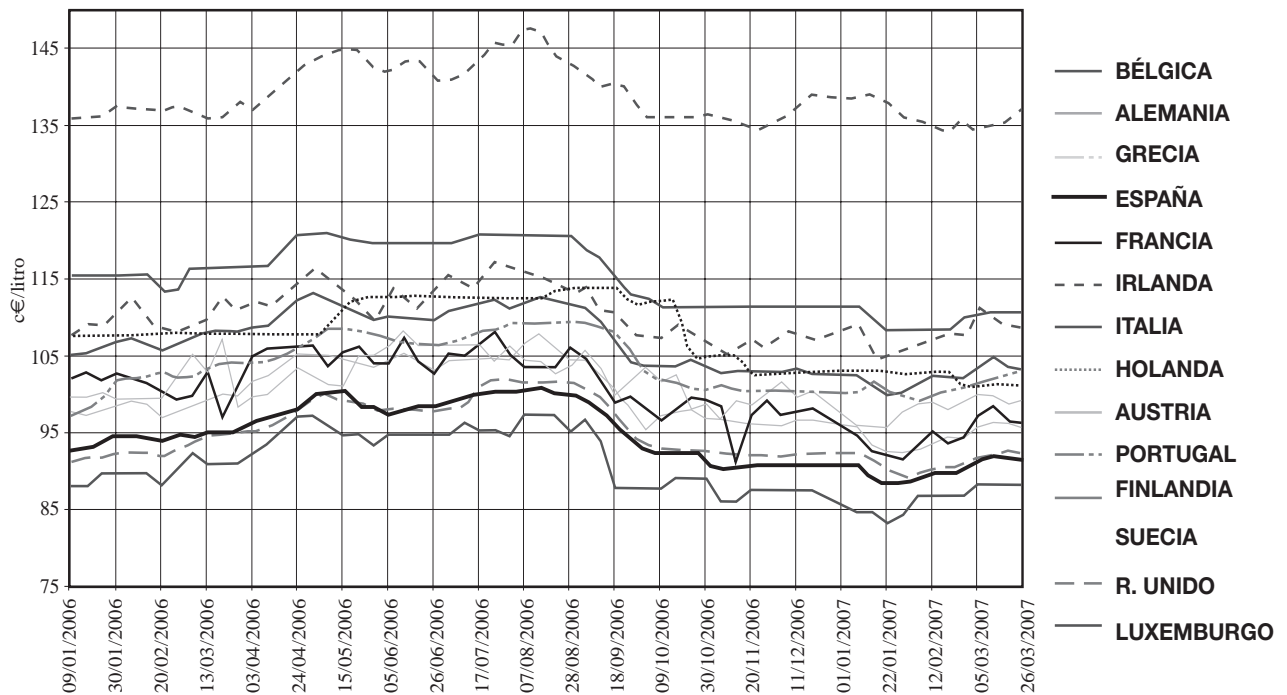
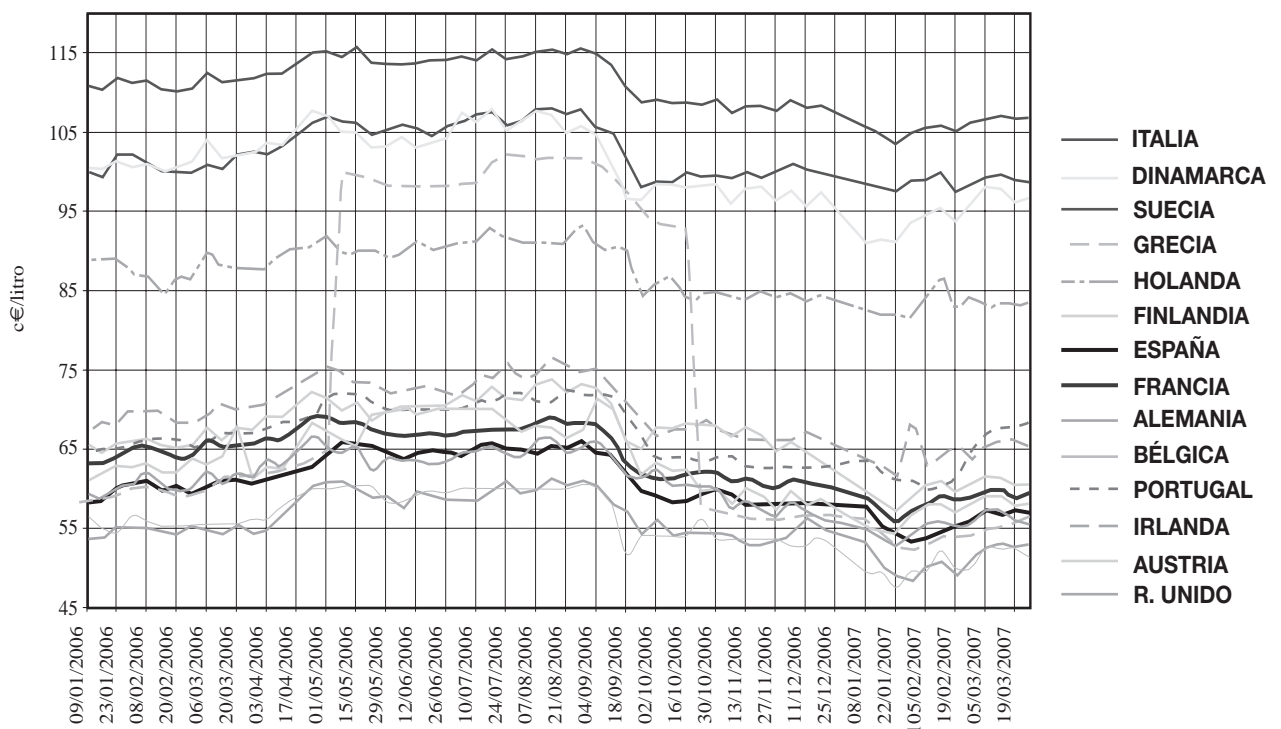
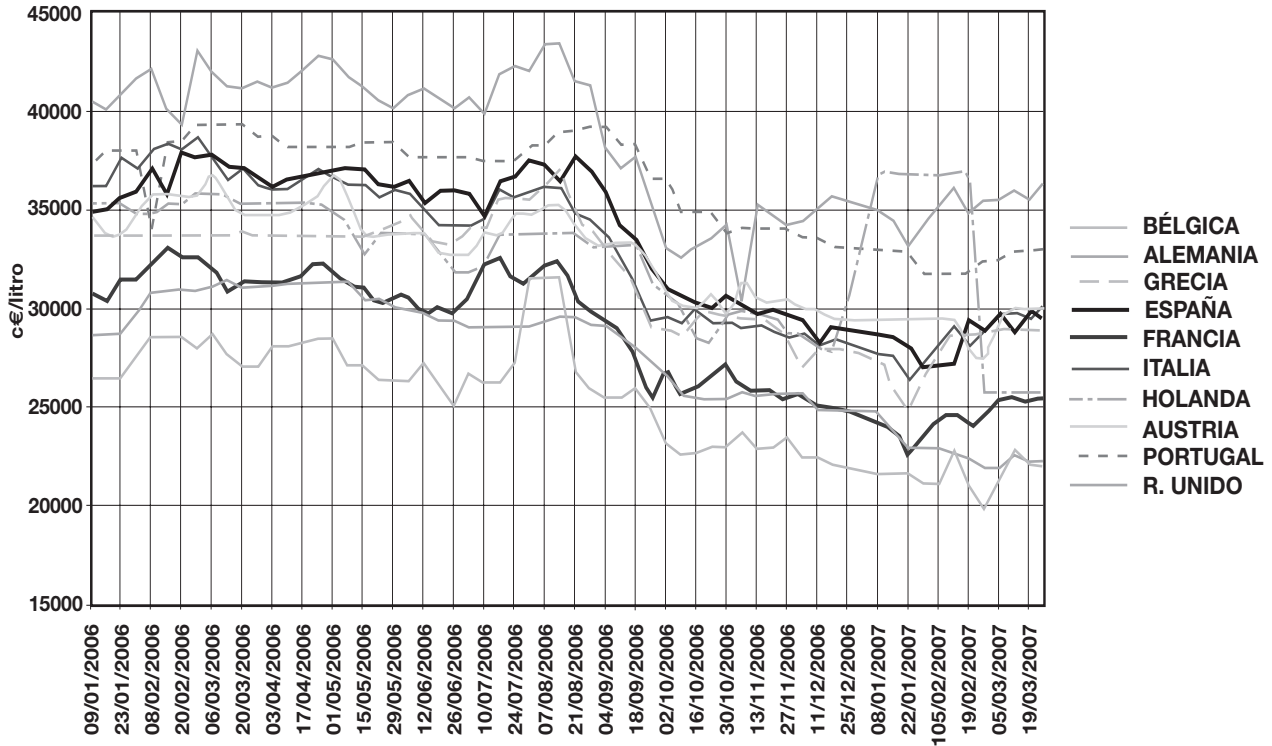


GRÁFICO 7.4.-Precio gasóleo de calefacción con impuestos



**GRÁFICO 7.5.-Precio fuelóleo B.I.A. con impuestos**  
(los precios representados incluyen el impuesto especial, pero no el IVA)



**GRÁFICO 7.6.-PVP de la gasolina 95 en algunos países de la UE**

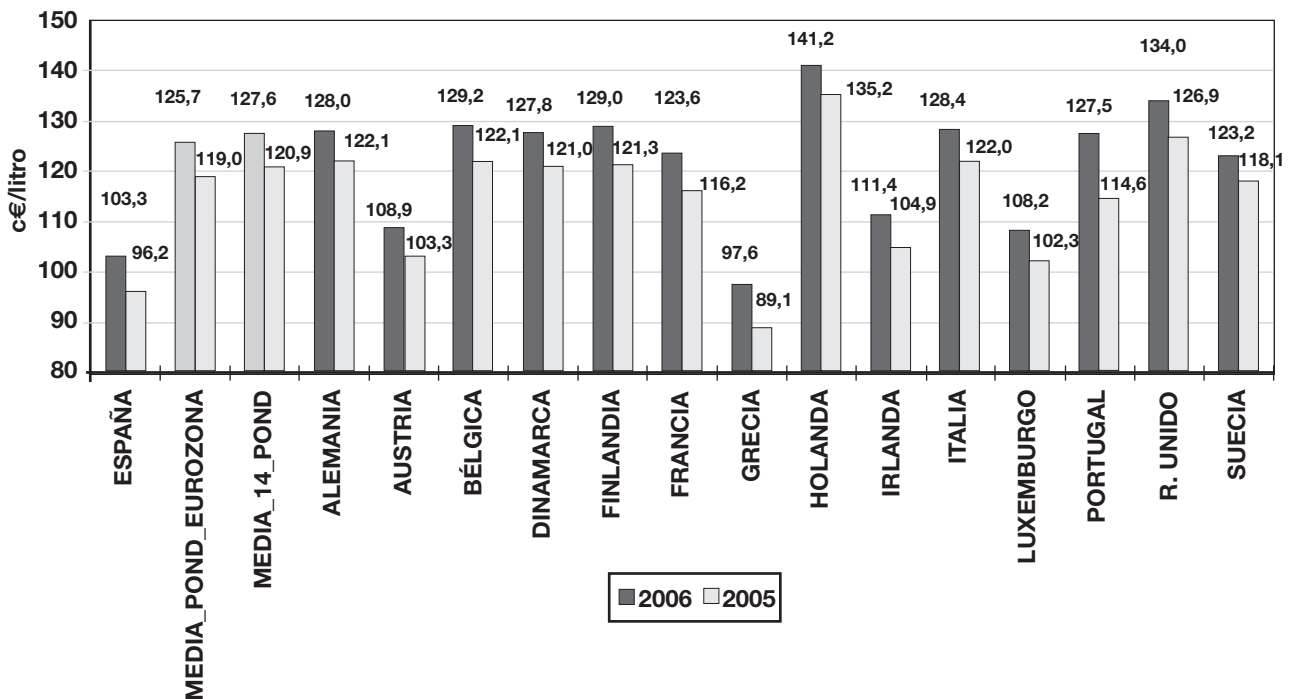
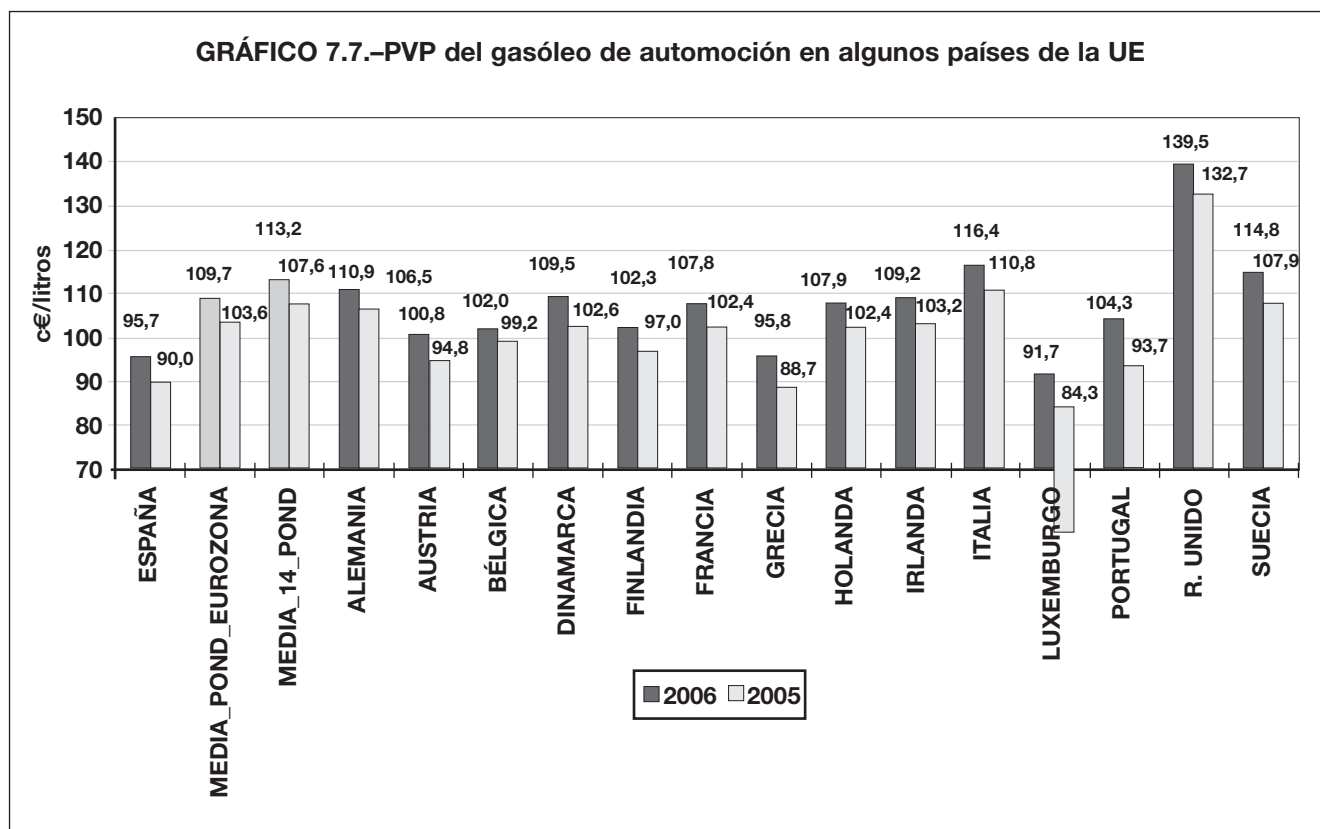


GRÁFICO 7.7.-PVP del gasóleo de automoción en algunos países de la UE



## 7.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

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

- *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.*

La Directiva 2003/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 3 de marzo, modifica la Directiva 98/70/CE, fijando fundamentalmente el contenido de azufre máximo para gasolinas y gasóleo de automoción (clase A), a partir del 1 de enero de 2009 y para gasóleos destinados a ser utilizados en máquinas móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales, a partir del 1 de enero de 2008.

Por su parte, la Directiva 2003/30/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de los biocarburantes u otros combustibles renovables en el

transporte, establece que los Estados miembros deberán velar para que se comercialice en sus mercados una proporción mínima de biocarburantes, contemplando para ello, entre otros aspectos, una serie de medidas relativas al porcentaje de mezcla de los gasóleos y de las gasolinas con los biocarburantes.

El Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, transpone las citadas Directivas 2003/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 3 de marzo de 2003 y la Directiva 2003/30/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 8 de mayo de 2003.

Esta nueva norma viene a derogar el 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, con objeto de dar cumplimiento al procedimiento de información regulado por la Directiva 98/34/CE.

Por otra parte, se incorporan las especificaciones requeridas a los biocarburantes, cumplimentando de esta manera lo establecido en la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

- *REAL DECRETO 1027/2006, de 15 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.*

La Directiva 2005/33/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de julio de 2005, supone una modificación de 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 de 1999, relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos y por la que se modifica la Directiva 93/12/CEE, fija los límites para el contenido en azufre de determinados combustibles líquidos, concretamente para el fuelóleo pesado, gasóleo de calefacción y gasóleo para uso marítimo, con objeto de reducir las emisiones de dióxido de azufre producidas en su combustión y aminorar así los efectos nocivos de dichas emisiones para el hombre y el medio ambiente.

La modificación de la Directiva 1999/32/CE afecta al contenido del artículo 3 «Especificaciones técnicas de gasóleos», artículo 4 «Especificaciones técnicas de fuelóleos» y artículo 7 «Muestreo y análisis» del Real Decreto 61/2006, haciéndose a su vez necesaria la incorporación al mismo de tres nuevos artículos referentes al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo, así como una nueva disposición adicional que recoge las excepciones contempladas en la Directiva 2005/33/CE, en cuanto a la limitación del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos derivados del petróleo.

En resumen, con la aprobación de este Real Decreto se transpone la Directiva 2005/33/CE que pretende reducir las emisiones procedentes de los buques debido a la combustión de combustibles para uso marítimo con alto contenido en azufre que contribuyen a la contaminación del aire en forma de dióxido de azufre y partículas, lo que perjudica la salud humana, daña el medio ambiente, los bienes públicos y privados y el patrimonio cultural, y contribuye a la acidificación.

#### Otras disposiciones

- *LEY 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.*

La Disposición final primera de dicha Ley contempla una modificación del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de

impacto ambiental, con respecto a los artículos 1,2,3,4 y 7 e introduciendo un nuevo artículo 4 bis.

Lo más destacable de esta modificación radica en que a partir de ahora, el documento comprensivo a presentar por el promotor del proyecto, que se encuentre incluido en el Anexo I del Real Decreto Legislativo 1302/1986, en los proyectos que deban ser autorizados o aprobados por la Administración General del Estado, se realizará ante el órgano con competencia sustantiva, en nuestro caso el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en lugar de en el Ministerio de Medio Ambiente, como se hacía hasta la fecha. Enviándolo posteriormente a dicho órgano ambiental.

- *REAL DECRETO 774/2006, de 23 de junio, por el que se modifica el Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio.*

Se modifican los apartados 1, 4 y 7 del Artículo 108 bis. Aplicación de los tipos impositivos de biocarburantes y biocombustibles, donde lo más relevante es que, una vez ultimado el régimen suspensivo, el biocarburante o el producto que lo contenga podrá ser mezclado, en establecimientos de venta e instalaciones de consumo final, con otros biocarburantes, productos que los contengan o carburantes convencionales por los que, en todos los casos, el régimen suspensivo estuviera igualmente ultimado, a diferencia de anteriormente, que sólo se permitía esta mezcla en los depósitos fiscales.

#### 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, que en su artículo 38 dice «Los precios de los productos derivados del petróleo serán libres». Así pues desde dicha fecha las gasolinas, que anteriormente estaban sometidas a precio máximo, quedaron totalmente liberalizadas.

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

Esta obligación fue posteriormente desarrollada por la Orden Ministerial del Ministerio de Economía de 3 de agosto de 2000 donde se estableció el sistema de envío de los datos. En la actualidad los precios se muestran al público en una

página web (<http://oficinavirtual.mityc.es/carburantes/index.aspx>).

El 26 de abril de 2006 se publicó en el BOE la Orden ITC/1201/2006, 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 que deroga la Orden de 3 de agosto de 2000, actualiza las obligaciones (por ejemplo incorporando los nuevos carburantes mejorados y el biodiésel) y las extiende a las instalaciones de suministro a barcos y aeronaves.

Además obliga a las empresas de ventas directas (gasocentros y similares) a comunicar semanalmente los precios de gasóleo de calefacción y fuelóleo, mensualmente los precios y cantidades vendidas de todos sus productos y anualmente estos mismos precios y cantidades referidos al año anterior.

Esta ITC/1201/2006 fue modificada por la ITC/2193/2006, que alargó el plazo de entrada en vigor de 3 a 6 meses y estableció que de los años transcurridos sólo se mandaran cantidades y no precios.

Asimismo, la Resolución de 6 de septiembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, modificó los anexos de la Orden ITC/1201/2006.

- 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 (IVM). 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, a partir del 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. Cumpliendo los plazos, España elevó el impuesto especial de hidrocarburos e IVM en su tramo estatal sobre el gasóleo de automoción el 1 de enero de 2007 a 302 euros por mil litros (antes ese impuesto especial era de 293,86 euros por mil litros). España tiene hasta el 1 de enero de 2012 para llegar a 330 euros.

La Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad (BOE 17-02-2006), 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

### Plan de Acción 2005-2007.

El **Plan de Acción 2005-2007**<sup>1</sup> de la Estrategia Española de Eficiencia Energética (E4)<sup>2</sup>, es el marco de desarrollo de las actuaciones en materia de eficiencia energética en España. El Plan relaciona y concreta las actuaciones que deben ponerse en marcha, entre 2005 y 2007, en cada sector, detallando los objetivos, plazos, recursos y responsabilidades que corresponden a las diferentes Administraciones, evaluando, finalmente, los impactos globales derivados

de las mismas. La ejecución de las actuaciones previstas por el Plan permitirá obtener unos ahorros energéticos acumulados, en el conjunto del periodo, de 12 millones de toneladas equivalentes de petróleo, evitando la emisión a la atmósfera de 32,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Por su parte el volumen de inversiones movilizadas por el Plan, entendiéndose como tales los costes privados y públicos del mismo, alcanzará los 7.926 millones de euros, que contarán con un apoyo público de 729 millones de euros, financiado con fondos provenientes de la Administración general del Estado, a través de la tarifa eléctrica, y de las Administraciones territoriales.

**CUADRO 8.1.-Resumen del Plan de Acción 2005-2007**

Sectores	Inversión (M€)	Apoyos Públicos (M€)	Ahorro Energético (ktep)	Emisiones Evitadas de CO <sub>2</sub> (miles de t)
Industria	489,2	111,2	802,7	2,4
Transporte	1.013,1	128,1	4.944,0	14,5
Edificación	3.296,5	216,4	724,0	4,0
Equipamiento	1.333,3	213,4	280,3	2,4
Servicios Públicos	374,2	24,5	59,0	0,5
Agricultura y Pesca	509,4	23,4	52,3	0,2
Total Uso Final	7.015,8	717,1	6.862,3	24,0
Transformación de la Energía	904,4	5,9	3.051,0	8,4
Ahorros de Energía Primaria Derivados de los Ahorros de Energía Final	—	—	2.092,8	—
<b>Total Sectores</b>	<b>7.920,2</b>	<b>723,0</b>	<b>12.006,1</b>	<b>32,5</b>
<b>Comunicación</b>	<b>6,1</b>	<b>6,1</b>		
<b>Total Inversión y Apoyo Público</b>	<b>7.926,3</b>	<b>729,1</b>		

Fuente: Plan de Acción 2005-2007 de la E4.

<sup>1</sup> Plan de Acción 2005-2007: aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 8 de julio de 2005.

<sup>2</sup> Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España: aprobada por Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de Noviembre de 2003.



El modelo de financiación, gestión y ejecución del Plan de Acción 2005-2007, al igual que el del Plan de Energías Renovables 2005-2010, es un modelo compartido entre la Administración General del Estado y las Administraciones territoriales, fundamentalmente, la Administración Autonómica, a través de la firma de convenios con el IDAE.

En el año 2005, el IDAE firmó convenios con 17 Comunidades Autónomas para el desarrollo de ocho medidas comunes, que abarcan, desde la impartición de cursos de formación a vendedores de electrodomésticos en etiquetado energético y la conducción eficiente para conductores de turismos, a la sustitución de 200.000 lámparas convencionales por otras de bajo consumo. Más concretamente, las ocho medidas fueron las siguientes:

1. Impartición de 110 cursos de formación a vendedores de electrodomésticos.
2. Impartición de 25 cursos a gestores energéticos municipales.
3. Impartición de 104 cursos dirigidos a agricultores y ganaderos sobre uso eficiente de la energía.
4. Realización de 12.000 cursos de conducción eficiente para conductores de turismos.
5. Sustitución de 200.000 lámparas convencionales por otras de bajo consumo.
6. Incorporación de la tecnología LED a 448 semáforos.
7. Regulación del alumbrado público de 32 líneas.
8. Uso de bicicletas en el transporte urbano en una ciudad por cada Comunidad Autónoma.

Dentro de este modelo de financiación compartida, el apoyo de IDAE a estas medidas en el año 2005 fue de 7,25 millones de euros y la financiación complementaria de las Comunidades Autónomas ha alcanzado 1,5 millones de euros.

El año 2005 sirvió para sentar las bases y establecer los criterios de reparto de los fondos públicos destinados a la financiación del Plan. En octubre de 2005, el Secretario General de Energía presentó en la Conferencia Sectorial de Industria y Energía los fondos y criterios de reparto para el año 2006, basados en criterios técnicos objetivos aplicables a cada Comunidad y a cada uno de los sectores, tales como el *Valor Añadido Bruto* industrial, el número de edificios, el de vehículos y la población, según el sector consumidor de que se trate.

Los fondos provenientes de la tarifa eléctrica de 2006 que se destinarán a la financiación del Plan de Acción 2005-2007 quedaron establecidos en el Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se estableció dicha tarifa para el año 2006. Este Decreto disponía que la cuantía a aplicar no excede-

ría los 173,46 millones de euros, cuya transferencia desde la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía a IDAE fue regulada por la Orden 763/2006 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de 15 de marzo.

La cantidad anterior, más una cuantía adicional de 32,93 millones de euros aportados por el IDAE, ha sido distribuida a las Comunidades Autónomas para la ejecución de medidas en los diferentes sectores consumidores más el sector transformador. Del total, se han deducido 8,17 millones de euros que gestionará el IDAE para realizar proyectos singulares, de carácter innovador, demostrativo o ejemplarizante, y actuaciones de alcance interterritorial no sectorizables geográficamente. En suma, desde el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del IDAE, se han distribuido fondos por un importe de 198,2 millones de euros; el 50% de estos fondos se ha distribuido condicionado a que la Comunidad Autónoma financie actuaciones complementarias en materia de fomento del ahorro y la eficiencia energética, estén o no incluidas entre las del propio Plan de Acción 2005-2007 de la E4.

En definitiva, la territorialización de los fondos dedicados al fomento de la eficiencia energética distingue entre medidas del Grupo 1 —las 22 medidas seleccionadas como prioritarias por el IDAE—, del Grupo 2 —cualesquiera otras incluidas en el Plan de Acción 2005-2007 de la E4 a elección de la Comunidad Autónoma— y del Grupo 3 —otras actuaciones, incluidas o no en el Plan, de fomento del ahorro y la eficiencia energética propuestas y financiadas por la Comunidad Autónoma.

Las medidas que, para cada Comunidad Autónoma, se incluyan en el Grupo 1 —al menos, 15 de las 22 consideradas prioritarias— serán puestas en marcha y los fondos gestionados por la Comunidad Autónoma, proviniendo dichos fondos, básicamente, de la tarifa eléctrica. Las que se incluyan en el Grupo 2 serán seleccionadas y ejecutadas también por la Comunidad Autónoma, contando con la financiación del IDAE siempre que la Comunidad financie con cargo a su propio presupuesto nuevas medidas (las incluidas en el Grupo 3), de manera que el gasto correspondiente a las medidas de dicho tercer grupo represente un 40% del total del gasto asociado a las medidas de los grupos 2 y 3 financiados, por tanto, respectivamente, por IDAE y las Comunidades Autónomas.

Los fondos distribuidos desde el IDAE a las Comunidades Autónomas para la ejecución de las medidas de fomento del ahorro y la eficiencia energética incluidas en los grupos 1 y 2 han sido calculados sobre la base de indicadores representativos de cada sector: el *Valor Añadido Bruto* industrial de cada Comunidad Autónoma correspondiente al año

Cuadro 8.2.—Medidas Prioritarias 2006

SECTOR	MEDIDAS
<b>Industria (2 medidas)</b>	Auditorías Energéticas Programa de Ayudas Públicas
<b>Transporte (8 medidas)</b>	Planes de Movilidad Urbana (PMUS) Planes de Transporte para Empresas Mayor Participación de los Medios Colectivos en el Transporte por Carretera Gestión de Flotas de Transporte por Carretera Conducción Eficiente de Turismos Conducción Eficiente de Vehículos Industriales (Autobuses y Camiones) Renovación de Flotas de Transporte por Carretera Renovación del Parque Automovilístico de Turismos
<b>Sector Edificación (3 medidas)</b>	Rehabilitación de la Envolvente Térmica de los Edificios Existentes Mejora de la Eficiencia Energética de las Instalaciones Térmicas de los Edificios Existentes Mejora de la Eficiencia Energética de las Instalaciones de Iluminación Interior en los Edificios Existentes
<b>Sector Servicios Públicos (4 medidas)</b>	Promover la Renovación de las Instalaciones de Alumbrado Público Exterior Existentes Creación de un Programa para la Realización de Estudios, Análisis de Viabilidad y Auditorías en Instalaciones de Alumbrado Exterior Existentes Creación de un Programa para la Formación de Gestores Energéticos Municipales Mejora de la Eficiencia Energética de las Nuevas Instalaciones de Alumbrado Exterior
<b>Sector Equipamiento residencial y ofimático (1 medida)</b>	Plan <i>Renove</i> de Electrodomésticos
<b>Sector Agricultura y Pesca (1 medida)</b>	Campaña de Promoción y Formación en Técnicas de Uso Eficiente de la Energía en Agricultura
<b>Sector Transformación de la Energía (3 medidas)</b>	Estudios de Viabilidad para Cogeneraciones Auditorías energéticas en Cogeneración Desarrollo potencial de Cogeneración. Ayudas Públicas para Cogeneraciones no Industriales
<b>TOTAL</b>	<b>22 MEDIDAS</b>

Fuente: Plan de Acción de la E4 2005-2007.

2002, expresado en moneda constante —para territorializar los fondos correspondientes a actuaciones en ese sector—, el parque de vehículos del año 2003 —para territorializar los correspondientes al sector transporte—, los edificios de uso terciario construidos en cada Comunidad Autónoma entre 1990 y 2003 y el número de hogares calefactados y refrigerados —para los fondos correspondientes al sector de la edificación—, el censo de maquinaria agrícola —para los relativos al sector agrícola—, el número de instalaciones y potencia instalada en plantas de

cogeneración —para territorializar los referentes al sector transformación de la energía. El número de hogares se utiliza también para distribuir los fondos correspondientes al sector equipamiento, mientras que las cifras de población del Padrón Municipal del Instituto Nacional de Estadística (INE) parecen ser el mejor indicador para distribuir los fondos públicos que se aplicarán a la financiación de actuaciones en alumbrado público y plantas de tratamiento de aguas, es decir, aquellas actividades que caben dentro del sector servicios públicos.

CUADRO 8.3.–Presupuesto para los Grupos de Medidas contempladas en los Convenios IDAE-CCAA

Plan de acción E4 - Origen de Fondos para la Financiación				
Miles de €	IDAE sin condiciones	IDAE con condiciones	CCAA	
Medida prioritaria del Plan	GRUPO 1			
Medida no prioritaria del Plan	GRUPO 2 (*)			
Medida no especificada en el Plan, con ratios	GRUPO 3			Total presupuesto convenios Plan de Acción E4
Andalucía	12.671,0	12.671,0	8.447,3	33.789,2
Aragón	3.799,6	3.799,6	2.533,1	10.132,4
Asturias	2.648,3	2.648,3	1.765,5	7.062,2
Baleares	1.852,9	1.852,9	1.235,2	4.940,9
Canarias	2.811,8	2.811,8	1.874,5	7.498,0
Cantabria	1.274,5	1.274,5	849,7	3.398,7
Castilla y León	6.504,3	6.504,3	4.336,2	17.344,7
Castilla-La Mancha	4.744,9	4.744,9	3.163,2	12.652,9
Vataluña	18.320,0	18.320,0	12.213,3	48.853,4
Com. Valenciana	9.991,0	9.991,0	6.660,6	26.642,6
Extremadura	1.815,8	1.815,8	1.210,6	4.842,2
Galicia	5.941,6	5.941,6	3.961,1	15.844,4
Madrid	15.467,7	15.467,7	10.311,8	41.247,1
Murcia	2.573,6	2.573,6	1.715,8	6.863,1
Navarra	1.791,1	1.791,1	1.194,1	4.776,3
País Vasco	5.808,8	5.808,8	3.872,5	15.490,1
Rioja	926,9	926,9	618,0	2.471,8
Ceuta	87,9	87,9	58,6	234,3
Melilla	80,4	80,4	53,6	214,4
<b>TOTALES</b>	<b>99.112,0</b>	<b>99.112,0</b>	<b>66.074,7</b>	<b>264.298,7</b>
	<b>198.224,0</b>			

(\*) Estos importes serán transferidos por IDAE de forma condicionada a que la Comunidad Autónoma financie actuaciones de ahorro y eficiencia energética (Grupo 3), de forma que el presupuesto total de los Grupos 2 y 3 se reparta en la proporción: 60%, IDAE y 40%, la Comunidad Autónoma.

Fuente: Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética.

De los 198,2 millones de euros aplicados a las medidas incluidas en los grupos 1 y 2, el 33% se destinará a actuaciones en el sector de equipamiento doméstico y terciario y el 32% a actuaciones en el sector edificación. Las medidas dirigidas a contener el aumento de los consumos de energía en el sector transporte les siguen en importancia con un 17%.

#### Evolución del consumo y la intensidad energética en España. Comparación internacional

El consumo de la energía en España, tanto en términos primarios como finales, disminuyó en el ejercicio del año 2006, propiciado que, la ya detectada mejora de la intensidad primaria en 2005, desembor-

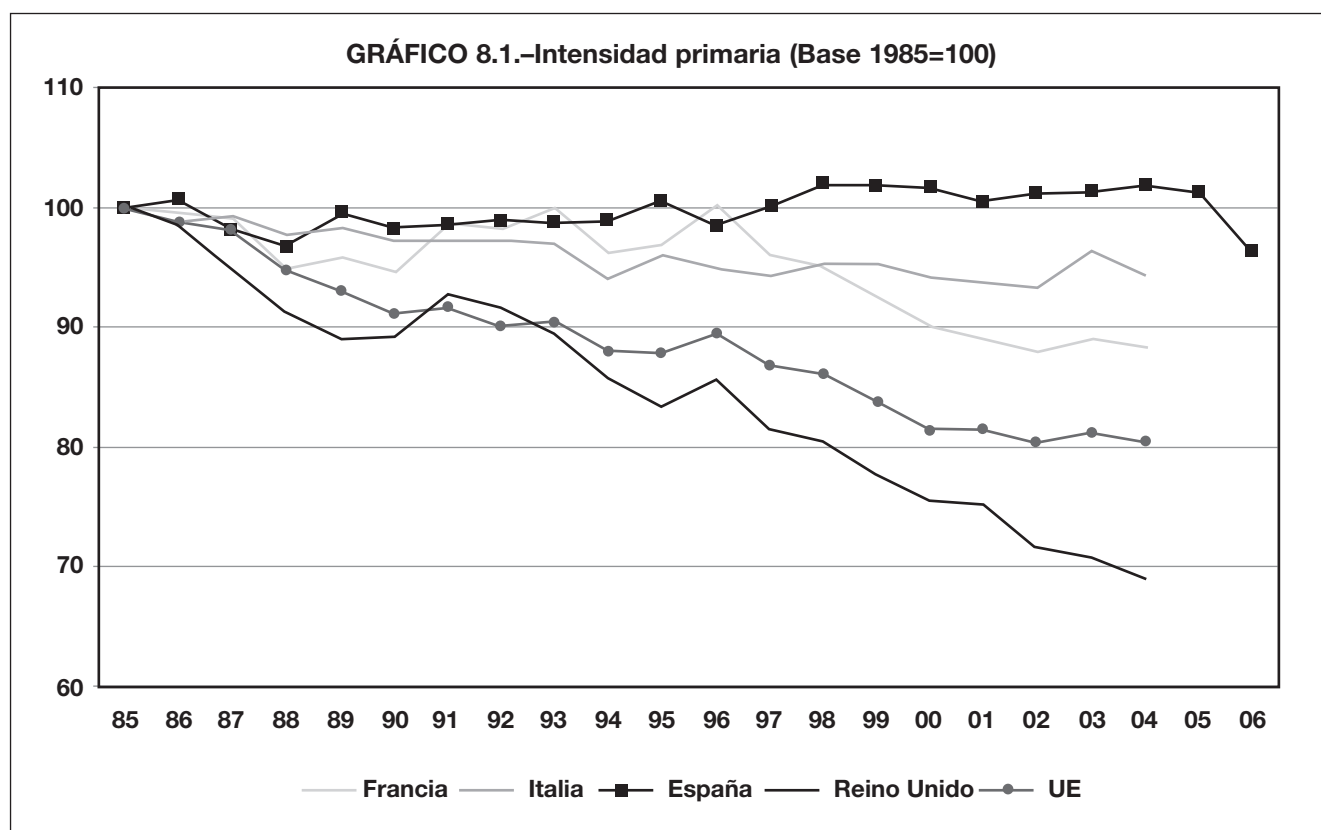
ca en una clara disminución de la intensidad de energía primaria en España en 2006. El indicador disminuyó un 4,6% con respecto al año anterior 2005 y un 5,4% con respecto al año 2004. Es aproximadamente en el año 2004 donde se sitúa el punto de cambio de la tendencia alcista que se venía registrando desde principios de la década de los 90, creciendo a una tasa media interanual del 0,3%. Es a partir del año 2000 cuando dicho crecimiento de la intensidad se ralentiza mostrando signos de estabilización hasta el 2004, y decreciendo a partir de ese año. Así la intensidad decrece a una tasa interanual entre 2000-2006 del 1%. Nos encontramos ante el mayor indicio de disminución de la intensidad, siendo la primera vez que se registra en nuestro país tan acentuada mejoría como muestra el gráfico 8.1.

**CUADRO 8.4.—Presupuesto por CC.AA. y Sectores para las Medidas contempladas en los Convenios IDAE-CC.AA.**

Miles de €

Comunidad Autónoma	Industria	Transporte	Edificación	Equipamiento	Servicios Públicos	Agricultura y Pesca	Transformación de la Energía	TOTAL	%
Andalucía	2.202,1	5.438,1	5.254,4	11.242,6	924,8	159,7	120,2	25.341,9	12,8
Aragón	1.052,0	898,1	3.257,7	2.061,6	150,6	79,1	100,2	7.599,3	3,8
Asturias	606,3	724,3	1.968,8	1.811,2	132,8	28,0	25,1	5.296,6	2,7
Baleares	216,4	998,6	932,4	1.420,8	113,4	21,5	2,6	3.705,7	1,9
Canarias	336,0	1.574,8	903,2	2.569,7	228,0	2,7	9,1	5.623,5	2,8
Cantabria	379,9	408,1	793,8	849,6	67,1	7,9	42,7	2.549,0	1,3
Castilla y León	1.546,7	1.833,4	4.929,0	4.136,1	306,7	161,0	95,6	13.008,5	6,6
Castilla-La Mancha	878,2	1.374,0	3.945,6	2.838,5	220,4	149,2	83,9	9.489,7	4,8
Cataluña	7.255,9	5.602,6	11.821,7	10.771,4	804,6	111,8	272,1	36.640,0	18,5
Com. Valenciana	3.065,2	3.675,8	5.502,5	6.943,2	535,0	68,9	191,2	19.981,9	10,1
Extremadura	190,7	766,4	780,2	1.706,6	132,7	49,6	5,5	3.631,7	1,8
Galicia	1.366,1	2.076,5	3.602,9	4.188,8	338,5	155,8	154,8	11.883,3	6,0
Madrid	3.563,5	4.770,2	13.134,5	8.715,3	683,5	12,5	55,9	30.935,3	15,6
Murcia	597,5	1.011,3	1.568,7	1.759,3	151,7	20,8	37,9	5.147,3	2,6
Navarra	857,0	473,5	1.259,7	878,0	70,4	17,0	26,6	3.582,2	1,8
País Vasco	2.749,9	1.463,5	3.599,2	3.448,4	260,7	20,1	75,8	11.617,6	5,9
Rioja	305,6	207,4	799,3	471,8	34,8	18,9	16,1	1.853,9	0,9
Ceuta	3,0	63,7	9,4	90,2	9,4	0,0	0,0	175,7	0,1
Melilla	3,7	53,4	11,8	83,4	8,6	0,0	0,0	160,8	0,1
<b>TOTAL</b>	<b>27.175,7</b>	<b>33.413,8</b>	<b>64.074,9</b>	<b>65.986,6</b>	<b>5.173,7</b>	<b>1.084,3</b>	<b>1.315,1</b>	<b>198.224,0</b>	<b>100,0</b>

Fuente: Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética.



Fuente: EnR/IDAE.

Esta mejora de la intensidad se produce gracias, tanto por las disminuciones de los consumos energéticos primarios registradas en 2006 como por el continuo crecimiento del PIB. Con la mejora de intensidad registrada en 2006, España parece unirse, finalmente, a las tendencias de mejora de la eficiencia energética tanto de la UE-15 como de los países de nuestro entorno geográfico más cercano.

La comparación de las intensidades a paridad de poder de compra, pone de manifiesto que la posición relativa de España presenta evolución estable, posicionándose en estos momentos por debajo del nivel de la media europea, mostrando ambas signos de estabilización desde comienzos de siglo. En general cabe destacar que la tendencia general del resto de países es de clara disminución de su intensidad, siendo la tasa media de decrecimiento interanual en la UE de -1,1% en el periodo de análisis, motivado por el elevado grado de dependencia energética exterior y con el objetivo de reducir la intensidad energética de la actividad económica. En el entorno geográfico próximo a España, destacan las posiciones de Bélgica, con los más elevados valores de intensidad como consecuencia de su economía de servicios, e Italia con los valores más bajos.

Los consumos de energía final, excluidos los usos no energéticos, disminuyeron en el 2006 hasta situarse en 98.866 ktep, con una contracción con respecto al año anterior del 1,2%. Este hecho supo-

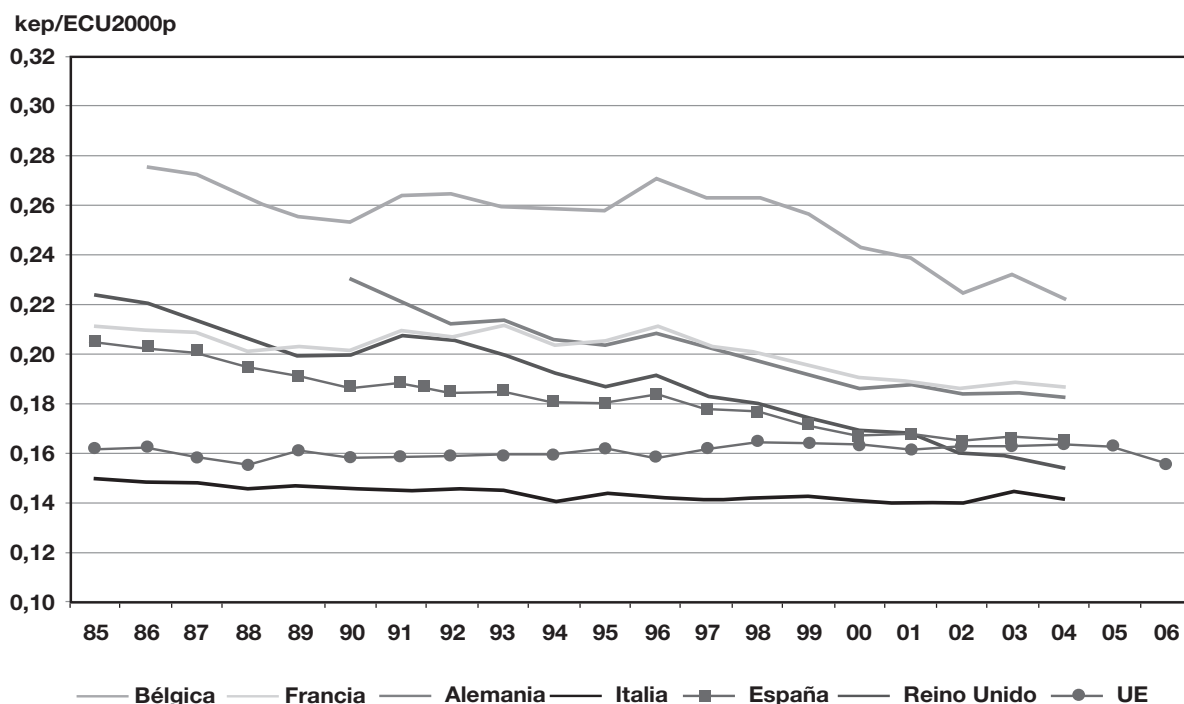
ne un punto de inflexión en la tendencia creciente que se venía presentando en el consumo de energía final desde el año 1995: incrementos a tasa medias interanuales del 4% en el periodo 1995-2005.

El análisis del consumo final por fuentes energéticas muestra que los consumos de carbón disminuyeron hasta un total de 2.267 ktep, un 6,5% menores con respecto al año 2005. Este consumo se concentra básicamente en el sector industrial, y más concretamente en las ramas de la siderurgia y el cemento donde el carbón aún posee un papel relevante en su input energético.

El consumo de productos petrolíferos disminuyó también, aunque en menor medida, con una reducción del consumo con respecto al año anterior de un 1,3%. Por su parte el gas natural experimenta la bajada más relevante en comparación con el pasado ejercicio, experimentando una disminución de su consumo de un 6,8%. Tanto la bajada en petróleo como en gas se concentran básicamente en el sector industria y usos diversos.

Por el contrario, el consumo de la electricidad aumentó un 2,9% con respecto al 2005, incremento que se produce de manera generalizada en todos los sectores socioeconómicos, aunque no compensa la bajada del consumo de energía final total en España producida en el año 2006. Pese a ello, se observa también una significativa ralentización en el

**GRÁFICO 8.2.-Intensidad primaria - Paridad de poder de compra**



crecimiento de los consumos eléctricos con respecto a años anteriores: en el periodo 2000-2005 los consumos eléctricos crecieron a una tasa media interanual del 5%.

La reducción de los consumos finales se ha traducido en una mejora de la intensidad final de un 5,2% con respecto al año 2005. En comparación con la tendencia mostrada por el indicador desde 2000, con crecimientos interanuales del 0,8%, tras la reducción del indicador en este año 2006 la tasa interanual de reducción en el periodo 2000-2006 se sitúa en un -0,1%.

Aunque en términos absolutos, la intensidad final de España sigue posicionándose por encima de la de sus socios comunitarios, la corrección a paridad de poder de compra pone de manifiesto la tendencia española a converger con media de la UE, situándose en estos momentos por debajo de la misma.

### Eficiencia energética por sectores consumidores finales

#### Sector Industria

El indicador de la intensidad industrial ha descendido significativamente con respecto al año 2005. Como se puede apreciar en el Gráfico 8.5, en la década de los ochenta este indicador disminuyó,

como consecuencia de las mejoras de eficiencia energética realizadas en los diferentes ramas del sector industrial y de los cambios estructurales realizados en el mismo —reconversión siderúrgica—. Durante la década de los noventa, el indicador presentó signos de estabilización hasta aproximadamente comienzos del nuevo siglo, donde vuelve a mostrar una tendencia alcista la cual se rompe en este último año 2006.

La comparación con la UE-15 y los países de nuestro entorno geográfico más cercano, ponen de manifiesto que la intensidad del sector industrial español es superior a la de ellos, aunque en los últimos años parece que la tendencia del indicador español evoluciona paralelamente a la media europea. Este mayor valor en la intensidad industrial española se explica por la representatividad que en los consumos energéticos sectoriales tiene la rama de Mineriales no Metálicos (24%). Esta rama industrial, que genera productos muy intensivos en energía como el cemento, esta muy vinculada con la evolución del sector de la construcción, que desde la segunda mitad de la década de los noventa viene registrando altos crecimientos. Por países, y en el otro extremo, destacan las intensidades bajas intensidades de Bélgica y Alemania.

La reducción de los consumos industriales se produce prácticamente en casi todas las fuentes energéticas, destacando la disminución de los consu-

GRÁFICO 8.3.—Intensidad final (Base 1985=100)

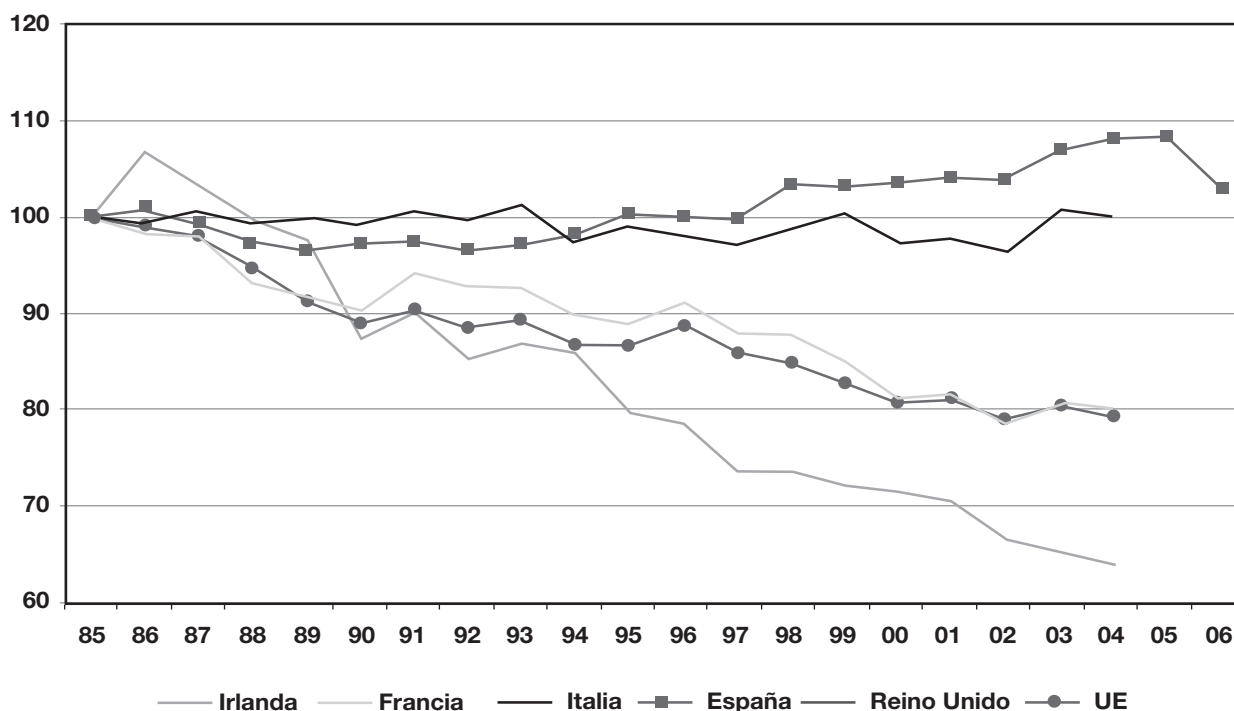
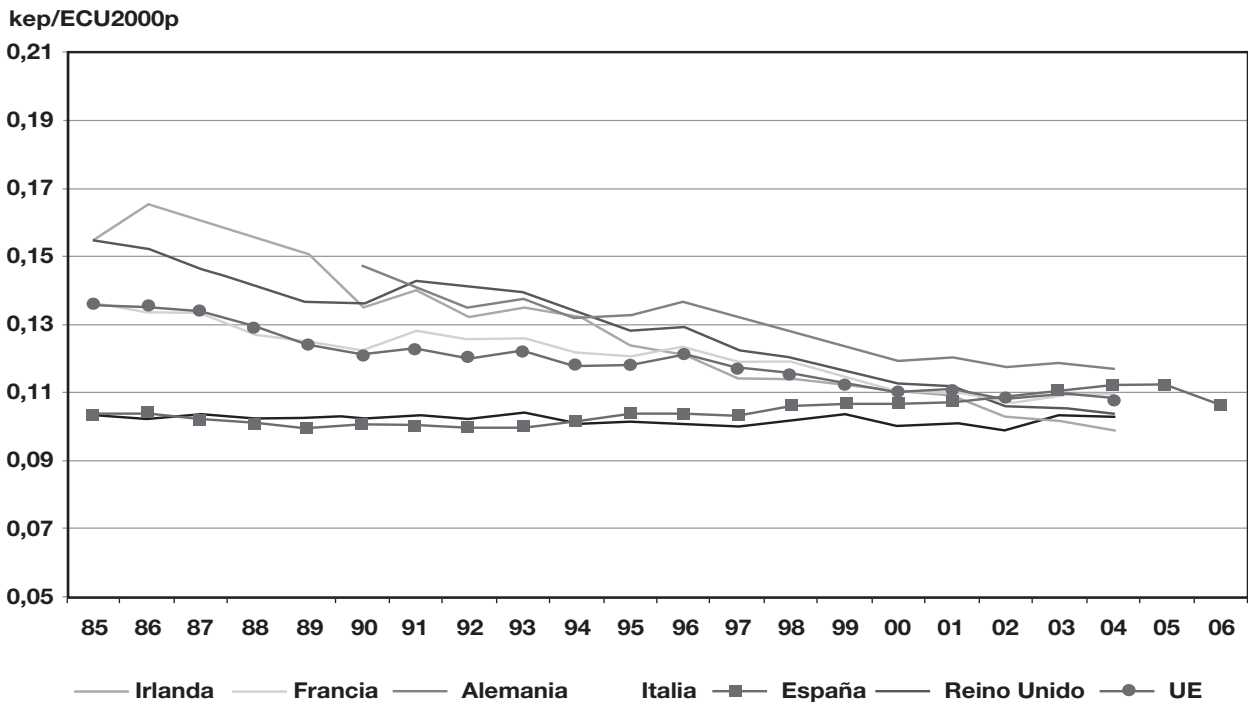
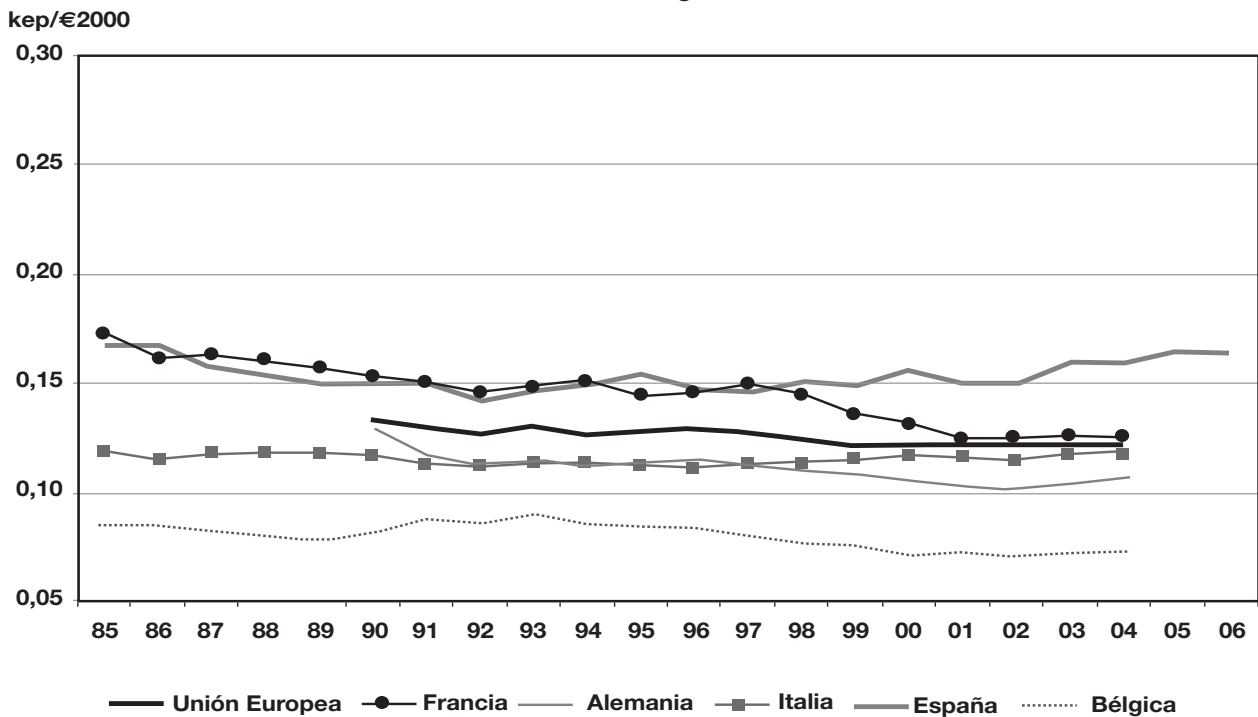


GRÁFICO 8.4.-Intensidad final - Paridad de poder de compra



Fuente: EnR/IDAE.

GRÁFICO 8.5.-Intensidad Energética Sector Industria



Fuente: EnR/IDAE.

mos energéticos de productos petrolíferos y gas en un 11,1% y 6,5% menos que en el año anterior, respectivamente. Únicamente el consumo eléctrico aumenta ligeramente en un 1,7%; sin embargo esta circunstancia no ha impedido que en conjunto la industria haya disminuido su consumo con respecto al año anterior un 5,6%.

### Sector Transporte

El sector transporte en el pasado ejercicio 2006 incrementó su consumo de energía final en un 3,6% con respecto al año 2005. Los productos petrolíferos carburantes, que representan el 98% del consumo del sector, aumentaron un 2,9%, mientras que la electricidad se mantuvo estabilizada.

El indicador de intensidad del sector muestra una tendencia a la estabilización desde mitad de la década de los noventa, coincidiendo con la entrada significativa de vehículos tipo diesel en el parque español. Este factor ha podido contribuir en gran medida a la mejora de la eficiencia energética del sector.

Como se muestra en el Gráfico 8.6, España, si bien con tendencias similares a la del resto de países europeos, presenta valores del indicador superiores, quedando por encima de la media de los países vecinos. Únicamente Grecia y Portugal (destacando la primera) ostentan una posición de mayores valo-

res en el indicador. Existen diferentes motivos que puede ayudar a explicar esta circunstancia, aunque, quizás los más notables sean la posición geográfica española, que convierte a nuestro país en zona de paso para el tráfico de mercancías desde el norte de África al centro de Europa, y la superior antigüedad del parque de vehículos en nuestro país,

La eficiencia energética del sector transporte está íntimamente ligada a la eficiencia de los motores de combustión. La mejora de la eficiencia en el transporte privado en España evolucionará en función de los límites técnicos relativos a la eficiencia de los nuevos motores y de los nuevos modelos de coches que imperarán en nuestro país en las próximas décadas. En esta línea son importantes los acuerdos que se puedan llevar a cabo entre la UE y la Asociación Europea de Constructores de Automóviles, ya que marcarán las directrices de este sector.

### Sector Residencial

El consumo de energía final de los sectores englobados en la categoría «Usos Diversos» (entre los cuales se encuentra el sector residencial junto con el terciario) disminuyó su consumo con respecto al año 2005 en un 1,7% aproximadamente, llegando a los 29.484 ktep. Esta reducción del consumo en el sector «Usos Diversos» en términos relativos es menor que la experimentada en la Industria.

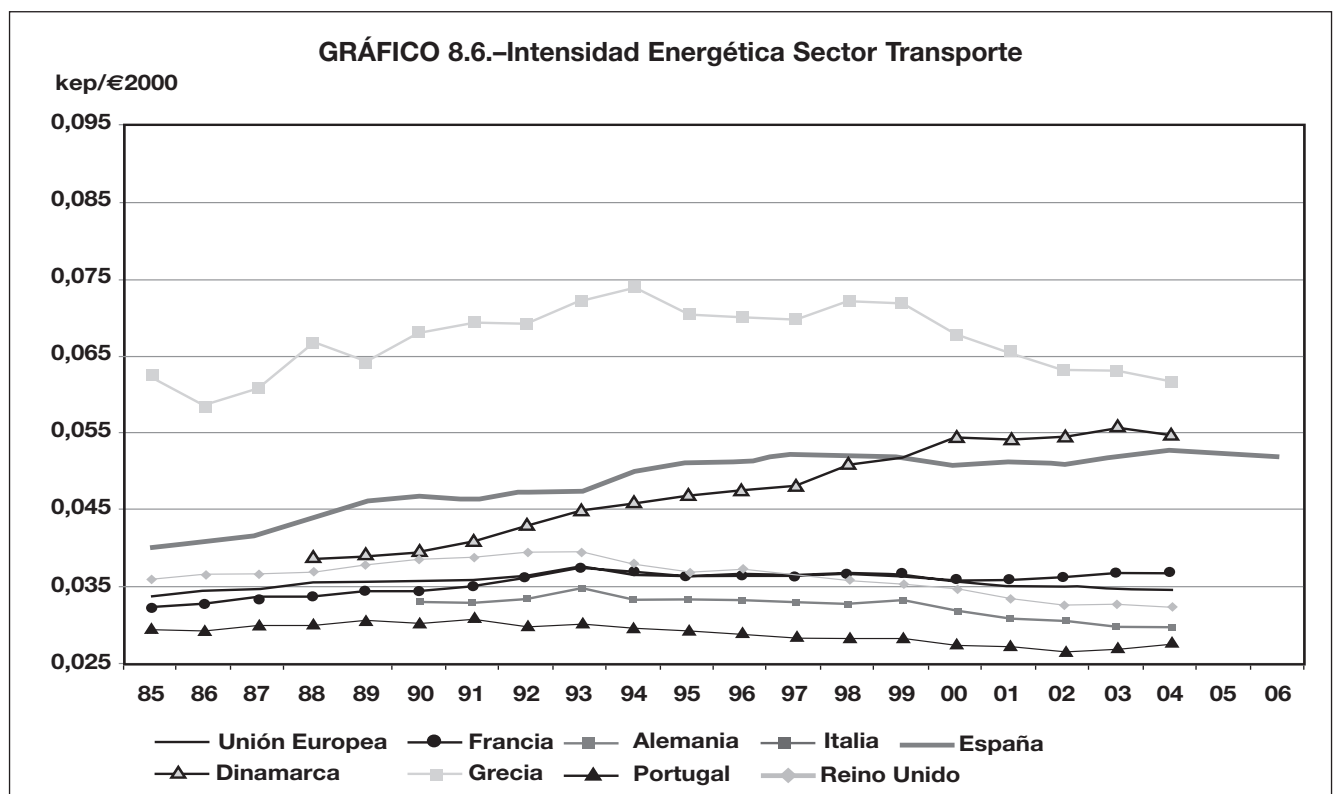
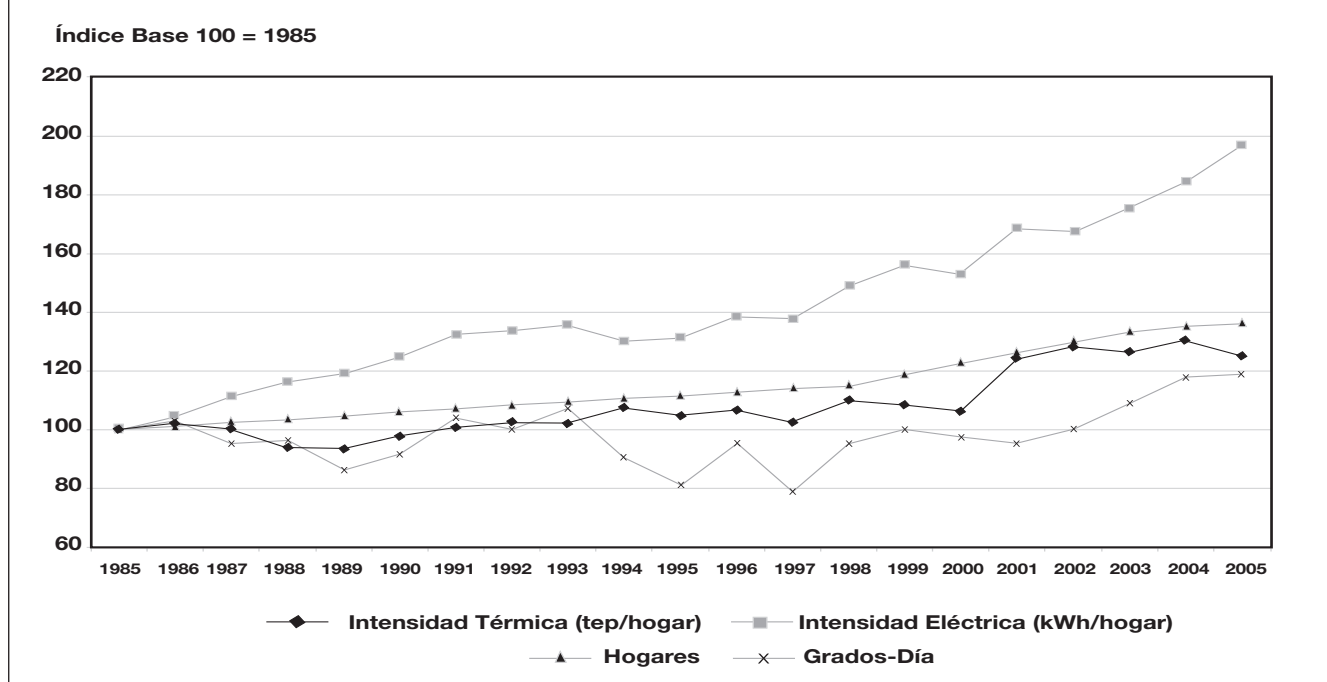




GRÁFICO 8.7.-Evolución de los principales indicadores de consumo del Sector Residencial



Fuente: INE/IDAE.

El Gráfico 8.7 muestra la evolución de dos de los indicadores más relevantes, con la última información disponible, correspondientes a la eficiencia energética del sector residencial: la intensidad eléctrica y la intensidad térmica.

Destaca en 2005 que la intensidad térmica disminuyó considerablemente con respecto a 2004 en aproximadamente 4 puntos porcentuales. Si esta bajada del indicador se contrasta con la curva de grados día, se puede deducir que debido a la benignidad del clima que se presentó en el último año 2005 con temperaturas algo más elevadas de lo normal en invierno, la necesidad de calefacción en los hogares españoles disminuyó, y por consiguiente su consumo de energía térmica en poco menos de 400 ktep. Esto implica que la bajada del indicador de intensidad térmica no se explica únicamente por una mejora de la eficiencia energética tecnológica en los sistemas térmicos de los hogares, sino también debido a al menor funcionamiento de los sistemas de calefacción.

Por el contrario, la intensidad eléctrica del sector residencial prosiguió en su tendencia alcista, con un incremento de 7 puntos porcentuales en 2005 respecto al año anterior. Este último incremento se suma a los ya registrados desde el año 1994, marcando una tasa media interanual entre dicho año y 2005 del 4%.

Globalmente, el Gráfico 8.7 muestra que a lo largo del periodo de análisis, los incrementos relativos de la intensidad eléctrica son más elevados que los de

la intensidad térmica. Por su parte, el número de hogares españoles sigue aumentando, contribuyendo a apoyar estas tendencias mayor consumo, dirigidas en parte principal por un creciente nivel de equipamiento eléctrico, reflejo de la mejora del nivel de confort en los hogares españoles.

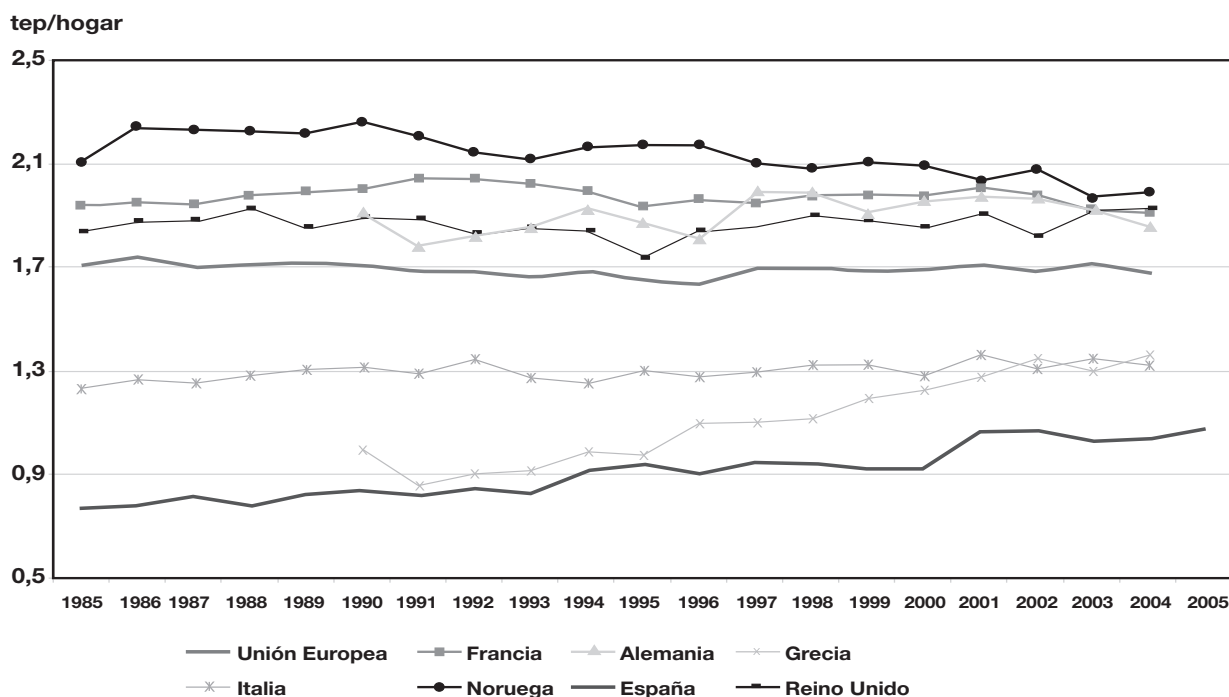
Aplicando correcciones climáticas, la intensidad del sector residencial global se sitúa por debajo del resto de los socios comunitarios, con una diferencia considerable con respecto a la media de la UE. Aunque la tendencia de la intensidad haya estado caracterizada por significativos periodos de estabilización, la tendencia general es de claro aumento; ralentizado durante estos últimos años en comparación con el fuerte incremento que sufrió a comienzos de la década del 2000.

### Sector Terciario

La energía final consumida en el sector servicios por empleado es un indicador de uso extendido para el análisis de la eficiencia energética de este sector tan heterogéneo. Los resultados para el año 2005 muestran un incremento tanto de dicho indicador como del correspondiente a la intensidad final por unidad de valor añadido del sector, de un 5% y un 7% respectivamente, con respecto al año anterior.

Uno de los factores influyentes en el aumento de la energía final es el creciente incremento de los consumos eléctricos, representando éstos el 65% de la energía final total demandada por el sector terciario.

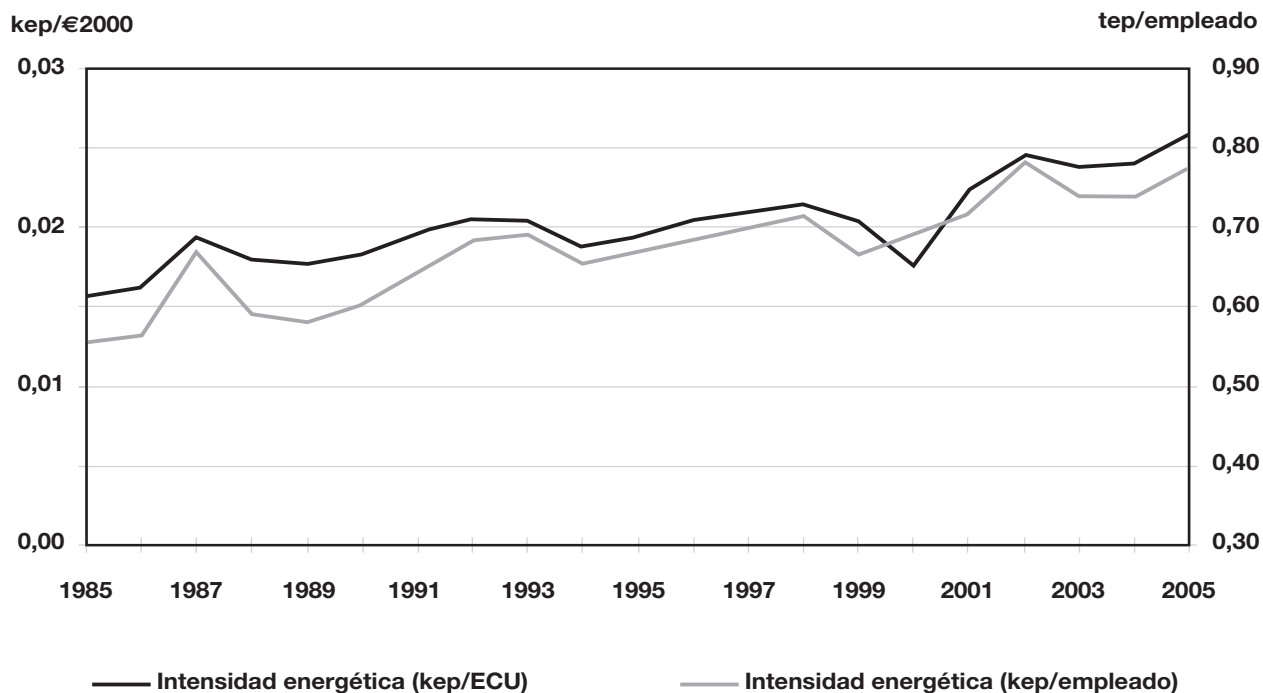
GRÁFICO 8.8.-Intensidad energética Sector Residencial con correcciones climáticas



Fuente: EnR/IDAE

Nota: Los datos por países están corregidos de las variaciones climáticas interanuales.

GRÁFICO 8.9.-Intensidades energéticas del Sector Terciario



Fuente: INE/IDAE.

En comparación con las intensidades energéticas del sector servicios en otros países europeos, España sitúa su intensidad por encima de la mayoría de los países europeos y consecuentemente de la media de la UE. Este hecho encuentra parcialmente explicación en la importancia que posee el sector terciario, especialmente las actividades ligadas al turismo (las cuales son intensivas en energía) en nuestro país.

## 8.2. COGENERACIÓN

El Gobierno aprobó, en reunión del Consejo de Ministros de 11 de mayo de 2007, el Real Decreto 616/2007 sobre fomento de la cogeneración con el objetivo de crear un marco que fomente la cogeneración de alta eficiencia, basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, incrementando la eficiencia energética y mejorando la seguridad del abastecimiento.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio deberá elaborar el potencial de cogeneración de alta eficiencia en todo el territorio del estado, hacer un análisis de los obstáculos que impidan la realización del potencial —en particular los relacionados con precios, costes de los combustibles, con la red y los administrativos—, así como evaluar el marco legal y reglamentario para proceder a

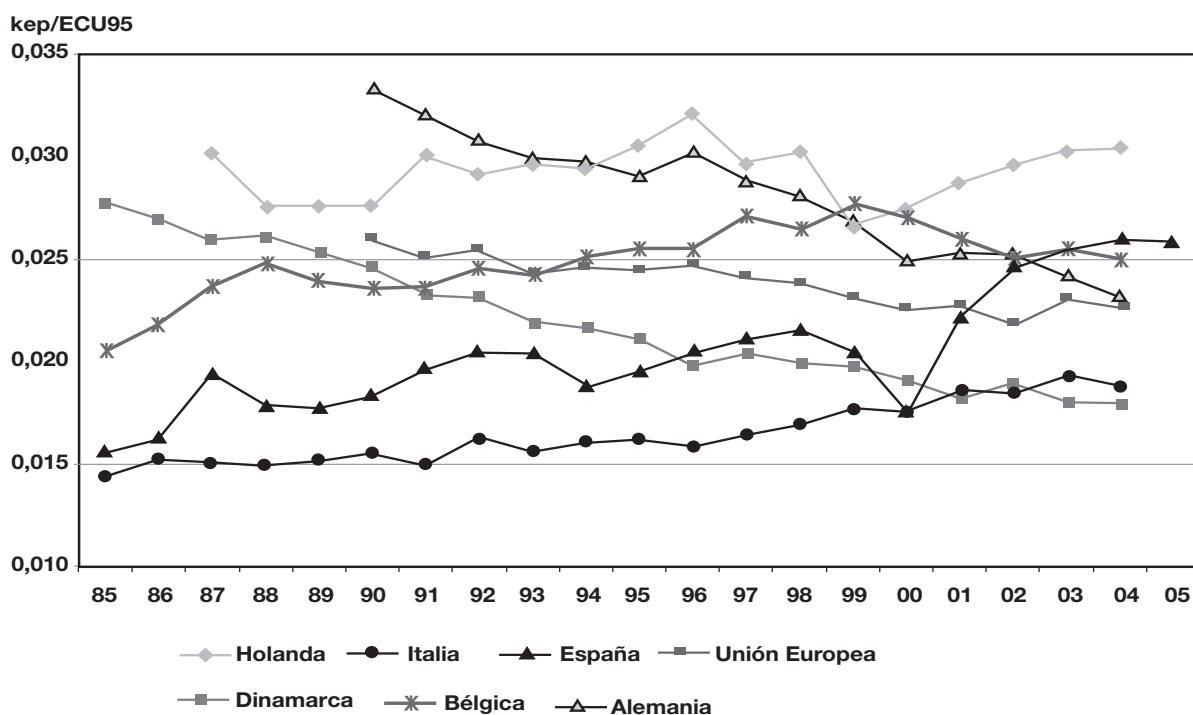
simplificarlo y tomar una serie de medidas para garantizar la fiabilidad del sistema de garantía de origen.

Con la aprobación de este Real Decreto se lleva a cabo la transposición de la Directiva comunitaria 2004/8/CE de 11 de febrero de 2004 relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia — es decir, aquella que consigue un ahorro de energía primaria del 10 por 100 respecto de la que se hubiera consumido en generación separada de calor y electricidad— es una prioridad para la Unión Europea. El Real Decreto, en este sentido, sienta las bases para el establecimiento de un marco estable de promoción y apoyo público a la cogeneración de alta eficiencia, que va a permitir tanto el mantenimiento de las instalaciones actuales, como el desarrollo de otras nuevas, con lo que se incrementa así la eficiencia energética y el ahorro de energía primaria del país.

Con el fin de que las estadísticas a nivel europeo sobre la electricidad producida con cogeneración sean homogéneas, en el Real Decreto se establece cuál debe ser el procedimiento de cálculo de la electricidad producida y de ahorro de energía primaria por este tipo de instalaciones.

GRÁFICO 8.10.—Intensidades final del Sector Terciario



El nuevo marco para el fomento de la cogeneración debe permitir que se cumplan los objetivos de alcanzar 9.215 MW de potencia instalada de cogeneración en 2012, marcados por el Gobierno en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética para España.

En lo referente a las cifras más recientes de la cogeneración en nuestro país, cabe señalar que en los últimos cinco años apenas se ha instalado nueva potencia de cogeneración, y que la instalada ha producido menos. En los últimos ocho años se han instalado poco más de 2.200 MW de cogeneración (una tercera parte de ellos en el año 2000). En particular, en 2006 la aportación de electricidad a la red de la cogeneración fue similar a la de 1998: el año cerró sin apenas crecer en potencia instalada y con disminución en energía vertida.

Si en 2005 la potencia de cogeneración en funcionamiento apenas varió respecto al año precedente, en 2006 el incremento de potencia ha sido de apenas un 2,2 por ciento, muy lejos de los incrementos porcentuales de dos dígitos que se experimentaban en los últimos años 90 e incluso en 2000.

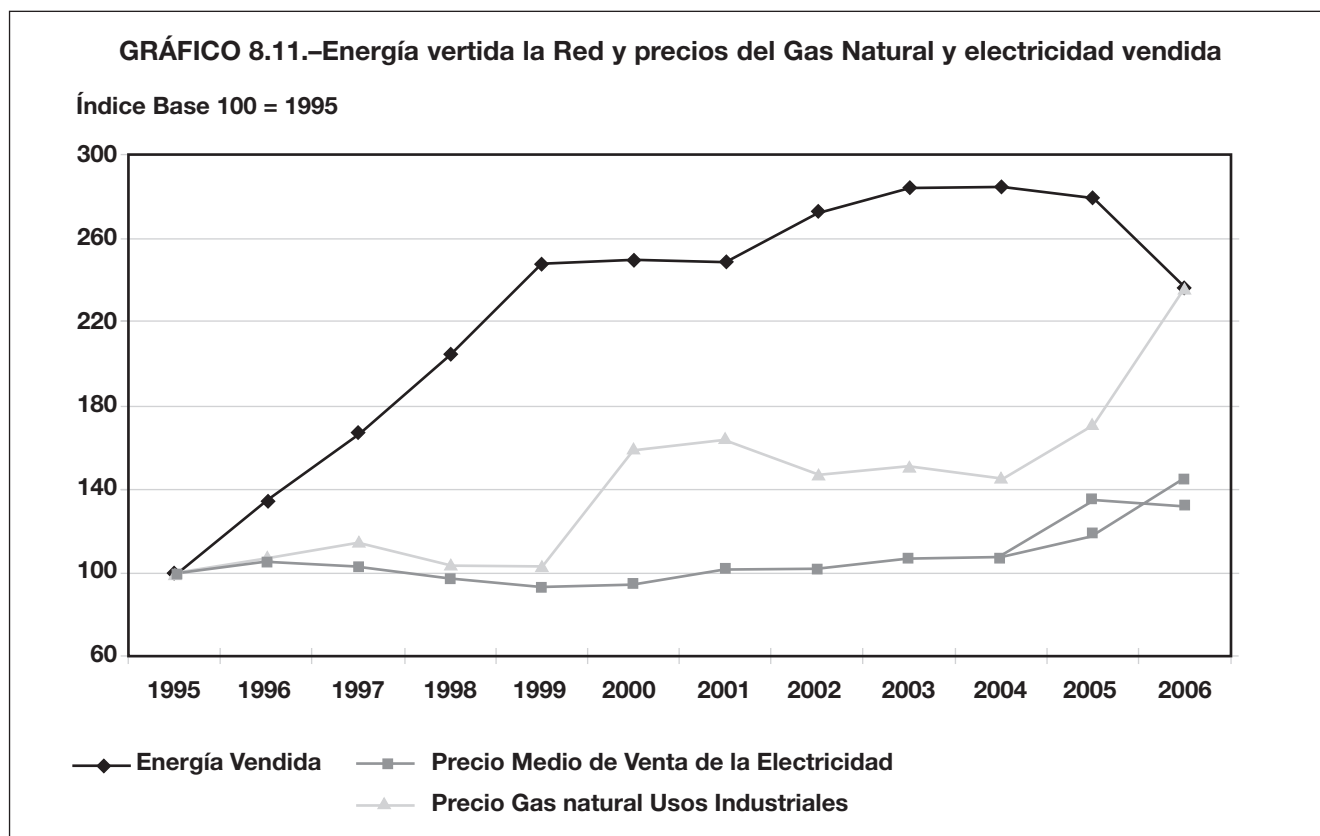
De acuerdo con la *Estadística sobre Ventas de Energía del Régimen Especial*, elaborada por la Comisión

Nacional de la Energía (CNE), a finales de 2006 se encontraban en funcionamiento instalaciones por un total de 5.937 MW, 128 MW más que a finales de 2005. Por su parte, la energía vertida a la red por los cogeneradores registró en 2006 un descenso del 15% respecto al año anterior.

Según esta misma fuente, durante 2006 la energía eléctrica aportada por la cogeneración al sistema se estima en unos 15.892 GWh, lo que supone una disminución respecto al año precedente de más de un 15%, acelerándose dicha bajada en el segundo semestre del año, donde la reducción superó en algunos meses del 25%.

La caída no ha afectado por igual a todas las instalaciones de cogeneración, acentuándose especialmente en las que consumen fuel oil y gasóleo. La disminución de la energía aportada a la red alcanzó, en estos combustibles, cerca del 30%.

Las causas principales de este descenso parecen encontrarse en los elevados precios del combustible, tanto del gas natural como del fuel oil y el gasóleo, registrados a lo largo del ejercicio 2006, y también en la notable disminución del precio del *pool* eléctrico, que ha desviado gran parte de su energía a mercados de restricciones técnicas en los que la cogeneración no participa.



La electricidad vendida a red por las instalaciones de cogeneración cubrió en el año 2006 el 5,9% de la demanda de electricidad en barras de central del país, mientras que en 2005 dicho porcentaje fue del 7,2%.

La *Estadística 2005 de Centrales de Cogeneración*, realizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con la colaboración del IDAE, es la última información detallada sobre el sector de la cogeneración disponible. Según los datos en ella contenidos, la potencia en funcionamiento a finales de 2005 se elevaba a 5.869 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 porque este organismo realiza su estadística según los grupos que componen el Régimen Especial, por lo que únicamente contabiliza en el Grupo de Cogeneración las instalaciones alimentadas por combustibles convencionales, contabilizando las plantas de cogeneración de biomasa y biogás en sus correspondientes grupos del Régimen Especial.

Según esta estadística, la potencia en funcionamiento ha pasado de incrementos de alrededor del 10-11% entre los años 2000 y 2002 a crecimientos meramente vegetativos en los años 2003, 2004 y 2005 —2,9, 1,1 y 0,7 por ciento, respectivamente—, coincidiendo con el incremento de los precios de los combustibles y la estabilización de los precios de venta de la electricidad vertida a la red.

Los sectores que en 2005 han incrementado, en términos relativos, su potencia significativamente han

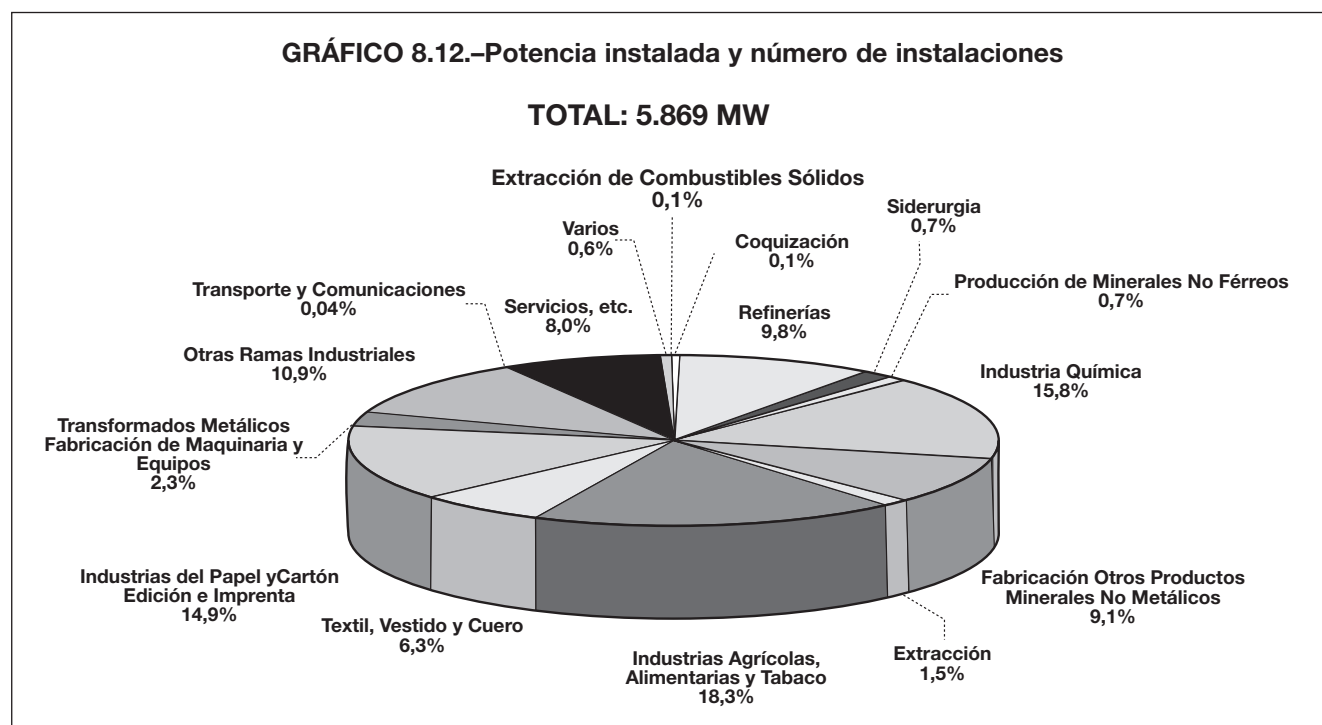
sido el de Siderurgia (35,8 %) y el sector Servicios (9,2 %), al margen del heterogéneo sector de Otras Ramas Industriales, que experimenta un crecimiento de potencia del 9,6 %. En el lado contrario, las disminuciones de potencia las lideran los sectores Varios (-20,4 %), Textil, Vestido y Cuero (-10,0 %) y Producción de Minerales no Férreos (-6,4 %).

La distribución de la potencia por sectores pone de manifiesto la mayor importancia relativa de la industria agroalimentaria, que con 141 instalaciones totaliza una potencia de 1.076 MW —el 18% de la potencia total en funcionamiento a finales de 2005—. Le siguen 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 instalaciones, del sector terciario, que desde 1998 viene incrementando progresivamente la potencia asociada a dichas instalaciones —el aumento respecto a 1998 es de 296 MW—, aunque el número de instalaciones ha caído en el último año respecto al anterior (82 frente a 98); en todo caso, a finales de 2005 el sector alcanzó un total 472 MW, un 8% del total de la potencia instalada a finales de dicho año.

A excepción del sector siderúrgico, 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 años anteriores los impulsores del crecimiento. En

**GRÁFICO 8.12.—Potencia instalada y número de instalaciones**



CUADRO 8.5.-Potencia Instalada y Número de Instalaciones

Sector	POTENCIA (MW)										INSTALACIONES (NÚMERO)									
	1998	2000	2002	2003	2004	2005	1998	2000	2002	2003	2004	2005	1998	2000	2002	2003	2004	2005		
Extracción de Combustibles Sólidos	2,00	4,00	4,00	4,00	5,25	5,25	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	3	3		
Extracción de Hidrocarburos; Serv. Anejo	7,00	—	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—		
Coquización	9,00	6,53	6,53	6,53	6,53	6,53	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Refinerías	485,40	580,04	580,04	580,04	577,17	577,17	11	12	11	11	11	11	11	12	11	11	11	11		
Siderurgia	48,00	53,95	62,56	62,64	62,65	85,09	4	4	4	6	6	6	4	4	6	6	6	8		
Producción de Minerales No Férreos	11,00	36,03	36,03	41,43	41,42	38,76	1	7	7	7	7	7	1	7	7	8	8	7		
Industria Química	541,40	583,76	975,73	966,99	944,19	929,96	49	51	60	58	54	51	49	51	60	58	54	51		
Fabricación Otros Productos	433,40	485,67	540,66	506,21	535,90	536,95	139	152	160	152	157	132	139	152	160	152	157	132		
Minerales No Metálicos	104,00	95,65	86,77	91,63	87,78	88,38	8	9	8	9	8	8	8	9	8	9	8	8		
Extracción	531,40	849,62	1.032,54	1.045,27	1.078,75	1.076,13	72	110	137	137	139	141	72	110	137	137	139	141		
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	373,40	373,94	409,00	408,59	411,98	370,74	58	63	66	63	61	53	58	63	66	63	61	53		
Textil, Vestido y Cuero	534,40	600,98	799,30	874,55	875,69	872,90	59	71	75	75	75	69	59	71	75	79	75	69		
Industrias del Papel y Cartón, Edición e Imprenta	114,00	133,54	136,82	134,85	137,90	133,85	14	19	21	19	21	18	14	19	21	19	21	18		
Transformados Metálicos, Fabricación de Maquinaria y Equipos	328,40	413,66	525,25	587,95	581,87	637,67	48	70	79	84	84	76	48	70	79	84	84	76		
Otras Ramas Industriales	5,00	5,34	3,34	3,34	2,62	2,62	3	3	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2		
Transporte y Comunicaciones	176,00	268,63	358,60	404,81	432,42	472,06	45	66	93	88	98	82	45	66	93	88	98	82		
Servicios, etc.	45,00	42,23	42,23	42,23	44,24	35,22	16	16	16	16	15	11	16	16	16	16	15	11		
<b>TOTAL</b>	<b>3.748,80</b>	<b>4.533,57</b>	<b>5.599,38</b>	<b>5.761,04</b>	<b>5.826,35</b>	<b>5.869,27</b>	<b>531</b>	<b>656</b>	<b>744</b>	<b>735</b>	<b>743</b>	<b>673</b>	<b>531</b>	<b>656</b>	<b>744</b>	<b>735</b>	<b>743</b>	<b>673</b>		

Fuente: IDAE.

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 —que hasta 2003 experimentaban importantes crecimientos anuales de potencia— han pasado a registrar, en 2004 y 2005, incrementos de potencia mucho menores, llegando incluso en 2005 a reducirse la potencia de la industria agroalimentaria en un 0,2%.

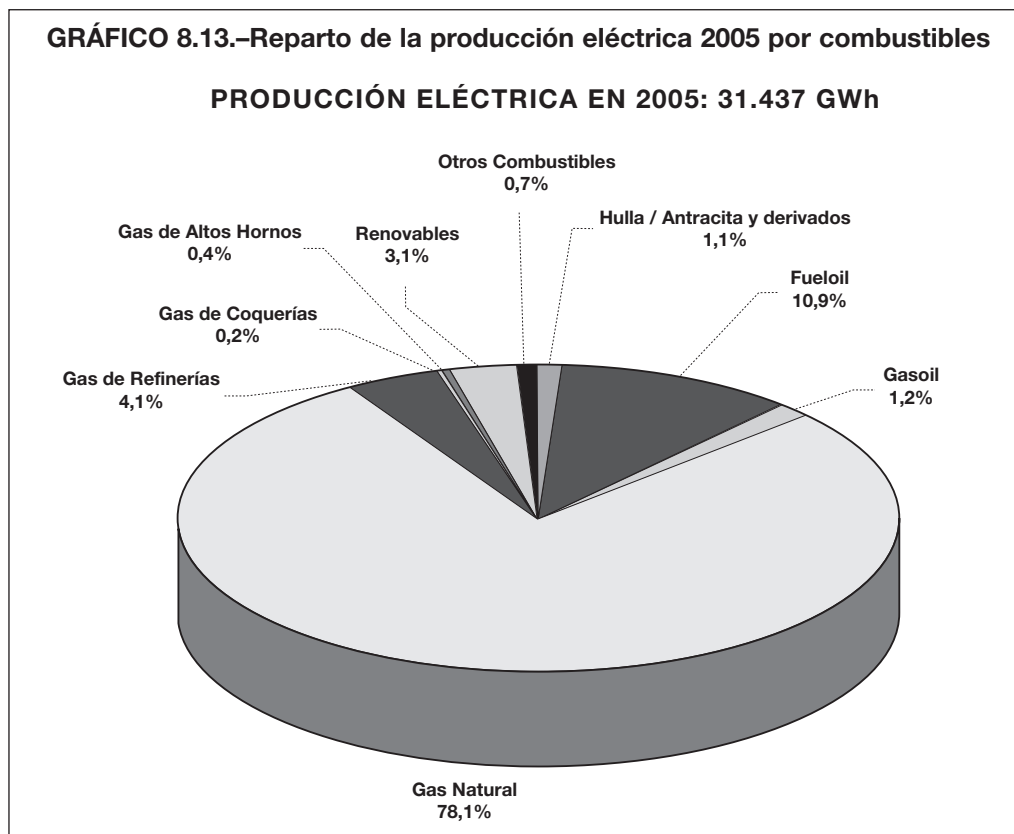
Analizando la potencia instalada por tecnologías a finales de 2005, se pone de manifiesto que el motor de combustión interna, tanto por potencia instalada como por número de instalaciones en funcionamiento, es la tecnología más destacada del sector, con una potencia de 2.512 MW (el 43% del total) y 477 instalaciones (más del 70% del total). La siguiente tecnología, por potencia instalada, es el ciclo combinado, con 1.385 MW y 42 instalaciones. También son representativas las instalaciones de turbina de gas, que a pesar de disponer de menor potencia en funcionamiento que los ciclos combinados, 1.037 MW, cuentan con más instalaciones que estos, 104. Finalmente, las 50 turbinas de vapor, tanto de condensación como de contrapresión, suponen un total de 935 MW.

Mientras que en 2004 el aumento tanto de la potencia total como el registrado por cada una de las tecnologías de cogeneración fue de alrededor del 1%,

en el año 2005 el incremento de potencia total fue de un 0,7%, pero con un comportamiento de los distintos tecnologías de cogeneración muy dispar. Así, las turbinas de gas experimentaron un incremento, en términos de potencia, del 4,2% —también los motores de combustión interna y los ciclos combinados crecieron en potencia, un 2,7 y un 1,8%, respectivamente—, mientras que las turbinas de vapor, tanto de condensación como a contrapresión, reducen con respecto a 2004 su potencia instalada: un 22,8% las primeras y un 3% las segundas.

La producción eléctrica en 2005 por instalaciones de cogeneración, tanto la vertida a red como la consumida en las instalaciones asociadas a las centrales de cogeneración, alcanzó los 31.437 GWh, con un incremento sobre 2004 del 1,2%, frente al 2,2% de incremento del año anterior, y al 8,7% de 2003 respecto a 2002.

Por tipo de combustibles, se produce una reducción generalizada en todos los casos, a excepción de la producción de electricidad mediante gas natural que se incrementa, aunque sólo en un 4,5%, siguiendo la línea claramente descendente de años recientes. Por el contrario, el descenso del gas de coquerías (un 59% menos que en 2004) y del gasóleo (un 32,5%) son los casos más destacados, al margen del 46,5% de disminución en la categoría, siempre muy oscilante, de otros combustibles.



Fuente: IDAE.

CUADRO 8.6.-Potencia instalada y número de instalaciones por tecnologías

	1998		2000		2002		2003		2004		2005	
	Potencia (MW)	Instalaciones (Número)	Potencia (MW)	Instalaciones (Número)	Potencia (MW)	Instalaciones (Número)	Potencia (MW)	Instalaciones (Número)	Potencia (MW)	Instalaciones (Número)	Potencia (MW)	Instalaciones (Número)
Ciclo Combinado	933,0	43	925,2	36	1.273,6	42	1.330,3	42	1.360,2	42	1.385,2	42
Vapor: Turbina a Contrapresión	552,0	43	602,5	44	764,0	45	729,8	44	725,0	44	702,9	41
Vapor: Turbina de Condensación	176,0	13	193,0	7	218,1	8	230,9	9	301,1	10	232,5	9
Turbina de Gas con Recuperación de Calor	785,0	85	935,8	99	1.034,4	108	1.086,0	111	994,9	106	1.036,8	104
Motor de Combustión Interna	1.303,0	347	1.877,1	470	2.309,3	541	2.384,0	529	2.445,3	541	2.511,9	477
<b>TOTAL</b>	<b>3.749,0</b>	<b>531</b>	<b>4.533,6</b>	<b>656</b>	<b>5.599,4</b>	<b>744</b>	<b>5.761,0</b>	<b>735</b>	<b>5.826,4</b>	<b>743</b>	<b>5.869,3</b>	<b>673</b>

Fuente: IDAE.



El 78% de la producción eléctrica de las instalaciones de cogeneración procede del gas natural, mientras que el 11% deriva del fuel oil, y del gas de refinerías el 4%. Las energías renovables suponen algo más del 3% en 2005. El restante 4% de la producción se reparte entre carbón, gasoil, gas de coquerías, gas de altos hornos y otros combustibles (residuos industriales).

### 8.3. ENERGÍAS RENOVABLES

#### Las Energías Renovables en 2006

El consumo de energía primaria en España en 2006, respecto al año 2005, se contrajo cerca de 1 millón de tep, lo que significa un 0,7%%, mientras que los consumos finales de energía bajaron el 1,2%. Por su parte, el consumo de energías renovables primarias aumentó en 2006 en casi 1 millón de tep, lo que representa, respecto al año anterior, un aumento del 11% en términos primarios y cerca del 9% en finales. En el año 2006 mejoró significativamente la hidraulicidad del año anterior, aunque todavía con valores inferiores a los medios.

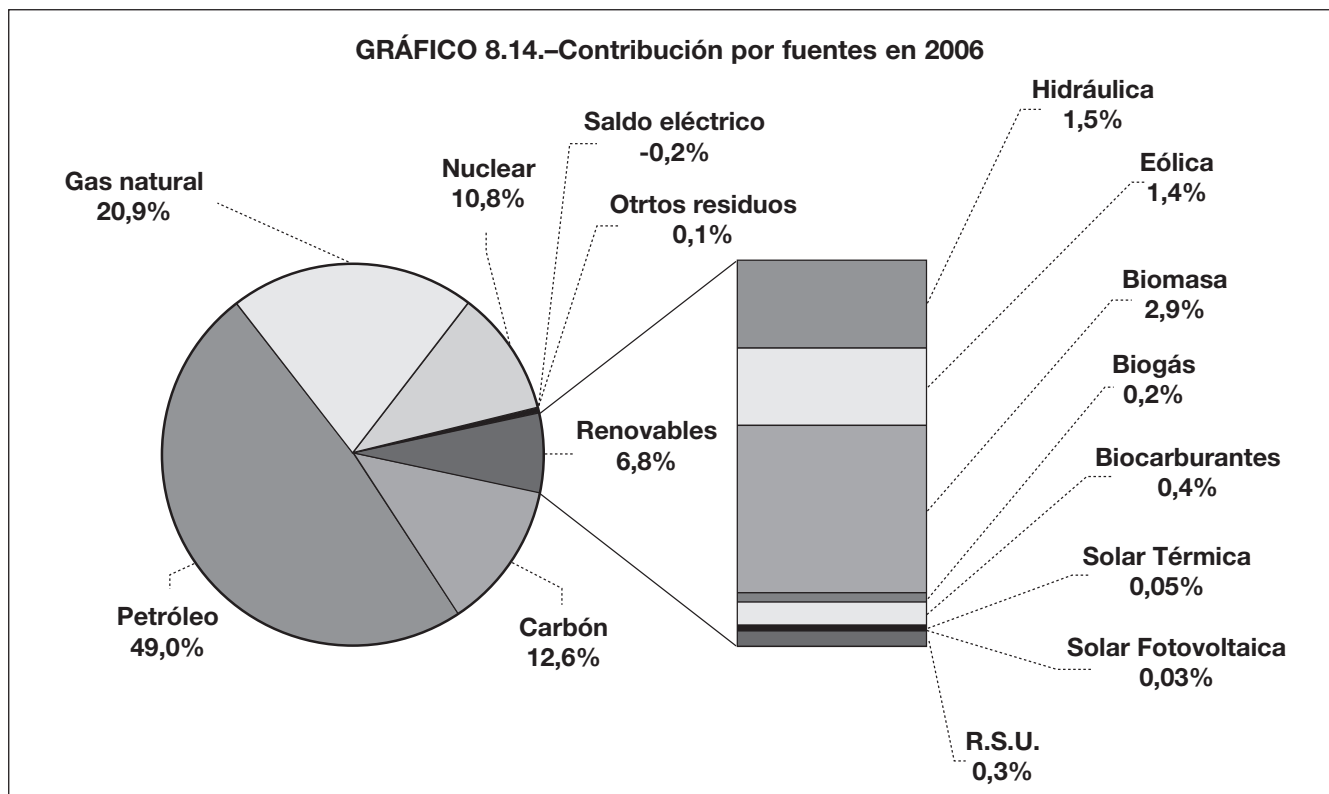
En este contexto, las energías renovables cubrieron el 6,8% de los consumos totales de energía primaria de nuestro país; un porcentaje superior al 6,1% del año 2005, debido, fundamentalmente, al incremento de las producciones hidráulica, eólica y de la oferta de biocarburantes.

En lo que se refiere a la generación eléctrica con renovables, como se ha indicado en el Capítulo 3 de este Informe, en 2006 representó, incluyendo el aprovechamiento de residuos, más del 20% del total y alcanzó los 61.049 GWh, siendo ya comparable con la derivada de otros combustibles y tecnologías como el carbón y la nuclear.

La actividad en energías renovables durante 2006 ha estado caracterizada por importantes incrementos en la producción hidroeléctrica (32,1%) y en la capacidad de producción de biocarburantes (107%). Las producciones energéticas derivadas de las tecnologías solares, tanto térmicas como fotovoltaicas, continuaron acelerando su penetración en la generación energética con renovables, con crecimientos del 27% respecto a 2005. Por su parte, la energía eólica aumentó su potencia instalada un 17%, representando ya el 8,5% de la demanda eléctrica en barras de central.

Pese al incremento de la producción hidroeléctrica, el año hidráulico no alcanzó los valores medios, provocando una merma en la contribución de las energías renovables al consumo primario de energía de 1,3 millones de tep, que significa un punto porcentual en la aportación de las energías renovables.

Desde principios de siglo, y como consecuencia de las diferentes políticas de intensificación de las energías renovables puesta en marcha en España, el consumo de estas fuentes energéticas viene mostrando una tendencia creciente, únicamente inte-



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio - IDAE.

CUADRO 8.7.–Producción con fuentes renovables en 2006

	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (Avance 2006) (ktep)	Producción en términos de Energía Primaria (Año Medio)(1) (ktep)
<b>Generación de electricidad</b>				
Hidráulica (> 50 MW) (2)	13.521,0	25.013,9	1.550	2.151,2
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.938,5	5.876,9	364	505,4
Hidráulica (< 10 MW)	1.818,9	5.638,7	360,3	484,9
Biomasa	409	2.606	761	808,2
R.S.U.	189	1.222,9	404,6	395,1
Eólica	11.606	27.855	1.958	2.395,5
Solar fotovoltaica	118	177	38	15,2
Biogás	160	935	287,4	302,4
Solar termoeléctrica	–	–	–	–
<b>TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS</b>	<b>30.760</b>	<b>69.326</b>	<b>5.723</b>	<b>7.058</b>
	<b>m<sup>2</sup> Solar t. baja temp.</b>			<b>(ktep)</b>
<b>Usos térmicos</b>				
Biomasa			3.457	3.457
Biogás			31	31
Solar térmica de baja temperatura	930.235		72	72
Geotermia			8	8
<b>TOTAL ÁREAS TÉRMICAS</b>			<b>3.568</b>	<b>3.568</b>
<b>Biocarburantes (Transporte)</b>				
<b>TOTAL BIOCARBURANTES</b>			<b>549</b>	<b>549</b>
<b>TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES</b>			<b>9.841</b>	<b>11.175,6</b>
<b>CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)</b>			<b>144.291</b>	<b>144.291</b>
<b>Energías Renovables/Energía Primaria (%)</b>			<b>6,8%</b>	<b>7,7%</b>

(1) Datos de 2006, provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, a partir 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 avance de 2006.

(2) Incluye producción con bombeo puro.

Fuente: IDAE.

rrumpida en aquellos años especialmente secos como en 2002 y 2005. Cabe destacar, que si 2006 se hubiera caracterizado por ser un año hidráulico medio, el consumo de energías renovables habría alcanzado casi los 11.200 ktep, algo más de la mitad del objetivo planificado por el PER 2005-2010.

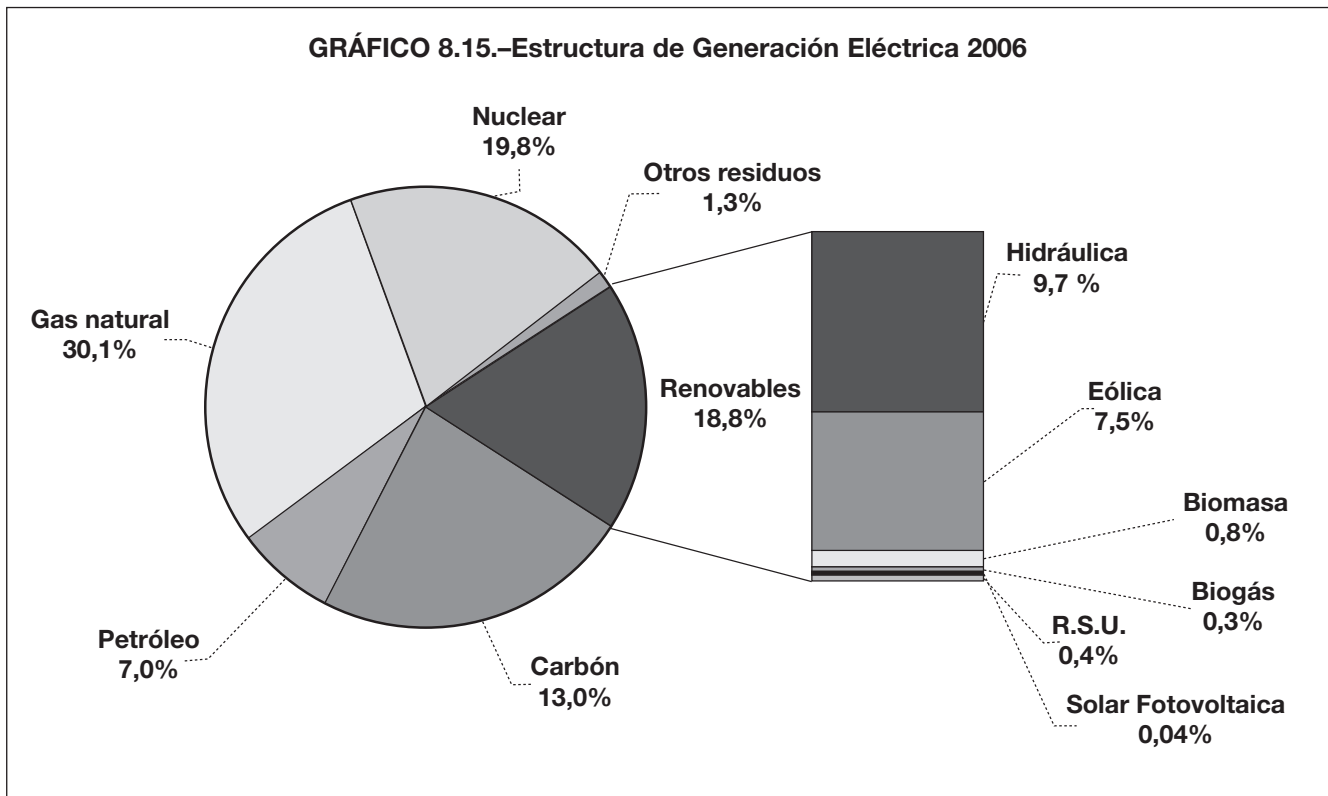
### Seguimiento del Plan de Energías Renovables 2005-2010

El Plan de Energías Renovables 2005-2010 es el marco de desarrollo de los recursos energéticos

renovables en nuestro país. El PER 2005-2010 mantiene el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010<sup>3</sup>, incorporando, sobre el precedente Plan de Fomento de las Energías Renovables, los objetivos del 29,4% de generación eléctrica con renovables y el 5,75% de biocarburantes en transporte para ese año. El Plan revisa, de manera sensible, los objetivos

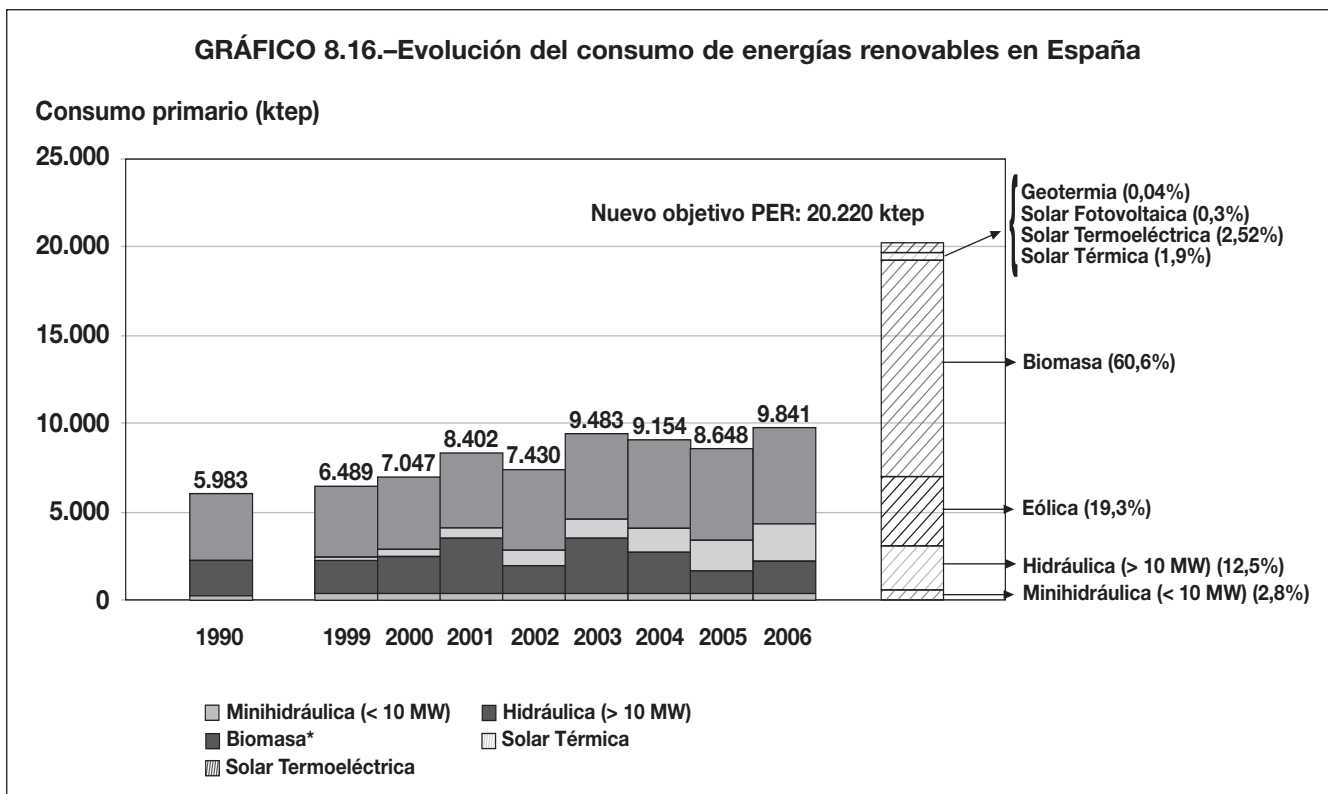
<sup>3</sup> Establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y objetivo central del anterior Plan de Fomento.

GRÁFICO 8.15.-Estructura de Generación Eléctrica 2006



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio - IDAE.

GRÁFICO 8.16.-Evolución del consumo de energías renovables en España



Fuente: IDAE.

de potencia eólica (hasta 20.000 MW en 2010), solar fotovoltaica (hasta 400 MW), solar termoeléctrica (hasta 500 MW) y los de producción de biocarburantes (hasta 2,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo), con respecto al Plan de Fomento anterior.

El apoyo público total a lo largo de los seis años de aplicación del Plan se ha estimado en 8.492 millones de €. El Plan prevé destinar 3.536 millones de € en la forma de ayudas públicas a la inversión e incentivos fiscales para los biocarburantes. Y, de manera adicional, el importe total de las primas a la electricidad para las nuevas instalaciones durante el período 2005-2010 ascenderá a 4.956 millones de €.

**Cuadro 8.8.-Resumen PER 2005-2010**

PARÁMETROS	CONJUNTO ÁREAS RENOVABLES
Apoyo Público	8.492,24 millones €
Inversión	23.598,64 millones €
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 tCO <sub>2</sub>

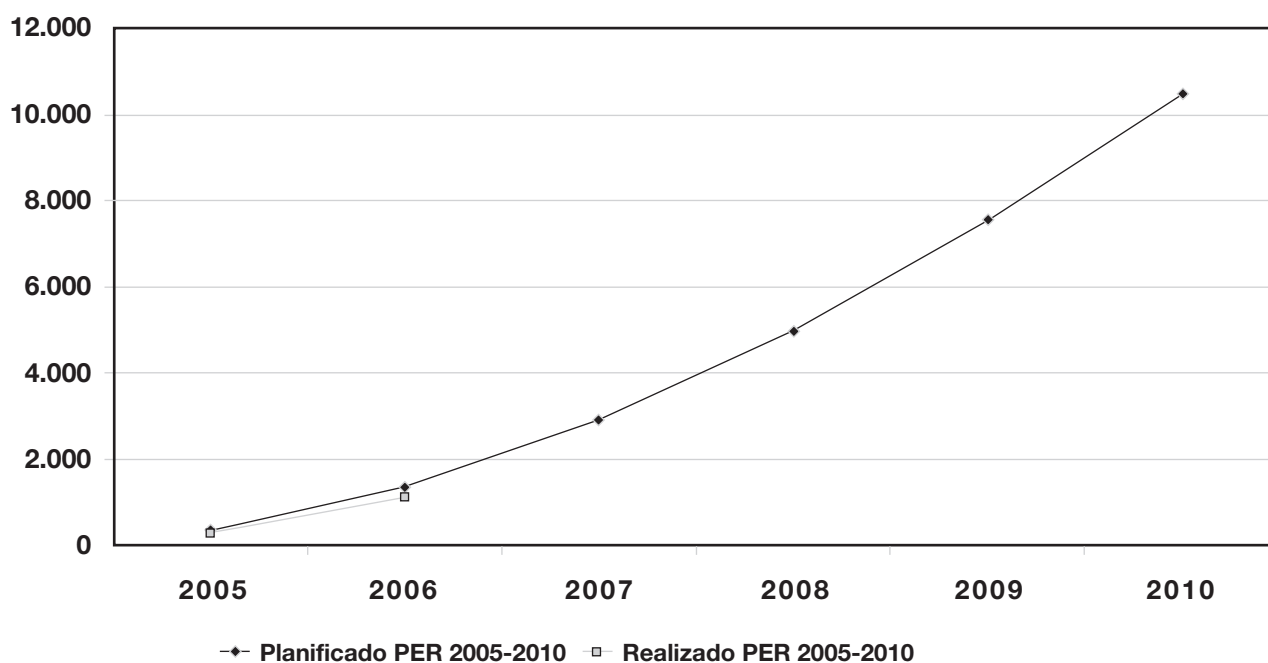
A falta de finalizar la elaboración del informe de seguimiento correspondiente al año 2006, los datos provisionales de este año ponen de manifiesto que se han cubierto el 11% del objetivo de incremento de energía primaria y el 24,1% de los objetivos de incremento de potencia eléctrica establecidos por el Plan para 2010. Destaca el importante progreso registrado en 2006 por el área de biocarburantes, que ha permitido alcanzar un nivel de cumplimiento el 16,2% de los objetivos al año 2010 establecidos por el PER para esta área. La clave menos positiva a estos razonables cumplimientos la añaden, un año más, las áreas térmicas que únicamente consiguieron un cumplimiento de objetivos del 5,3%.

Por su parte, la cobertura de los objetivos establecidos por el Plan para el año 2006 arroja un cumplimiento del 82%.

La Memoria de Seguimiento 2005 del PER, pone de manifiesto que el desarrollo del Plan durante su primer año de vigencia fue inferior al previsto para ese año, alcanzándose un grado de desarrollo global del Plan de Energías Renovables 2005-2010, durante su primer año de vigencia, del 77,3% de los objetivos energéticos establecidos para 2005, y del 2,6% de los objetivos totales de crecimiento hasta el año 2010.

Las áreas de generación eléctrica fueron, en su conjunto, las que en mayor medida se ajustaron a los

**GRÁFICO 8.17.-Seguimiento y grado de cumplimiento PER 2005-2010**



objetivos y, con 1.681 MW de potencia instalados durante 2005, cubrieron el 85,7% del objetivo de nueva potencia establecido en el Plan, y el 10,9% del objetivo fijado hasta la finalización del PER en el año 2010. Por su parte, las áreas térmicas, con un incremento de su consumo de 25 ktep en 2005, cubrieron como media el 40,3% del objetivo correspondiente a ese año, lo que representa el 2,7% del objetivo global de estas áreas para el año 2010. En lo que se refiere a los biocarburantes, el aumento de capacidad de producción —37 ktep— significó el 73,8% del objetivo del Plan para 2005 y el 1,9% del correspondiente a 2010.

Los objetivos 2005 marcados por el PER tienen un nivel moderado en comparación con los marcados para el conjunto del periodo, algo que no es de extrañar teniendo en cuenta que el PER fue aprobado en agosto de 2005 y que las medidas previstas

en el Plan siguen distintas velocidades y grados de aprobación y su plena efectividad a veces requiere un plazo relativamente largo.

Por áreas, de los 270 ktep en que aumento el consumo de energías renovables durante el año pasado, algo más de 200 ktep correspondieron a las áreas de generación eléctrica y, de ellos, alrededor de 150 a la energía eólica que, no obstante experimentó un crecimiento inferior al del año precedente y al objetivo fijado para 2005. Por potencia instalada, el área eólica obtuvo un grado de desarrollo algo por debajo del 90% de los objetivos del año y, por producción se ha situado en el 82% de la previsión.

La energía minihidráulica cubrió durante 2005 alrededor del 55% de los objetivos energéticos del año y la hidráulica de media potencia (entre 10 y 50 MW) se quedó cerca del 25% de sus objetivos anuales.

**CUADRO 8.9.—Grado de desarrollo en 2005 en términos de Energía Primaria**

Unidad: ktep	Objetivos de incremento		Realizado	Grado de desarrollo (%)	
	2005	2005-2010	2005	2005 s/Objetivo 2005	2005 s/Objetivo 2010
<i>Generación de electricidad</i>					
Hidráulica (> 50 MW)	—	—	—	—	—
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	5	59	1,2	24,0%	2,0%
Hidráulica (< 10 MW)	9	109	5,1	55,2%	4,7%
Biomasa	30	4.458	30	99,3%	0,7%
Centrales de Biomasa	30	2.905	30	99,3%	1,0%
Co-combustión	—	1.552	—	—	—
Eólica	182	2.231	149	81,9%	6,7%
Solar fotovoltaica	2,2	48	1,9	84,6%	3,9%
Aislada	0,1	1	0,1	117,3%	7,8%
Conectada a red	2,1	46	1,8	83,3%	3,8%
Biogás	10	188	22	218,6%	11,6%
Solar termoeléctrica	—	509	—	—	—
<b>Total áreas eléctricas</b>	<b>238</b>	<b>7.602</b>	<b>209</b>	<b>87,6%</b>	<b>2,7%</b>
<i>Usos térmicos</i>					
Biomasa	50	583	16	33,0%	2,8%
Solar térmica de baja temperatura	11	325	8,3	72,2%	2,5%
<b>Total áreas térmicas</b>	<b>61</b>	<b>907</b>	<b>25</b>	<b>40,3%</b>	<b>2,7%</b>
<i>Biocarburantes</i>					
Biocarburantes	50	1.972	37	73,8%	1,9%
<b>Total biocarburantes</b>	<b>50</b>	<b>1.972</b>	<b>37</b>	<b>73,8%</b>	<b>1,9%</b>
<b>Total PER 2005-2010</b>	<b>350</b>	<b>10.481</b>	<b>270</b>	<b>77,3%</b>	<b>2,6%</b>

**Nota:** No incluye instalaciones mixtas, con una potencia de 218 kW (119 de energía solar fotovoltaica y 99 de eólica), una producción térmica con biomasa de 22 tep y una superficie solar térmica de baja temperatura de 32 m<sup>2</sup>.

Fuente: IDAE.

Por su parte, el grado de cumplimiento de la biomasa eléctrica fue prácticamente del 100% de sus objetivos energéticos para el año 2005, aunque éstos únicamente representaron una cantidad inferior al 1% de los objetivos totales del área a lo largo del periodo de aplicación del Plan.

En solar fotovoltaica se alcanzaron durante 2005 alrededor del 80% de los objetivos energéticos del área, con un cumplimiento algo mayor en las instalaciones aisladas que en las conectadas a la red.

El biogás ha experimentó un crecimiento superior en más de dos veces el objetivo fijado para el año 2005, y representó más del 11% de los objetivos energéticos globales del área hasta 2010.

Por lo que se refiere a la energía solar termoeléctrica, y tal y como estaba previsto, no ha entrado en funcionamiento ninguna planta durante el pasado año, aunque los proyectos en marcha apuntan a una pronta incorporación de este tipo de energía al mix de generación eléctrica.

En cuanto a las dos áreas renovables destinadas a usos térmicos, en conjunto son las que menos desarrollo han obtenido durante el pasado año, aunque con diferencias notables entre ellas. Mientras que la biomasa térmica sólo ha cubierto el 33% de sus objetivos energéticos para 2005, la energía solar térmica de baja temperatura ha superado el 70% de los suyos, si embargo, en términos absolutos el crecimiento experimentado por esta última ha sido de la mitad que el de la anterior. La aprobación, en los primeros meses de 2006, del Código Técnico de la Edificación, ha de tener un importante efecto de impulso para el crecimiento del área en los próximos años, que afectará también a la energía solar fotovoltaica.

Finalmente, en relación con los biocarburantes, durante 2005 se han cubierto las tres cuartas partes de los objetivos energéticos fijados en el PER para ese año, lo que significa el 1,9% del objetivo global de crecimiento del área hasta 2010.

**La inversión en instalaciones de energías renovables durante 2005** superó los 1.900 millones de euros, lo que representa el 88,4% de la previsión del Plan para ese primer año y el 8,1% de la inversión prevista durante toda la vida del Plan.

Esos resultados derivan en gran medida de los resultados de las áreas eléctricas, por el gran peso que éstas tienen en el total de la inversión prevista. Por grupos, el grueso de la inversión correspondió, precisamente, a las áreas eléctricas, con más de 1.800 millones, algo más del 90% de la inversión prevista para estas áreas en 2005 y cerca del 10% de la total contemplada en el Plan hasta 2010.

La inversión en las áreas de usos térmicos, con 67 millones de euros, representó algo menos del 40% de la prevista para ellas durante el pasado año y, por lo que se refiere a los biocarburantes, la inversión en 2005 ha sido de 22 millones de euros, frente a los 13 inicialmente previstos.

Un elemento fundamental para el adecuado desarrollo de las energías renovables son los apoyos públicos que, de acuerdo con el PER, son de tres tipos: ayudas a la inversión, sistema de primas a la generación de electricidad y exención fiscal a los biocarburantes.

Globalmente, los apoyos recibidos por las fuentes renovables durante el pasado año alcanzaron los 110 millones de euros, distribuidos en más de 80 en las áreas eléctricas y alrededor de 20 millones en las térmicas.

De acuerdo a las previsiones del Plan para el año 2005, las áreas de generación de electricidad recibieron, en conjunto, más del 90% del total de apoyos previstos para ese año, mientras que las áreas de usos térmicos y los biocarburantes quedaron por debajo del 40%.

De total de apoyos públicos, alrededor de 48 millones de euros se materializaron mediante ayudas públicas a la inversión, 59 millones a través del sistema de primas y cerca de 3 millones de euros es la cantidad estimada que corresponde al tipo cero en el impuesto especial de hidrocarburos a los biocarburantes.

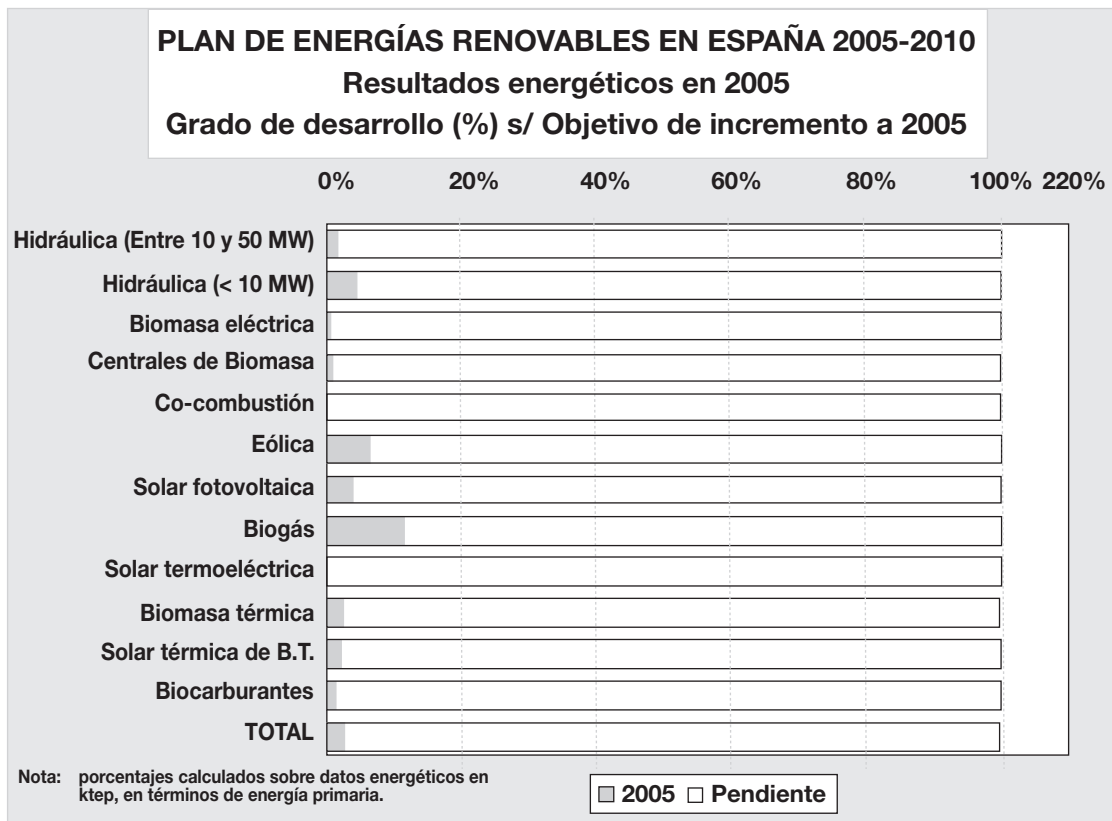
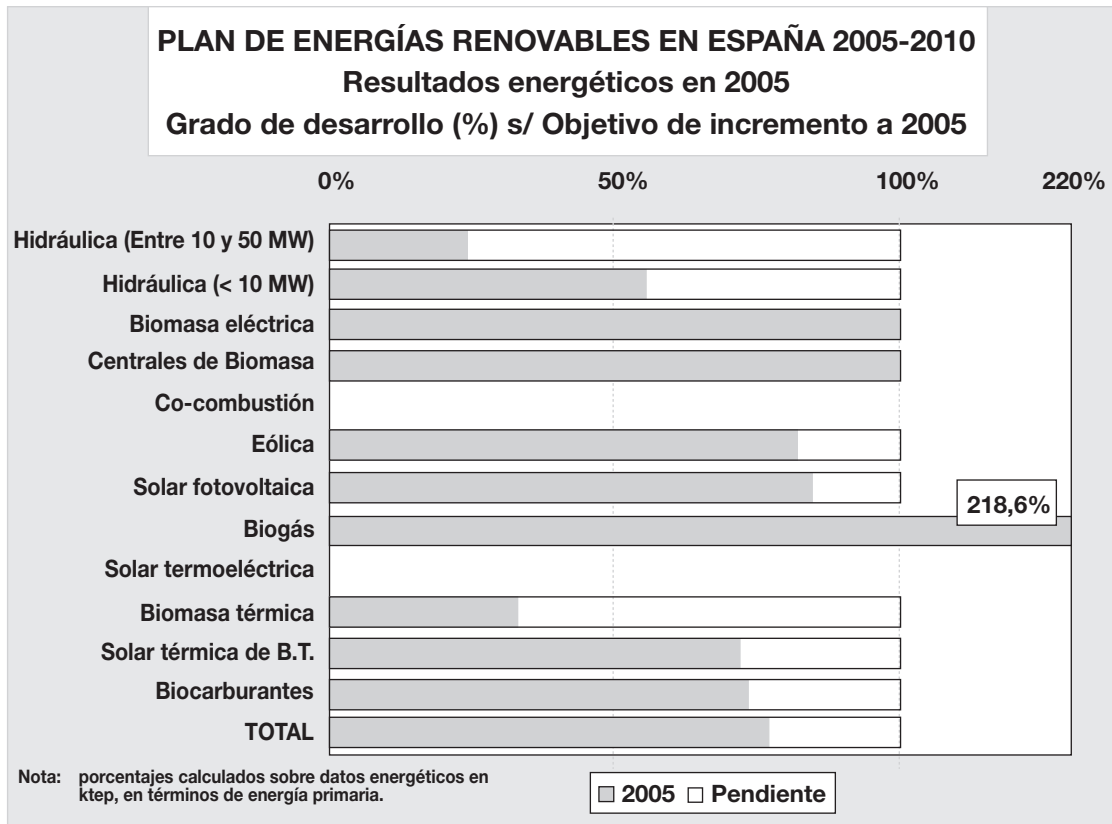
Las ayudas públicas a la inversión durante 2005 —48 millones de euros—representaron en conjunto algo más de las tres cuartas partes de la previsión correspondiente a 2005 y alrededor del 7% de las ayudas a la inversión contempladas en el PER hasta 2010.

Por áreas, la solar fotovoltaica ha obtenido unas ayudas a la inversión (procedente de la Administración General del Estado y de la Administración Autonómica) sensiblemente superior al previsto para 2005, y la solar térmica de baja temperatura se ha acercado al 90% de las previstas para 2005.

Por su parte, los biocarburantes han recibido unas ayudas a la inversión de 4,1 millones de euros, con origen en las Administraciones Autonómica y Comunitaria, aunque el Plan no las contemplaba.

Cabe señalar que, salvo algunas ayudas a la energía solar fotovoltaica conectada a red, que se encontraban en curso de compromisos para 2005 cuando se elaboró el Plan, y pequeñas ayudas previstas para el despegue de la energía solar termoeléctrica, el PER sólo contempla ayudas a la inversión en las áreas de solar fotovoltaica aislada, bio-

GRÁFICO 8.18.–Grado de Cumplimiento de los Objetivos del PER 2005-2010



**CUADRO 8.10.–Cumplimiento de inversiones 2005 del PER  
INVERSIONES EN 2005 Y COMPARACIÓN CON LAS PREVISIONES DEL PER**

Millones de €	Previsiones del PER		Realizado	Grado de desarrollo (%)	
	2005	2005-2010	2005	2005 s/Objetivo 2005	2005 s/Objetivo 2010
<i>Generación de electricidad</i>					
Hidráulica (> 50 MW)	—	—	—	—	—
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	40	250	10	24,0%	3,8%
Hidráulica (< 10 MW)	105	700	35	33,6%	5,0%
Biomasa	18	1.965	16	91,1%	0,8%
Centrales de Biomasa	18	1.449	16	91,1%	1,1%
Co-combustión	—	516	—	—	—
Eólica	1.686	11.756	1.620	96,1%	13,8%
Solar fotovoltaica	123	2.039	107	87,1%	5,3%
Aislada	12	165	11	96,9%	6,9%
Conectada a red	111	1.874	96	86,1%	5,1%
Biogás	8	120	37	497,2%	31,2%
Solar termoeléctrica	—	2.163	—	—	—
<b>Total áreas eléctricas</b>	<b>1.979</b>	<b>18.993</b>	<b>1.826</b>	<b>92,2%</b>	<b>9,6%</b>
<i>Usos térmicos</i>					
Biomasa	85	765	7	7,9%	0,9%
Solar térmica de baja temperatura	89	2.685	60	68,0%	2,2%
<b>Total áreas térmicas</b>	<b>174</b>	<b>3.449</b>	<b>67</b>	<b>38,5%</b>	<b>1,9%</b>
<i>Biocarburantes</i>					
Biocarburantes	13	1.157	22	171,5%	2%
<b>Total biocarburantes</b>	<b>13</b>	<b>1.157</b>	<b>22</b>	<b>171,5%</b>	<b>1,9%</b>
<b>Total PER 2005-2010</b>	<b>2.166</b>	<b>23.599</b>	<b>1.915</b>	<b>88,4%</b>	<b>8,1%</b>

Nota: No incluye instalaciones mixtas, con una inversión total de 1,7 millones de euros.

masa térmica para usos domésticos y solar térmica de baja temperatura.

Los apoyos recibidos desde el sistema de primas por las instalaciones renovables puestas en marcha durante 2005 ascendieron a 59 millones de euros, de los 80 millones previstos, casi el 74% de los previstos. Destacan, con apoyos significativamente por debajo de la media, las áreas hidráulicas, que también han tenido un desarrollo energético sensiblemente inferior al previsto y, por encima, el biogás, acorde con su elevado crecimiento relativo.

Por su parte, los apoyos públicos derivados de la exención de los impuestos especiales para los biocarburantes ascendieron a 2,8 millones de euros para las instalaciones puestas en funcionamiento durante 2005, alrededor del 15% de los previstos por el Plan.

Resumiendo, durante 2005, primer año de vigencia del Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010, estas fuentes han experimentado un grado de desarrollo global, en términos de energía primaria, del 77,3% de los objetivos establecidos para el año y del 2,6% de los objetivos totales de crecimiento hasta el año 2010.

Si bien los objetivos del Plan para el año 2010 pueden considerarse muy ambiciosos, el PER fue prudente a la hora de fijar los objetivos para su primer año de aplicación<sup>4</sup> habida cuenta, en primer lugar, de que el Plan se aprobaba en la segunda mitad del año; en segundo lugar, de que los procesos de

<sup>4</sup> 0,35 millones de tep en 2005, de los cerca de 10,5 millones en que se pretende aumentar el consumo de energías renovables en el año 2010.



**CUADRO 8.11.—Cumplimiento de apoyos públicos 2005 del PER  
APOYOS PÚBLICOS EN 2005 Y COMPARACIÓN CON LAS PREVISIONES DEL PER**

TOTAL APOYOS PÚBLICOS (a la inversión + primas + detaación fiscal) Unidad: Millones de €	Previsiones del PER		Realizado	Grado de desarrollo (%)	
	2005	2005-2010	2005	2005 s/Objetivo 2005	2005 s/Objetivo 2010
<i>Generación de electricidad</i>					
Hidráulica (> 50 MW)	—	—	—	—	—
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2	64	0,4	20,0%	0,6%
Hidráulica (< 10 MW)	3	125	1,9	58,5%	1,5%
Biomasa	2	1.060	2,0	88,3%	0,2%
Centrales de Biomasa	2	777	2,0	88,3%	0,3%
Co-combustión	—	283	0,0	—	0
R.S.U.	—	—	—	—	—
Eólica	62	2.599	45,1	72,8%	1,7%
Solar fotovoltaica	18	542	30,5	166,6%	5,6%
Aislada	3	36	4,1	157,2%	11,2%
Conectada a red	16	506	26,4	168,1%	5,2%
Biogás	1	49	2,5	269,6%	5,04%
Solar termoeléctrica	0	566	0,0	—	0,0%
<b>Total áreas eléctricas</b>	<b>89</b>	<b>5.005</b>	<b>82,4</b>	<b>92,9%</b>	<b>1,6%</b>
<i>Usos térmicos</i>					
Biomasa	32	284	1,8	5,5%	0,6%
Solar térmica de baja temperatura	21	348	18,5	87,3%	5,3%
<b>Total áreas térmicas</b>	<b>53</b>	<b>632</b>	<b>20,3</b>	<b>38,1%</b>	<b>3,2%</b>
<i>Biocarburantes</i>					
Biocarburantes	19	2.855	6,9	37,3%	0,2%
<b>Total biocarburantes</b>	<b>19</b>	<b>2.855</b>	<b>6,9</b>	<b>37,3%</b>	<b>0,2%</b>
<b>Total PER 2005-2010</b>	<b>161</b>	<b>8.492</b>	<b>110</b>	<b>68,3%</b>	<b>1,3%</b>

Nota: No incluye instalaciones mixtas, con un apoyo público a la inversión de 0,4 millones de euros.

planificación y de elaboración de nueva normativa generalmente llevan asociados periodos de incertidumbre; y finalmente, de que buena parte de las medidas en él propuestas requieren un tiempo para su aprobación y puesta en marcha.

No obstante, el desarrollo de las energías renovables durante 2005 se quedó en algo más de las tres cuartas partes de la previsión. El biogás creció por encima de sus objetivos para el año, y la biomasa eléctrica lo hizo de acuerdo con su previsión para 2005, pero el objetivo marcado en el área para este primer año representa únicamente el 0,7% del objetivo de crecimiento hasta 2010. No está previsto que se produzca el despegue de la producción eléctrica con biomasa hasta que entren en vigor las modificaciones de los incentivos a través del régimen especial.

El área eólica, con la instalación de unos 1.600 MW adicionales en 2005, vuelve a experimentar un importante crecimiento, aunque por debajo del registrado el año anterior y del objetivo marcado para 2005 (1.800 MW). La energía eólica es una de las fuentes renovables donde la tecnología asociada ha alcanzado un mayor grado de madurez, con importantes expectativas de incrementar su contribución futura en España y en Europa. En nuestro país, a lo largo de los últimos diez años su aportación ha pasado de jugar un papel testimonial a representar un parte sustancial de nuestro balance eléctrico —alrededor del 8% en 2005—.

En relación con la utilización de la energía solar, el área termoeléctrica no puso en marcha ninguna instalación comercial en 2005, tal y como estaba previsto. Tanto la energía solar térmica de baja tempe-

**CUADRO 8.12.–Cumplimiento de ayudas a la inversión 2005 del PER  
APOYOS PÚBLICOS EN 2005 Y COMPARACIÓN CON LAS PREVISIONES DEL PER**

Ayudas Públicas a la Inversión Unidad: Millones de €	Previsiones del PER		Realizado	Grado de desarrollo (%)	
	2005	2005-2010	2005	2005 s/Objetivo 2005	2005 s/Objetivo 2010
<i>Generación de electricidad</i>					
Hidráulica (> 50 MW)	—	—	—	—	—
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	—	—	0	—	—
Hidráulica (< 10 MW)	—	—	0,1	—	—
Biomasa	—	—	0	—	—
Centrales de Biomasa	—	—	0	—	—
Co-combustión	—	—	—	—	—
Eólica	—	—	0,1	—	—
Solar fotovoltaica	9	43	23,0	258,4%	53,9%
Aislada	3	36	4,1	157,2%	11,2%
Conectada a red	6	6	18,9	299,9%	299,9%
Biogás	—	—	0,5	—	—
Solar termoeléctrica	—	6	—	—	—
<b>Total áreas eléctricas</b>	<b>9</b>	<b>49</b>	<b>23,6</b>	<b>266,0%</b>	<b>48,4%</b>
<i>Usos térmicos</i>					
Biomasa	32	284	1,8	5,5%	0,6%
Solar térmica de baja temperatura	21	348	18,5	87,3%	5,3%
<b>Total áreas térmicas</b>	<b>53</b>	<b>632</b>	<b>20,3</b>	<b>38,1%</b>	<b>3,2%</b>
<i>Biocarburantes</i>					
Biocarburantes	—	—	4,1	—	—
<b>Total biocarburantes</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>4,1</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
<b>Total PER 2005-2010</b>	<b>62</b>	<b>681</b>	<b>48</b>	<b>77,3%</b>	<b>7,1%</b>

Nota: No incluye instalaciones mixtas, con un apoyo público a la inversión de 0,4 millones de euros.

ratura, como la fotovoltaica, crecieron más que en años anteriores, pero menos que sus objetivos para 2005 (algo por debajo y algo por encima del 75%, respectivamente). El Código Técnico de la Edificación fue aprobado en marzo de 2006, y no en 2005 como se había previsto; su entrada en vigor ha de suponer un importante incentivo para el desarrollo de estas dos últimas áreas, aunque sus efectos empezarán a notarse de forma significativa a partir de 2008.

En el área de biocarburantes, a pesar del gran número de iniciativas en estudio por parte de diversos tipos de promotores, no hay por el momento suficientes decisiones de inversión acordes a los objetivos del Plan, quizá motivadas por las barreras fiscales y logísticas. No obstante, dadas las características del sector, las decisiones que puedan ser

adoptadas por unos pocos agentes, podrían llevar aparejado un alto grado de cumplimiento de los objetivos.

Finalmente, cabe señalar que, con carácter general para el conjunto de áreas, durante el pasado año, la puesta en marcha de las medidas previstas en el Plan ha experimentado un nivel de avance satisfactorio, y ello ha de contribuir favorablemente al cumplimiento de objetivos en los próximos años.

#### 8.4. DESARROLLO NORMATIVO

A continuación, se enumeran las principales novedades que se han producido en el año en el ámbito normativo en lo referente a las políticas de eficiencia energética, cogeneración y energías renovables:

**CUADRO 8.13.–Cumplimiento de apoyos vía Sistema de Primas 2005 del PER  
APOYOS PÚBLICOS EN 2005 Y COMPARACIÓN CON LAS PREVISIONES DEL PER**

Ayudas vía Sistema de Primas Unidad: Millones de €	Previsiones del PER		Realizado	Grado de desarrollo (%)	
	2005	2005-2010	2005	2005 s/Objetivo 2005	2005 s/Objetivo 2010
<i>Generación de electricidad</i>					
Hidráulica (> 50 MW)	—	—	—	—	—
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2,0	64	0,4	20,0%	0,6%
Hidráulica (< 10 MW)	3,2	125	1,8	56,6%	1,4%
Biomasa	2,3	1.060	2,0	88,3%	0,2%
Centrales de Biomasa	2,3	777	2,0	88,3%	0,3%
Co-combustión	—	283	—	—	—
Eólica	62	2.599	45	72,6%	1,7%
Solar fotovoltaica	9,4	499	7,5	79,8%	1,5%
Aislada	—	—	—	—	—
Conectada a red	9,4	499	7,5	79,8%	1,5%
Biogás	0,9	49	2,0	216,5%	4,0%
Solar termoeléctrica	—	560	—	—	—
<b>Total áreas eléctricas</b>	<b>80</b>	<b>4.956</b>	<b>59</b>	<b>73,6%</b>	<b>1,2%</b>
<b>Total PER 2005-2010</b>	<b>80</b>	<b>4.956</b>	<b>59</b>	<b>73,6%</b>	<b>1,2%</b>

**CUADRO 8.14.–Cumplimiento de apoyos por Exención de Impuesto Especiales 2005 del PER  
APOYOS PÚBLICOS EN 2005 Y COMPARACIÓN CON LAS PREVISIONES DEL PER**

Detasación Impuestos Especiales Unidad: Millones de €	Previsiones del PER		Realizado	Grado de desarrollo (%)	
	2005	2005-2010	2005	2005 s/Objetivo 2005	2005 s/Objetivo 2010
<i>Biocarburantes</i>					
Biocarburantes	19	2.855	2,8	15,1%	0,1%
<b>Total biocarburantes</b>	<b>19</b>	<b>2.855</b>	<b>2,8</b>	<b>15,1%</b>	<b>0,1%</b>
<b>Total PER 2005-2010</b>	<b>19</b>	<b>2.855</b>	<b>2,8</b>	<b>15,1%</b>	<b>0,1%</b>

### Plan de Acción 2005-2007

- **Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007.** Este RD revisa las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas para el año 2007, considerando para ello los costes previstos durante dicho año. Se establece la posibilidad de que a partir de 1 de julio de 2007 el Gobierno proceda a efectuar modificaciones de carácter trimestral de las tarifas a fin de adaptar éstas a los precios del mercado,

revisando los costes derivados de las actividades de suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Los costes máximos reconocidos para el 2007 destinados a la retribución de la actividad de transporte y distribución ascienden respectivamente a 1.089,773 millones de euros y 4.299,7 millones de euros. Dentro de estos últimos costes, se prevé, por una parte, una partida de importe máximo 90 millones de euros dirigidos a la aplicación de planes de mejora de calidad en la prestación del servicio y, por otra parte, una cuantía de 176.760 miles de euros para la financiación de las

actuaciones que, enmarcadas dentro del Plan de Acción 2005-2007, tengan lugar durante el año 2007.

En lo que respecta a la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se mantienen los precios, las primas, incentivos y tarifas establecidos en el Real Decreto 1556/2005 por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, según lo dispuesto en el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se aprueban determinadas medidas en el sector energético.

- **Orden ITC/3829/2006**, de 12 de diciembre, por la que se amplía el plazo establecido en el apartado noveno.1 de la Orden ITC/4142/2004, de 30 de noviembre, por la que se efectúa la convocatoria de los programas nacionales de gestión de la demanda para 2004 y se determinan los requisitos y el procedimiento para su aprobación, a efectos de la justificación de la realización de los programas destinados a la elaboración de auditorías energéticas. Se prorroga el plazo inicial de seis meses a año y medio para que las empresas puedan justificar la realización de programas destinados a la elaboración de auditorías energéticas que hayan sido aprobados en conformidad a lo establecido en la Orden ITC/4142/2004.
- **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.

### Cogeneración

- **Real Decreto 616/2007**, de 11 de mayo, **sobre fomento de la cogeneración**, mediante el cual se traspone al ordenamiento jurídico español la **Directiva 2004/8/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, **relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil** en el mercado interior de la energía.

El presente Real Decreto, en vigor desde el 13 de mayo de 2007, tiene por objeto la creación de un marco para el fomento de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, mejorando la eficiencia energética y seguridad de abastecimiento. Para ello, se prevé el análisis y evaluación del potencial nacional de cogeneración de alta eficiencia, de las barreras actuales que dificultan su desarrollo y de las medidas necesarias para facilitar el acceso a la red de las unidades de cogeneración y centrales de microgeneración y cogeneración de pequeña escala, sumando a esto la definición de métodos de determinación del ahorro energético para las unidades de cogeneración de alta eficiencia.

### Edificación

- **Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE)**. Mediante este RD, 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 desarrollo 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, eficiencia energética de las instalaciones de iluminación; contribución solar mínima a partir de las necesidades energéticas térmicas y eléctricas del edificio.

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.

- **Real Decreto 47/2007**, de 19 de enero, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción. La aprobación de este Real Decreto es una de las medidas de desarrollo del Plan de Acción de 2005-2007 impulsado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para el sector edificación en España, a través del Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE), y supone la segunda transposición parcial, la primera la constituye el Código Técnico de la Edificación, de la Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios, según la cual se establece la obligatoriedad de poner a disposición de los compradores o usuarios de edificios un certificado de eficiencia energética.

De este modo, se deberá poner a disposición del comprador o inquilino, según corresponda, un certificado de eficiencia energética que le permita comparar y evaluar la eficiencia energética del edificio. Este certificado irá acompañado de una etiqueta energética, similar a las ya utilizadas en otros productos de consumo doméstico, como electrodomésticos, lámparas y vehículos. A cada edificio le será asignada una clase energética, de acuerdo con una escala de siete letras que va desde el edificio más eficiente (clase A) al edificio menos eficiente (clase G). La valoración se hará en función de las emisiones de CO<sub>2</sub> emitidas por el consumo de energético del edificio en unas condiciones de uso determinadas.

El procedimiento regulado por este RD será de aplicación a los edificios de nueva construcción y a las reformas o rehabilitaciones de los existentes, con una superficie útil superior a 1.000 m<sup>2</sup> donde se renueve más del 25% del total de sus cerramientos. Quedarán exentos de su aplicación los edificios que a la entrada en vigor de este RD estuvieran ya en construcción así como los proyectos que hubieran ya efectuado la solicitud de la licencia.

- **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, 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, se ha intensificado la elaboración y aprobación de ordenanzas solares en diferentes municipios. Así, a lo largo del periodo 2005 y hasta la fecha actual, son más de 50 los municipios contabilizados, que se han sumado a los ya existentes con ordenanzas aprobadas. Se espera que esta tendencia al alza se mantenga e incluso incremente como resultado de la reciente aprobación del Código Técnico de Edificación.

Centrando el análisis en el periodo transcurrido desde comienzos del año 2005 hasta la actualidad, y sin pretender ser muy exhaustivos, se puede decir que la mayor actividad, con diferencia, ha sido localizada en la Comunidad Autónoma de Cataluña, con 23 nuevas ordenanzas, 18 de ellas en la provincia de Barcelona. Valencia, Andalucía y Madrid incorporaron respectivamente 9, 7 y 5 ordenanzas adicionales en sus jurisdicciones.

### Ordenanzas de Alumbrado

En Cataluña, el año pasado, entró en vigor el Decreto 82/2005 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. Desde entonces, se cuenta con

la aprobación en el municipio barcelonés de Mediona de una ordenanza de contaminación lumínica, cuyo ámbito de aplicación se extiende a la mejora de la eficiencia del alumbrado. Otras incorporaciones recientes han sido las de los municipios madrileños de Navalcarnero, Pozuelo de Alarcón, Alcalá de Henarés, Ciempozuelo y Villarejo de Salvañas.

### Régimen Especial

- **Orden ITC/1522/2007**, de 24 de mayo, **por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.** La Orden tiene por objeto regular la garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia con el fin de contribuir a la producción y comercio de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. Con esta Orden se avanza en la transposición al derecho nacional, por una parte, de la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía, y por otra, de la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior.

La garantía de origen es una acreditación mediante que asegura que una determinada producción de energía eléctrica (kWh.) correspondiente a una central en un periodo dado ha sido generada a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia. La solicitud de esta acreditación se deberá efectuar con anterioridad al 31 de enero de cada año para las garantías de origen correspondientes al año anterior, siendo la Comisión Nacional de Energía el organismo autorizado para la expedición de éstas. Dicho organismo, una vez realizada las oportunas verificaciones, procederá a la expedición de la garantía solicitada con anterioridad al 28 de febrero de cada año.

Este sistema de garantía será de aplicación a todas las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, con independencia del régimen al que estén acogidas, así como a la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales siempre que ésta sea cuantificable de manera objetiva.

- **Ley 10/2006**, de 28 de abril, **por la que se modifica la Ley 43/2003**, de 21 de noviembre, de

**Montes.** La nueva Ley concede mayor importancia a la protección de la biodiversidad de los montes y a la consideración de la lucha contra el Cambio Climático en la gestión de éstos. En esta línea, se hace hincapié en la importancia de los sistemas de «*certificación forestal*» como instrumento de vinculación entre la gestión forestal sostenible y comercialización de los productos forestales respectivos. Dichos certificados deberán reunir criterios ambientales, económicos y sociales de modo que permitan su homologación internacional. Otra novedad importante incorporada es la relativa a la prohibición, durante al menos 30 años, del cambio de uso forestal de los terrenos forestales incendiados, así como la realización de toda actividad incompatible con la regeneración de cubierta vegetal.

Asimismo, se crea el *fondo para el patrimonio natural*, con objeto de impulsar las medidas destinadas a apoyar la gestión forestal sostenible, la prevención de incendios forestales y protección de espacios forestales y naturales. Dicho fondo se dotará con las partidas asignadas en los Presupuestos Generales del Estado, correspondiendo a las Comunidades Autónomas la gestión de incentivos y subvenciones con cargo a este fondo. Finalmente, en el marco del Plan de Renovables, se hace referencia a la necesidad de actualizar las primas e incentivos a la producción eléctrica a partir de la biomasa forestal procedente de operaciones de prevención de incendios y planes de gestión forestal sostenible.

- **Resolución** de 4 de octubre de 2006, **de la Secretaria General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 «Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas».**

La aprobación de la propuesta del Operador del Sistema del mencionado procedimiento P.O 12.3, en coherencia con el R.D 2019/1997 según el cual se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, exige para su cumplimiento el desarrollo de un sistema de certificación acorde al R.D 2200/1995 por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial.

El procedimiento de operación fija los requisitos que han de cumplir las distintas instalaciones de producción del régimen especial a fin de garantizar la continuidad del suministro frente a los huecos de tensión, en conformidad con lo establecido por el RD 438/2004. El ámbito de aplicación se dirige a las nuevas instalaciones de energía eólica que se conecten al sistema eléctrico, y cuya fecha de inscripción definitiva sea posterior al 1 de enero de 2007. Las restantes instalaciones dis-

pondrán de los periodos transitorios que en cada momento sean establecidos por la legislación vigente. Las instalaciones existentes que por razones técnicas no pudieran cumplir los requisitos mínimos exigidos, deberán presentar ante el Operador del Sistema una memoria justificativa.

El titular de las instalaciones afectadas por este procedimiento deberá adoptar las medidas de diseño y/o control precisas para que todas las instalaciones de generación eléctrica bajo su titularidad se mantengan acopladas al sistema eléctrico, sin sufrir desconexión a causa de los huecos de tensión directamente asociadas a la existencia de cortocircuitos correctamente despejados<sup>5</sup> que puedan presentarse en el sistema eléctrico, sean éstos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos.

- **Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.7 «Programación de la generación renovable no gestionable».** Mediante el citado Procedimiento se pretende garantizar la operación segura del Sistema, estableciendo para ello las medidas de operación del Sistema en su conjunto y de las instalaciones de generación renovable no gestionable, que permitan la máxima integración posible de la potencia y energía compatible con la operación segura y estable del sistema.

El ámbito de aplicación del mismo se dirige al Operador del Sistema (OS), empresas propietarias de instalaciones de generación renovable no gestionable y Centros de Control responsables de estas instalaciones, las empresas propietarias de instalaciones de la red de transporte y de la red de distribución, y los correspondientes gestores de la red de distribución. Las instalaciones de generación renovable no gestionable deberán presentar una potencia nominal superior a 10 MW, salvo que a pesar de una potencia inferior a la indicada concurren varias en un mismo punto de conexión, superando la potencia conjunta los 10 MW.

Los Centros de Control a los que afecta este procedimiento deberán enviar al OS, dentro de los diez primeros días naturales de cada mes, una actualización de las unidades de producción adscritas a los mismos incluyendo información técnica de interés para cada unidad de producción. Sin embargo, esta información deberá ser suministrada directamente por las instalaciones de potencia superior a 25 MW al OS con anterioridad al 24 de diciembre de 2006.

<sup>5</sup> Se considera que un cortocircuito ha sido correctamente despejado en el sistema eléctrico cuando la actuación de los sistemas de protección se ha efectuado de manera conforme al P.O 11.1 «Criterios Generales de protección de la red gestionada».

El OS podrá solicitar la modificación de la producción de las unidades objeto de este procedimiento mediante los respectivos Centros de Control, siempre que se detecten condiciones de operación que supongan un riesgo a la calidad y continuidad de suministro, y en aquellos casos donde no existan otros medios para evitar tal riesgo, ya sea porque se haya actuado previamente sobre la generación gestionable o bien porque la solución pase por actuar sobre la generación renovable no gestionable. En esta circunstancia el OS indicará las producciones máximas admisibles por nudo de la red de Transporte y por cada tecnología de producción donde sea preciso. Cuando se trate de restricciones que afecten a la red de distribución, el OS comunicará al gestor correspondiente de dicha red las instrucciones dadas al Centro de Control respectivo.

#### Biocarburantes

- **RD 774/2006**, de 23 de junio, por el que **se modifica el Reglamento de los Impuestos Especiales**, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio. La 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 ha supuesto la introducción de varias modificaciones en la Ley 38/1992 de Impuestos Especiales. En consecuencia, se hace necesaria la correspondiente adaptación del Reglamento de los Impuestos Especiales, lo cual implica la consideración de un nuevo Impuesto Especial sobre el Carbón, la extensión a los biocombustibles de las normas, que hasta ahora solo eran de aplicación a los biocarburantes, y el establecimiento de las previsiones necesarias respecto al gas natural. De manera adicional, se extiende a todos los biocarburantes y biocombustibles el sistema de aplicación del tipo impositivo que hasta entonces sólo era de aplicación al ETBE, además de posibilitarse la autorización, bajo ciertas condiciones, de mezclar biocarburantes fuera del régimen suspensivo.

Cabe destacar las modificaciones relativas a los biocombustibles, recibiendo éstos el mismo tratamiento que los biocarburantes a efectos tanto de la aplicación de la exención en el marco de los proyectos piloto, como de los tipos impositivos, para lo cual se procede a incluir, a los «biocombustibles» bajo la denominación de «biocarburantes». En ambas situaciones, se requerirá la previa introducción de los biocarburantes en una fábrica o depósito fiscal del ámbito territorial interno, o bien, en caso de que éstos sean importados del resto del ámbito territorial comunitario, que el receptor tenga la condición de operador registra-

do o no. Cuando se trate de importaciones fuera de régimen suspensivo, el derecho a la aplicación de la exención se justificará ante la Aduana de importación.

- **Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuel óleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes.** Mediante el presente Real Decreto, 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.

### Mercados Eléctricos

- **Orden EHA/1094/2006, de 6 de abril, por la que se desarrollan las especialidades aplicables a los mercados secundarios oficiales de instrumentos financieros derivados sobre energía.**

Tras la entrada en vigor del Convenio del MIBEL, se considera necesario un marco jurídico adecuado para el desarrollo de mercados secundarios oficiales de futuros y opciones sobre la energía, entendiéndose como tales los ligados a contratos a plazo. Para ello, la presente Orden regula las especialidades que serán de aplicación en este tipo de mercados, al tiempo que define los instrumentos financieros que puedan ser objeto de negociación en este tipo de mercados, pudiéndose negociar además de contratos de futuros y opciones que tengan por objeto cualquier tipo de energía, cualesquiera otros que tengan ese subyacente.

La creación, organización y funcionamiento de los así llamados mercados secundarios se hará según lo dispuesto en la normativa precedente como la Ley 24/1988, del 28 de julio, del Mercado

de Valores, y el RD 1814/1991 en lo referente a la regulación de mercados oficiales de futuros y opciones.

- **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.

- **Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funciones de la Comisión Nacional de Energía.** Mediante la aplicación de este Real Decreto, se pretende subsanar las deficiencias existentes en la legislación vigente en lo referente a la asimetría en las operaciones de adquisición del control de unas empresas por otras dentro el mercado energético nacional, con la consecuente repercusión en los intereses estratégicos generales de la política energética nacional, y de la seguridad pública.

Se extienden, así, las funciones de la Comisión Nacional de la Energía de forma que todas las sociedades, independientemente de que realicen o no actividades reguladas, reciban igual tratamiento en cuanto al procedimiento de autorización necesario para su participación en sociedades con actividades reguladas y de interés estratégico. Se definen para ello como actividades estratégicas en cuanto al suministro energético, aquellas que puedan afectar a la garantía y seguridad de los suministros de gas y electricidad.

Para hacer estos cambios efectivos, se **modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos**, en lo correspondiente a las funciones de la Comisión Nacional de la Energía. Con ello, se incorpora la obligatoriedad de solicitud de autorización de este organismo en la adquisición de participaciones en un porcentaje superior al



10% del capital social u otro que conceda influencia significativa, en sociedades que desarrollen alguna de las actividades citadas con anterioridad. Igualmente, esta autorización será requerida en la adquisición de activos necesarios para realizar esas mismas actividades. Entre los citados activos, de valor estratégico, se integran las instalaciones incluidas en la red básica de gas natural, los gasoductos internacionales que tengan como destino o tránsito el territorio español, las instalaciones de producción, transporte y distribución de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, las centrales térmicas nucleares y de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón de producción nacional.

### Impulso a la Productividad

- **Real Decreto 1579/2006**, de 22 de diciembre, por el que se establece el régimen de **ayudas** y el sistema de gestión de **apoyo a la innovación de las pequeñas y medianas empresas 2007-2013**. Mediante el presente Real Decreto, la Secretaría General de Industria pretende impulsar la competitividad de las pequeñas y medianas empresas a través del Programa de apoyo a la innovación — InnoEmpresa—, cuyo marco de actuación se circunscribe al periodo 2007-2013. En consecuencia, el Real Decreto 1579/2006 procede a desarrollar el régimen de las ayudas referenciadas. Éstas podrán canalizarse tanto directamente a las empresas pertenecientes a los sectores industria, construcción, comercio, turismo y servicios, como a través de organismos cuyas prioridades y directrices se dirijan a promover proyectos en las áreas de la innovación tecnológica y la prestación de servicios empresariales innovadores a las empresas. Asimismo, las ayudas acogidas bajo el Programa InnoEmpresa responden a tres modalidades: Innovación Organizativa y Gestión Avanzada, Innovación Tecnológica y Calidad, y Proyectos de innovación en colaboración, entre las cuales cabe destacar las actuaciones relativas al ámbito energético, principalmente a la eficiencia energética.
- **Real Decreto-Ley 7/2006**, de 23 de junio, **por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético**. La incorporación de este Real Decreto-Ley posibilita la corrección de ciertas ineficiencias imputables a la legislación energética actual, en lo que se refiere a la aplicación respectivamente de la **Ley 54/97**, de 27 de noviembre, **del sector eléctrico** y de la **Ley 34/1998**, de 7 de octubre, **de Hidrocarburos**.

Así, respecto a la **Ley 54/97**, entre los cambios introducidos se encuentra la supresión de los costes de transición a la competencia (CTCs), al con-

siderarse un mecanismo ineficiente y distorsionador de los precios de mercado. Se mantienen, sin embargo, los regímenes de incentivo al consumo de carbón autóctono y de apoyo a las instalaciones que desarrollen planes específicos de especial relevancia tecnológica, para lo cual se podrán incorporar planes de viabilidad e incentivos específicos. Por otra parte, en coherencia con lo establecido en la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, por razones de seguridad de suministro, se podrán aprobar un sistema de primas hasta un límite máximo de 10 euros por MWh producido, de modo que se permita la entrada en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de energía primaria autóctonas

Asimismo, se procede a considerar a efectos de retribución la producción en barras de central y no solo la energía excedentaria, como se contemplaba en la aplicación inicial de la Ley 54/97. Igualmente, se procede a introducir una mayor flexibilización en los límites de variación tarifaria y de los distintos grupos tarifarios, en la revisión de la tarifa eléctrica media, a efectuar con anterioridad al 1 de julio de 2006, considerándose necesaria dicha flexibilidad especialmente desde la entrada en vigor en el ordenamiento jurídico español del régimen comunitario del comercio de derechos de emisión. La revisión de la tarifa media no será de aplicación a los precios, incentivos y tarifas que forman parte de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Para finalizar con los cambios relativos a la Ley 54/97, se podrán introducir mecanismos de mercado que incentiven la contratación a plazo de la energía eléctrica. Estos mecanismos adoptarán la forma de una emisión primaria de una determinada cantidad de energía eléctrica, equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y periodo de tiempo correspondientes a la emisión.

Por último, al objeto de mejorar la eficiencia del sistema de asignación vigente, se establece un nuevo criterio de asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural de modo que se consideren las cuotas totales de venta de los agentes del año anterior además de la reserva necesaria de capacidad para el mercado doméstico-comercial.

### MEDIO AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO

- **Real Decreto 509/2007**, de 20 de abril, por el que **se aprueba el Reglamento para el desarrollo y ejecución de la Ley 16/2002**, de 1 de julio, de

prevención y control integrados de la contaminación. El nuevo Reglamento supone una simplificación en la tramitación administrativa necesaria para la autorización de instalaciones comprendidas en el ámbito de aplicación de la mencionada Ley, para lo cual se establecen medidas de carácter técnico que faciliten la tramitación de la autorización tanto en instalaciones nuevas como en la adaptación de otras existentes. Con respecto a las instalaciones nuevas, se introducen disposiciones comunes, como aquellas que posibilitan a las CC.AA. establecer medidas para agilizar y simplificar los mecanismos de comprobación del cumplimiento de las obligaciones derivadas de la autorización ambiental integrada a las instalaciones que apliquen sistemas de gestión medioambiental.

- **Real Decreto 777/2006, de 23 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007.** Las reformas se centran en el escenario de asignación para los sectores industriales, con lo que se consigue un ajuste en las cuantías de derechos y categorías de actividades respecto a la ampliación efectuada en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005. Por otra parte, en este mismo ámbito, se unifica la reserva a nuevos entrantes, además de incrementarse los topes sectoriales de la asignación, con cargo a la reserva, para aquellos sectores en los que se encuentran incluidas las instalaciones respecto de las cuales se han estimado los recursos de reposición.

Se ha optado por un escenario que supone un reparto entre los sectores de la directiva (entre el 44 y 45% tras la ampliación del ámbito) y los sectores no incluidos (entre el 56 y 55% tras la ampliación del ámbito), manteniendo el peso de las emisiones incluidas en el ámbito de la directiva en el total nacional. Con respecto a las actividades incluidas en la directiva, se establece un reparto de 529,86 Mt de CO<sub>2</sub>, con una reserva adicional gratuita de 9,882 Mt de CO<sub>2</sub> para nuevos entrantes, resultando una asignación promedia anual de 179,915 Mt de CO<sub>2</sub>.

Al mismo tiempo, se amplía la definición de las instalaciones de combustión, incluyendo entre éstas a las instalaciones de producción de energía eléctrica destinada al suministro público, las instalaciones de cogeneración, independientemente del sector al que presten sus servicios, y otras instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 20 MW no contempladas en la Ley 1/2005, siendo en cualquier caso todas las instalaciones de potencia nominal superior a 20 MW. Por otra parte, las instalaciones de ciclo combinado cuya entrada en funcionamiento sea posterior al 30 de septiembre de 2004 y que en dicha fecha no tuvieran las autorizaciones administrativas oportunas, a efectos de la asignación de emisiones, tendrán la consideración de nuevos entrantes. Finalmente, se establece una reserva gratuita del 1,87% sobre las emisiones del escenario de referencia, equivalentes a 3,294 Mt CO<sub>2</sub>/año, dirigidos a todos los sectores incluidos en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005.



## 9. ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE

El año 2006 ha sido un año de transición, sin avances significativos a nivel internacional en los temas relacionados con el cambio climático, aunque sí de preparación de importantes elementos para los años posteriores. A nivel Comunitario y nacional ya se han analizado los resultados del primer año de vigencia para la Directiva del Comercio de emisiones en su primer año, asimismo, por parte de los países de la UE se están elaborando los Planes Nacionales de reparto de emisiones para el período 2008-2012, que han sido remitidos a la Comisión para su aprobación. Se debe también reseñar los avances para incluir en el futuro a la aviación comercial en el comercio de emisiones. No obstante los pocos avances en la lucha contra el cambio climático si ha habido un incremento en la concienciación con la emisión de informes como el Informe Stern en que se evalúan los costes y riesgos de los posibles impactos del cambio climático en el crecimiento y desarrollo, llegando a la conclusión que es necesaria una serie de medidas urgentes, en los próximos 10-20 años, a nivel global para evitar unos impactos muy importantes a partir de mediados de este siglo. Además los inminentes informes de los grupos de Trabajo del IPCC que saldrán a lo largo del 2007, con una reafirmación de las consecuencias del calentamiento debida a la acción antropogénica ponen en aviso a la comunidad internacional y al consumidor final de las consecuencias de las emisiones de gases de efecto invernadero.

También la Agencia Internacional de la Energía (AIE) ha advertido que la tendencia al alza en el consumo lleva a acelerar las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y que el mundo se enfrenta a la amenaza de no disponer de suministros seguros y suficientes a precios asequibles y al mismo tiempo, al peligro de dañar el medio ambiente por un consumo excesivo. El informe pide una acción de los Gobiernos para que produzcan y empleen la energía de manera más eficaz, incrementen los combustibles no fósiles y mantenga las reservas de petróleo y gas. Para la AIE es 'urgente' frenar el crecimiento de la demanda de energía fósil, diversificar las fuentes de aprovisionamiento y reducir las emisiones que causan el calentamiento del planeta.

Las iniciativas a nivel comunitario en el campo de la energía y el cambio climático se recogen en el paquete de medidas integradas sobre la energía y el cambio climático para reducir las emisiones en el siglo XXI propuesto por la Comisión, y presentado públicamente el 10/1/2007. Se focalizan en tres campos: La creación de un mercado interior de la energía; el paso a energías con menores emisiones específicas de CO<sub>2</sub> y la eficiencia energética. De esta forma en esta estrategia global se van a integrar Planes de Acción ya aprobados como por ejemplo el Plan de Acción de Eficiencia Energética presentado por a Comisión con el objetivo de ahorrar un 20% de energía desde el momento actual hasta el año 2020, y por otra en la presentación del Libro Verde para la estrategia europea para una energía sostenible competitiva y segura.

Por lo que respecta al ámbito nacional, los aspectos más importantes han sido los trabajos para la puesta a punto de la Estrategia de Desarrollo Sostenible y el Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia Española de Eficiencia Energética (E4). Se han designado una serie de medidas prioritarias de aplicación en el 2006 para mejorar la eficiencia, destacando las medidas relativas al sector de edificación, con la aprobación del Real Decreto del nuevo Código Técnico de la Edificación. También se ha presentado El Plan Nacional de Adaptación como un marco general de referencia para las actividades de evaluación de impactos, vulnerabilidad y adaptación al cambio climático que se desarrollarán en España durante los próximos años, ya que, por su situación geográfica y sus características socioeconómicas, nuestro país es muy vulnerable

El Consejo de Ministros ha aprobado la revisión de la planificación energética 2002-2011 que contiene las directrices de política energética del Gobierno. El Plan contempla, además, la coordinación de iniciativas de los diversos ejecutivos de las Comunidades Autónomas en asuntos de interés general y ha sido informado por la Comisión Nacional de la Energía.

Como en ediciones anteriores, en este apartado se repasarán en primer lugar los principales hechos

acaecidos en el ámbito internacional para, seguidamente, revisar las actuaciones de la Unión Europea y finalizar con las actuaciones nacionales más destacadas.

## 9.1. ÁMBITO INTERNACIONAL

### Convención Marco del Cambio Climático. El Protocolo de Kioto. La COP-12 de Nairobi

La Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas adoptó, a finales del año 1997, el Protocolo de Kioto por el cual los países industrializados y de economías en transición (países del Anexo B) se comprometieron a limitar las emisiones de los seis gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFCs, PFCs y SF<sub>6</sub>) 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 6 al 17 de noviembre del 2006 tuvo lugar en Nairobi (Kenia) la 12 Conferencia de las partes del Convenio (CoP-12) que a la vez, al entrar en vigor el protocolo de Kioto el 19/2/2005, se celebró la segunda reunión de las partes que han ratificado en Protocolo (CoP/MoP-2)

Las expectativas que había despertado la Cumbre del Clima en Nairobi (Kenia) han resultado fallidas. Todo se reduce a un «principio de acuerdo» para una revisión del Protocolo de Kioto antes de finales de 2008 y al compromiso de perfilar el régimen futuro durante el año siguiente. Los documentos aprobados incluyen una colección de buenos deseos, como la necesidad de estabilizar las emisiones de CO<sub>2</sub> para el año 2050 y la aportación de datos significativos, entre ellos que para mantener estable la concentración en la atmósfera sería preciso reducir las emisiones a la mitad respecto de los valores de 2000. De nuevo en el terreno de la declaración de intenciones se pretende que los países industrializados de la UE vayan algo más allá, reduciendo el 30 por ciento para 2020 y entre el 60 y el 80 por ciento para 2050.

En realidad, el acuerdo principal consiste en afirmar que los problemas se abordarán más adelante. Sólo así se ha conseguido la aprobación de la India y de China, dos potencias demográficas en pleno proceso de desarrollo industrial que deberán reforzar notablemente sus controles medioambientales. También ha sido necesario hacer concesiones a Rusia, cuyas infraestructuras anticuadas exigirían fuertes inversiones, que la situación económica actual no permite.

## 9.2. UNIÓN EUROPEA

Los esfuerzos de la UE se centraron en la preparación de una nueva política energética europea con un objetivo energético primordial para la UE: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% en el año 2020 respecto a las emisiones en el año 1990. Este objetivo de la UE debe verse en el contexto más amplio de la necesidad de una actuación internacional de las naciones industrializadas frente al cambio climático. Cuando existan compromisos al respecto, la UE deberá hacer aún más y fijar como objetivo una reducción de sus emisiones del 30 % de aquí a 2030 y del 60-80 % de aquí a 2050.

El punto de partida ha de ser triple: lucha contra el cambio climático, fomento del empleo y el crecimiento, y reducción de la dependencia exterior de la UE frente a las importaciones de gas y petróleo.

### Libro Verde Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura COM(2006) 105 final

La Comisión presentó el 8 de marzo un paquete de iniciativas recogidas en el mencionado Libro Verde, que identifican seis áreas prioritarias: la seguridad y competitividad del suministro, el desarrollo sostenible, la solidaridad, el cambio climático, la innovación y las relaciones con terceros países.

Entre las ideas que propone el Libro Verde destacan:

- Ámbito de la seguridad de abastecimiento, la creación de un regulador europeo de energía, el aumento de las reservas de emergencia de gas y petróleo para garantizar la capacidad de respuesta ante posibles interrupciones del suministro y el establecimiento de un mecanismo solidario para asistir a un Estado miembro en caso de necesitar de un mayor abastecimiento. –
- En el ámbito del mercado interior de la energía, la Comisión Europea propone ideas como la creación de un código europeo de la red energética, la creación de un plan prioritario de interconexiones, un regulador europeo de la energía y otras medidas para garantizar condiciones de competencia equitativas.
- Otra de las prioridades dibujadas desde Bruselas se centra en el cambio climático y en la adopción de un plan de eficiencia energética para finales de año, que definiría medidas para ahorrar un 20% de la energía que se consumirá hasta 2020.
- Otra de las iniciativas lanzadas en este ámbito se refiere a una hoja de ruta sobre fuentes energéti-

cas renovables, con objetivos definidos para 2020 que permita crear un marco estable para fomentar las inversiones.

— También se propone un debate sobre la energía nuclear como otra de las posibilidades a tener en cuenta.

### **Plan de Acción sobre Eficiencia Energética Comunicación de la Comisión com (2006) 545 final**

La Comisión Europea presentó el 19 de octubre de 2006 su Plan de acción sobre eficiencia energética, con el objetivo de ahorrar un 20% de la energía que se consumirá hasta 2020 frente a los consumos actuales. El Plan comprende un paquete de medidas prioritarias (75) que abarcan un amplio abanico de iniciativas dirigidas a aumentar de forma rentable la eficiencia energética.

El Plan de acción, que se pondrá en práctica a lo largo de los próximos seis años, viene a dar respuesta al urgente llamamiento de los Jefes de Estado y de Gobierno en el Consejo Europeo de la primavera de 2006 en favor de una estrategia realista para la mejora de la eficiencia energética.

El Plan de Acción establece 10 acciones prioritarias:

- Actualización de las clasificaciones según rendimiento y los sistemas de etiquetado para aparatos y equipos eléctricos para su adaptación a consumos mínimos. Asimismo se van a reducir al mínimo las pérdidas por stand-by.
- Mejora estándares de eficiencia en edificios, Se desarrollarán requisitos mínimos de rendimiento para los edificios nuevos y reformados. También se potenciarán los edificios de consumo energético muy bajo (viviendas pasivas).
- Mejorar la transformación de la energía (producción y distribución).
- Mejorar la eficiencia de los automóviles, no solamente en combustibles sino por otras acciones como presión de neumáticos, mejora de las ineficiencias del transporte urbano y el transporte intermodal.
- Facilitar las de inversiones en eficiencia energética de PYMES y Compañías de Servicios Energéticos.
- Promoción de mejoras de intensidad energética para los nuevos Estados miembros.
- Un uso adecuado de las tasas integrando consideraciones de eficiencia y medioambientales.

- Planes de educación y concienciación desde los directivos de empresas hasta el público en general.
- Promover la eficiencia energética en las ciudades más grandes de la UE que están en expansión, a nivel de sus alcaldes.
- Promover la eficiencia a nivel mundial a través para los sectores de uso final y el sector transformador de la energía, a través de su participación en foros internacionales.

### **Una Política energética para Europa COM (2007)1**

La Comunicación de la Comisión COM (2007) 1 final, incluye un plan de acción en diez puntos y un calendario de aplicación de las medidas necesarias para que la UE logre el nuevo objetivo estratégico. El plan de acción recoge un primer paquete de medidas concretas, algunas de ellas ya aprobadas en el año 2006 . Son las siguientes:

- un informe sobre la aplicación por los Estados miembros del mercado interior del gas y la electricidad y sobre los resultados de un estudio sobre la situación de la competencia en estos dos sectores; COM(2006)841
- un Plan sobre las interconexiones prioritarias en las redes eléctrica y del gas de los Estados miembros, para que la red europea sea una realidad; COM(2006)846
- propuestas para fomentar una producción sostenible de electricidad a partir de combustibles fósiles; COM(2006)843
- un plan y otras iniciativas para promover las energías renovables en el transporte, particularmente los biocombustibles; COM(2006)845
- un análisis de la situación de la energía nuclear en Europa; COM(2006)844
- un ficha de trabajo con miras a un futuro plan estratégico europeo en materia de tecnologías energéticas. COM(2006)847
- El ya citado plan de acción sobre Eficiencia Energética con el objetivo de ahorrar un 20% de energía en el 2020 respecto a los consumos actuales.

La comunicación de la Comisión «Limitar el cambio climático a 2º centígrados – Alternativas para la UE y el mundo para 2020 y años sucesivos COM (2007)2 » y la Revisión Estratégica se completan y se refuerzan mutuamente.

## La Estrategia Europea de Desarrollo Sostenible (EDS)

«El Consejo Europeo de 15-16 de junio de 2006 adoptó una Estrategia Renovada de Desarrollo Sostenible de la UE ambiciosa y amplia (doc.10117/06). El Consejo Europeo supervisará y seguirá de cerca periódicamente la aplicación de la misma.

En junio de 2001 el Consejo Europeo de Gotemburgo aprobó la Estrategia Europea de Desarrollo Sostenible (EDS), que se debía revisar y actualizar en el año 2005. El Consejo Europeo de junio de 2005, estableció en sus Conclusiones «Declaración sobre Principios Rectores del Desarrollo Sostenible», donde se definen como «objetivos clave» del desarrollo sostenible, los siguientes:

- protección medioambiental
- cohesión e igualdad social
- prosperidad económica
- cumplir con nuestras responsabilidades internacionales

### **Directiva 2006/11/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de febrero, relativa a la contaminación causada por determinadas sustancias peligrosas vertidas al medio acuático de la Comunidad.**

El objetivo de la Directiva 2006/11/CE es establecer una mayor racionalidad y claridad en relación con las disposiciones relativas a la contaminación causada por determinadas sustancias vertidas al medio acuático, que vienen reguladas por la Directiva 76/464/CEE del Consejo, de 4 de mayo, y posteriores modificaciones, estableciendo una acción general y simultánea por parte de los Estados miembros para la protección del medio acuático de la Comunidad frente a la contaminación.

La Directiva 2006/11/CE aplica a las aguas interiores superficiales, estancadas o corrientes situadas en territorio de uno o varios Estados miembros, a las aguas de mar territoriales y a las aguas interiores del litoral situadas antes de la línea base que sirve para medir la anchura del mar territorial.

Para garantizar una protección eficaz del medio acuático, en la Directiva 2006/11/CE figura una lista I donde se incluyen determinadas sustancias individuales escogidas principalmente por su toxicidad, persistencia y bioacumulación. Asimismo, en la Directiva 2006/11/CE figura una segunda lista II de sustancias que tengan un efecto perjudicial pero que pueda limitarse a una determinada zona y que su

vertido esté en función de las características de las aguas receptoras y de su localización.

La Directiva 2006/11/CE establece que los Estados miembros adoptarán las medidas apropiadas para eliminar la contaminación de las aguas causadas por las «sustancias de la lista I», para lo cual se debe exigir autorización previa a todo vertido que pueda contener dichas sustancias, autorización que solo se podrá conceder por un plazo limitado y que contendrá valores límite de emisión (concentración máxima admisible de una sustancia en los vertidos) de acuerdo con las Directivas aplicables, contempladas en el anexo IX de la Directiva 2000/60/CE. La autorización podrá renovarse teniendo en cuenta los posibles modificaciones de los citados valores límite de emisión, autorización que será denegada cuando el autor del vertido declare que le es imposible cumplir con los límites de emisión o la autoridad competente del Estado miembro compruebe dicha imposibilidad.

La autoridad competente de cada Estado miembro realizará un inventario de los vertidos efectuados en las aguas que puedan contener sustancias de la lista I a las que se apliquen normas de emisión.

Para reducir la contaminación acuática por las «sustancias de la lista II», la Directiva 2006/11/CE establece que los Estados miembros establecerán unos programas que incluyan normas de calidad medioambiental para las aguas que respeten las Directivas Comunitarias si las hubiere. Los programas determinarán los plazos de ejecución y los mismos, así como los resultados de su aplicación, se comunicarán a la Comisión Europea.

Todo vertido que pueda contener sustancias de la lista II requerirá, asimismo, una autorización previa por la autoridad competente del Estado miembro en la que se señale la norma de emisión que se determinarán en función de las citadas normas de calidad ambiental de las aguas.

Los Estados miembros deben remitir a la Comisión Europea información sobre la aplicación de la Directiva 2006/11/CE, en forma de informe sectorial que trate asimismo de las demás Directivas Comunitarias pertinentes.

El Parlamento Europeo y el Consejo a propuesta de la Comisión, ya sea por iniciativa propia o a instancia de un Estado miembro, revisarán y, en su caso, completarán las listas de sustancias I y II, teniendo en cuenta la experiencia adquirida, trasladando, si procede, determinadas sustancias de la lista II a la lista I.

La Directiva 2006/11/CE, que deroga la Directiva 76/464/CEE, entra en vigor a los 20 días de su publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea.

### **Directiva 2006/12/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de abril, relativa a los residuos**

El objetivo de la Directiva 2006/12/CE es establecer una codificación con racionalidad y claridad en relación con las disposiciones relativas a los residuos, que vienen reguladas por la Directiva 75/442/CEE del Consejo, de 15 de julio, y posteriores modificaciones, para hacer más eficaz la gestión de los residuos dentro de la Comunidad Europea para la protección de la salud del hombre y del medio ambiente contra los efectos perjudiciales causados por la recogida, transporte, tratamiento, almacenamiento y depósito de los residuos.

La Directiva 2006/12/CE establece la definición de residuo, entendiéndose como tal cualquier sustancia u objeto perteneciente a una de las categorías que se recogen en el anexo I de la misma y del cual su poseedor se desprenda o del que tenga la intención o la obligación de desprenderse.

Quedan excluidos del ámbito de aplicación de la Directiva 2006/12/CE los efluentes gaseosos emitidos a la atmósfera y, cuando ya estén cubiertos por otra legislación, los residuos radiactivos, los resultantes de la prospección, extracción, tratamiento y almacenamiento de recursos minerales y de la explotación de canteras, los cadáveres de animales y ciertos residuos agrícolas, las aguas residuales, con excepción de los residuos en estado líquido y los explosivos desclasificados.

Las disposiciones particulares o complementarias de esta Directiva marco, destinadas a regular la gestión de determinadas categorías de residuos, podrán establecerse mediante Directivas específicas.

Con el fin de alcanzar un alto nivel de protección del medio ambiente, la Directiva 2006/12/CE señala que los Estados miembros tomarán, en primer lugar, las medidas necesarias para fomentar la prevención o la reducción de la producción de residuos y su nocividad, en particular mediante el desarrollo de tecnologías limpias en los procesos productivos, el desarrollo técnico y la comercialización de productos diseñados de forma que contribuyan lo menos posible a incrementar la cantidad y/o nocividad de los residuos, así como mediante el desarrollo de técnicas adecuadas para la eliminación de sustancias peligrosas contenidas en los residuos destinados a valorizarse.

Asimismo, la Directiva 2006/12/CE señala que los Estados miembros, en segundo lugar, tomarán las medidas necesarias para la valorización de los residuos mediante reciclado, nuevo uso, recuperación o cualquier otra acción destinada a obtener materias primas secundarias y/o la utilización de los residuos como fuente de energía.

Por lo que respecta a la eliminación de los residuos, la Directiva 2006/12/CE señala la importancia de que el conjunto de la Comunidad sea capaz de garantizar por sí mismo la eliminación de sus residuos y deseable que cada Estado miembro, de forma individual, tienda a dicho objetivo. Para ello, los Estados miembros adoptarán las medidas apropiadas de cooperación con otros Estados miembros para crear una red integrada y adecuada de instalaciones de eliminación de residuos, teniendo en cuenta las mejores tecnologías disponibles que no impliquen costes excesivos.

Para el cumplimiento de sus objetivos correspondientes, los Estados miembros deberán establecer tan pronto como sea posible uno o varios planes de gestión de residuos, donde se referirán a los tipos, cantidades y origen de los residuos que han de valorizarse o eliminarse, las prescripciones técnicas generales así como las disposiciones específicas relativas a residuos particulares y los lugares o instalaciones apropiados para la eliminación.

La Directiva 2006/12/CE establece que los Estados miembros adoptarán las disposiciones necesarias para que todo poseedor de residuos lo remita a un recolector privado o público o a una empresa que realice las operaciones de eliminación o valorización que vienen recogidas en los anexos II A y II B, respectivamente, o bien se ocupe el mismo de la valorización o eliminación de los mismos de acuerdo con las disposiciones que se establecen en la Directiva.

Las empresas que realicen las operaciones de eliminación o valorización de los residuos, según se establece en la Directiva 2006/12/CE, deberán disponer de la correspondiente autorización expedida por la autoridad competente de cada Estado miembro. Dichas empresas deberán llevar un registro en el que se indique la cantidad, naturaleza, origen y, cuando ello sea pertinente, el destino, la frecuencia de recogida, el medio de transporte y el método de tratamiento de los residuos, enumerados por categorías de residuos, según el anexo I de la Directiva, así como de las operaciones que realicen según los anexos II A o II B de la misma.

Los Estados miembros deben remitir a la Comisión Europea información sobre la aplicación de la Directiva 2006/12/CE, en forma de informe sectorial que trate asimismo de las demás Directivas Comunitarias pertinentes.

La Comisión Europea asistida por un Comité elaborará una lista de residuos pertenecientes a las categorías enumeradas en el anexo I de la Directiva 2006/12/CE. Dicha lista se revisará periódicamente y, en caso necesario, se modificará según el procedimiento establecido en el artículo 18 de la misma.



La Directiva 2006/11/CE, que deroga la Directiva 75/442/CEE, entra en vigor a los 20 días de su publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea.

### Planes de Acción sobre la biomasa y los biocarburantes

El 7/12/2005 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 el 8/2/2006)

#### *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.

#### *Plan de Acción sobre biocarburantes*

La nueva estrategia adoptada por la Comisión en la Comunicación com (2006) 34 final y presentada el 8/2/2006, se centra en siete ejes políticos para impulsar todo lo relacionado con la producción y utilización de los biocarburantes.

1. Estimular la demanda de biocarburantes.
2. Actuar en provecho del medio ambiente.
3. Desarrollar la producción y distribución de biocarburantes.
4. Ampliar el suministro de materias primas.
5. Potenciar las oportunidades comerciales.
6. Apoyar a los países en desarrollo.
7. Investigación y desarrollo.

La Comisión mediante el informe COM(2006) 845 final estudia el progreso de la aplicación de los biocarburantes en los Estados de la UE.

En la Directiva sobre los biocarburantes adoptada en 2003, Europa se fijó los objetivos de sustituir el 2 % de la gasolina y el gasóleo para el transporte por biocarburantes para 2005, y el 5,75 % para 2010. El objetivo de 2005 no se ha alcanzado. Pueden verse progresos sustanciales para 2010, aunque no

bastarán para cumplir el objetivo de ese año. Por ello, la Comisión propone que se consolide el marco legislativo, con un 10% como mínimo de cuota de mercado para los biocarburantes en 2020.

### 9.3. ÁMBITO NACIONAL

#### **Plan Nacional de Reducción de emisiones para las grandes Instalaciones de Combustión (PNRE-GIC) Real Decreto 430/2004**

El Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, trasladó a la legislación española la Directiva 2001/80/CE (Directiva GIC), sobre limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> 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.

Para 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 SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> 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.

España, mediante el R.D. 430/2004, optó por un Plan Nacional de Reducción de Emisiones (PNRE-GIC), que fue adoptado por el Consejo de Ministros, en su reunión del día 25 de noviembre de 2005 y enviado, posteriormente, a la Comisión Europea para su evaluación, según está previsto en la Directiva GIC.

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, calculados 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 nacio-

nales de las «burbujas» de emisión de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> 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 más 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.

Con posterioridad al envío del PNRE-GIC a la Comisión Europea, ésta ha admitido la posibilidad para las instalaciones existentes de acogerse individualmente a Valores Límite de Emisión, no entrando, por tanto, en las burbujas de emisiones establecidas en el PNRE-GIC, las instalaciones que opten por dicha posibilidad a la que, actualmente, se ha acogido todas las GIC existentes de los sectores industriales distintos del refino de petróleo y de las centrales térmicas de generación eléctrica.

La Comisión Europea ha evaluado el PNRE-GIC, habiendo notificado en mayo de 2006 sus observaciones, que se referían, fundamentalmente, al procedimiento de cálculo de los caudales de emisión, al período de cálculo a considerar, así como a aclaraciones en relación con ciertos valores límite de emisión.

Con fecha de 31 de octubre de 2006 se enviaron a la Comisión Europea las contestaciones y aclaraciones a sus observaciones remitidas mediante la notificación de mayo de 2006, no habiendo presentado objeciones a las mismas de acuerdo con su notificación de 25 de abril de 2007.

Actualmente, tras el trámite comunitario, se van a incorporar al PNRE-GIC las modificaciones para su posterior adopción, de nuevo, por el Consejo de Ministros y posterior publicación, estando preparado para su aplicación a partir del 1 de enero de 2008.

Mediante el PNRE-GIC, a partir del año 2008, se va a conseguir una notable reducción de emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, y partículas de las GIC existentes, cuyo resumen se indica 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 <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Partículas
Emisiones anuales en 2001 (tpa)	885.183	218.673	29.565
Objetivo GIC(tpa)	168.209	186.048	13.290
% Reducción emisiones con respecto al año 2001	81%	15%	55%

Fuente: SGE.

Asimismo, se están elaborando las disposiciones relativas a los procedimientos de medida y control de las emisiones de las grandes instalaciones de combustión y de remisión de la información de las emisiones de las mismas, así como para el seguimiento y control de las emisiones e instalaciones incluidas en el PNRE-GIC.

*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.*

Mediante el Real Decreto 61/2006, que deroga el Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre, sobre el mismo contenido, se procede a la actualización de las especificaciones de las gasolinas, gasóleos de automoción (clase A), gasóleos para uso agrícola y marítimo (clase B), fuelóleos, propano, butano y gases licuados del petróleo (GLP) de automoción, regulando, asimismo, el uso de biocarburantes, así 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 especifica-

ciones 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 SO<sub>2</sub> 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 SO<sub>2</sub> están reguladas específicamente, en otras plantas de combustión cuando sus emisiones de SO<sub>2</sub> sean inferiores a 1.700 mg/Nm<sup>3</sup>, o en refinerías de petróleo, cuando la media mensual de las emisiones de SO<sub>2</sub> entre todas las instalaciones de las refinerías, excluidas las grandes instalaciones de combustión, sean iguales o inferiores a 1.700 mg/Nm<sup>3</sup>.

- 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 descontaminación 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.

*Real Decreto 1027/2006, de 15 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.*

Mediante el Real Decreto 1027/2006 se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, para recoger las nuevas especificaciones de los combustibles para uso marítimo en lo relativo al contenido en azufre de los mismos, trasladando a la legislación española la

Directiva 2005/33/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de julio, por la que se modifica la Directiva 1999/32/CE, dando una nueva estructura, asimismo, al citado Real Decreto 61/2006.

Se incluyen las nuevas definiciones de combustibles de uso marítimo en función de sus calidades, de acuerdo con la norma ISO 8217, distinguiendo entre combustible para uso marítimo, combustible diesel para uso marítimo y gasóleo para uso marítimo.

Para el caso de los combustibles para uso marítimo utilizados en zonas de Control de Emisiones de SO<sub>x</sub> o utilizados por buques de pasajeros en servicios regulares efectuados desde o hacia puertos comunitarios, no se podrán utilizar dichos combustibles con un contenido en azufre superior al 1,5 por cien en masa. Esta disposición se aplicará a cualquier buque de cualquier pabellón, incluidos aquellos cuya travesía hubiera comenzado fuera de la Comunidad Europea.

Las fechas de aplicación de los requisitos anteriores son las 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<sub>x</sub>, 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 podrán utilizar en las aguas territoriales españolas, zonas económicas exclusivas y zonas de control de la contaminación, combustibles marítimos con un contenido en azufre superior al 1,5%, en masa.

La Administración competente definirá y desarrollará los procedimientos necesarios para el cumplimiento de lo establecido anteriormente, al menos por lo que respecta a los buques que enarbolen pabellón español y a los buques de cualquier pabellón mientras permanezcan en puertos españoles.

Asimismo, a partir del 11 de agosto de 2006 no se puede comercializar en territorio español 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 utilizados por los buques de navegación interior y los buques atracados en puertos comunitarios,

con algunas excepciones, 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, no se puede comercializar en territorio español gasóleo para uso marítimo con un contenido en azufre superior al 0,1%, en masa.

El Real Decreto 1027/2006 recoge la excepción de la Directiva 2005/33/CE en relación con las regiones ultraperiféricas (Islas Canarias), de poder utilizar y comercializar en dichas regiones 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.

Asimismo, para las Islas Canarias el Real Decreto 1027/2006, en su disposición transitoria única, establece que hasta el 1 de enero de 2010, el contenido máximo de azufre no será aplicable al gasóleo para uso marítimo que se utilice en dichas islas, pudiéndose utilizar en dicho territorio gasóleo para uso marítimo con un contenido en azufre superior a los límites establecidos, siempre y cuando no supere el 0,3 por ciento en masa.

### Cambio climático

El desarrollo durante el año 2006 ha continuado con las actividades legislativas relativas a la directiva de comercio emisiones que 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. Por otra parte se aprueba mediante el Real Decreto 1370/2006 el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero 2008-2012.

*Real Decreto 777/2006 de 23 de junio de 2006 (BOE 24-6-2006)*

El Real Decreto aprobado establece la cantidad adicional de derechos de emisión necesaria para asignar derechos a todas las instalaciones que deben incluirse en el PNA, una vez incorporadas las instalaciones de combustión de más de 20 MW. También unifica la reserva para nuevos entrantes y se incrementan los topes sectoriales para aquellos sectores en los que se encuentran incluidas las instalaciones respecto de las cuales el Consejo de Ministros ha estimado recursos de reposición.

Este Real Decreto modifica el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación 2005-2007, y tiene por objeto establecer la cantidad adicional de

derechos de emisión precisa para asignar derechos a todas las instalaciones que deben incluirse en el PNA.

La reforma abordada se centra en la modificación del cuadro que recoge el escenario de asignación para los sectores industriales. Para ello, se ajustan las cuantías de derechos y categorías de actividades a la ampliación efectuada en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005.

Asimismo, se unifica la reserva para nuevos entrantes. Hasta el momento, existían tres reservas diferenciadas: una para el sector generación eléctrica de servicio público, otra para el conjunto de los sectores industriales y una tercera para las cogeneraciones no anexo I. Esta subdivisión generaba dificultades, dados los problemas para acomodar las necesidades de crecimiento de cada sector con los límites máximos de cada reserva, por lo que se ha decidido proceder a la unificación de la reserva.

También se incrementan los topes sectoriales de la asignación, con cargo a la reserva, para aquellos sectores en los que se encuentran incluidas las instalaciones respecto de las cuales el Consejo de Ministros ha estimado recursos de reposición. A fin de ejecutar las resoluciones estimatorias de los recursos de reposición planteados, en los sectores a los que pertenezcan las instalaciones afectadas, la asignación en promedio anual sin reserva se aumenta en la diferencia entre la cantidad asignada inicialmente y la establecida por la resolución del recurso de reposición, reduciéndose en la misma cuantía la reserva para nuevos entrantes.

#### *Balance de los dos primeros años de comercio de emisiones*

Los dos primeros años de aplicación del comercio de derechos de emisión del PNA 2005-2007 se cerraron en mayo del 2007, con la publicación de los datos relativos a las emisiones y entrega de derechos por parte de las instalaciones afectadas.

La principal conclusión que se puede extraer de estos primeros años de aplicación es que el funcionamiento ha sido razonablemente satisfactorio, dada la novedad y complejidad del instrumento. El porcentaje de casos de incumplimiento ha sido bajo, al igual que el número de incidencias y, por el contrario, la normalidad ha imperado en los procesos de apertura de cuentas y en el cierre de operaciones de intercambio.

Como resumen del balance emisiones frente a asignaciones en 2005 hay que señalar que, globalmente, se ha producido un déficit de derechos de 10,3 Mt

de CO<sub>2</sub> que representan un 5,6%. Tal y como se muestra en la tabla, este déficit se concentra en el sector eléctrico, donde alcanzó un 17,1%. En cuanto a los sectores industriales, todos resultaron excedentarios, excepto el refino. Por último, entre las instalaciones de cogeneración asociadas a actividades industriales no enumeradas en el Anexo I de la Ley 1/2005 el resultado global fue de un superávit del 12,9%..

Para el 2006 sigue habiendo un déficit de derechos 4 Mt de CO<sub>2</sub> que representan un 2% . Tal y como se muestra en la tabla, este déficit se sigue concentrando en el sector eléctrico, donde alcanzó un 7%. En cuanto a los sectores industriales, todos resultaron excedentarios, excepto el refino, también en el 2006.

#### *Plan Nacional de asignación 2008-2012*

Aprobado por Real Decreto 1370/2006 de 24 de noviembre por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de Emisión de Gases de efecto Invernadero 2008-2012.

De acuerdo con el artículo 9 de la Directiva 2003/87/CE, y el artículo 14 de la Ley 1/2005 cada Estado miembro elaborará un Plan Nacional de Asignación (PNA) que determinará la cantidad total de derechos de emisión que prevé asignar durante cada período y el procedimiento de asignación.

La elaboración del PNA 2008-2012 ha estado a cargo del Grupo Interministerial de Cambio Climático(GICC), que dirigió asimismo la elaboración del primer Plan Nacional de Asignación. El nuevo PINA fija la nueva senda de cumplimiento para el primer periodo de compromiso (2008-2012) en el que las emisiones totales de GEI no deberían sobrepasar, en promedio, más allá de un 37% las emisiones del año base. Esta cifra se alcanza sumando el objetivo de limitación del Protocolo de Kioto para España (+15%) a la estimación de absorción por sumideros (un máximo del 2%) y los créditos que se obtendrán a través de los mecanismos de flexibilidad de Kioto (20%). El PNA 2008-2012 mantiene un reparto del esfuerzo entre los sectores incluidos (45%) y los no incluidos (55%). Debe subrayarse que el PNA 2008-2012 supone una reducción de la asignación anual media del 16% respecto al PNA 2005-2007, y una reducción del 20% respecto a las emisiones verificadas en 2005.

Como aspectos principales del Plan destacan:

- *Objetivo en el escenario básico de cumplimiento*.:Se plantea como objetivo básico que las emisiones totales de GEI durante el período 2008-2012 no aumenten en más del +37% las del año base. Se mantiene el peso actual de las emisio-

CUADRO 9.2.

AÑO 2005 (Millones ton CO <sub>2</sub> )			
SECTOR	ASIGNACIÓN	EMISIÓN	BALANCE
Generación: carbón	59,982	73,436	-13,454
Generación: ciclo combinado	16,615	13,285	3,329
Generación: extrapeninsular	10,963	11,441	-0,478
Generación: fuel	1,490	5,876	-4,386
Industria: azulejos y baldosas	0,908	0,801	0,107
Industria: cal	2,456	2,063	0,393
Industria: cemento	27,836	27,385	0,451
Industria: fritas	0,685	0,579	0,106
Industria: pasta y papel	5,313	4,752	0,561
Industria: refino de petróleo	15,250	15,464	-0,214
Industria: siderurgia	8,695	8,252	0,444
Industria: tejas y ladrillos	4,799	4,097	0,702
Industria: vidrio	2,253	1,993	0,259
Otra combustión	15,997	14,166	1,830
<b>Total general</b>	<b>173,241</b>	<b>183,590</b>	<b>-10,350</b>

AÑO 2006 (Millones ton CO <sub>2</sub> )			
SECTOR	ASIGNACIÓN	EMISIÓN	BALANCE
Generación: carbón	54,2017	63,2102	-9,0085
Generación: ciclo combinado	18,7741	18,9104	-0,1363
Generación: extrapeninsular	10,6311	11,4355	-0,8044
Generación: fuel	0,5849	3,0617	-2,4768
Industria: azulejos y baldosas	1,5947	1,3815	0,2132
Industria: cal	2,4563	2,2051	0,2512
Industria: cemento	28,396	27,366	1,030
Industria: fritas	0,6935	0,5515	0,142
Industria: pasta y papel	5,6249	4,6134	1,0115
Industria: refino de petróleo	15,2511	15,4948	-0,2437
Industria: siderurgia	8,7135	8,2541	0,4594
Industria: tejas y ladrillos	4,9159	4,1461	0,7698
Industria: vidrio	2,2524	1,9969	0,2555
Otra combustión	21,5782	17,0543	4,5239
<b>Total general</b>	<b>175,6683</b>	<b>179,6815</b>	<b>-4,0132</b>

nes de CO<sub>2</sub> de los sectores incluidos en la Directiva (45%) respecto a las emisiones totales nacionales.

- *Cantidad total de derechos para el período 2008–2012.* Se propone el reparto de 144,848 Mt CO<sub>2</sub>/año y una reserva adicional del 5,40 % para nuevos entrantes. Se asignan al sector eléctrico 54,05 Mt CO<sub>2</sub>/año en 2008-2012.
- *Definición de instalación de combustión.* Se sigue una interpretación de instalación de combustión coherente con las orientaciones

de la Comisión publicadas en diciembre de 2005 y el acuerdo alcanzado en la reunión del Comité de Cambio Climático de 31 de mayo 2006 respecto de la definición de instalación de combustión que se recoge como anexo C del Plan.

- *Mecanismos de flexibilidad basados en proyectos.* 289,39 Mt para el período 2008-2012, esto es el 20% de las emisiones del año base multiplicado por los 5 años del quinquenio. De este total, 159,15 Mt se corresponde con el exceso de emisiones de los sectores difusos.

- *Límite a la utilización de los mecanismos de flexibilidad* dependiendo del sector de actividad al que pertenece la instalación: será del 70% para el sector de producción de energía eléctrica de servicio público y del 20% para el resto de sectores.
- *Absorción por los sumideros de carbono* Se estima un mínimo de 28,94 Mt para el período 2008-2012, esto es, el 2% de las emisiones del año base.

El Plan fue remitido a la Comisión para su aceptación el 30/11/2006 y la Decisión de la Comisión Europea de 26 de febrero de 2007, establece su aprobación, condicionándola a la introducción de determinadas modificaciones y a la remisión de información complementaria:

- Un recorte del 0.28% de la cantidad total de derechos que asigna el Gobierno,
- Remisión de información sobre el modo en que los nuevos entrantes pueden acceder al mercado una vez agotada la reserva.
- Remisión del listado completo de instalaciones junto con su asignación individualizada de derechos.
- Reducción del porcentaje de créditos procedentes de mecanismos del Protocolo de Kioto de los que pueden hacer uso las empresas en función de su asignación individualizada.

*Modificación del Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2008-2012*

- Como resultado de la Decisión de la Comisión resulta la siguiente modificación:
- Se propone una asignación total de 152,250 Mt CO<sub>2</sub>/año, (144,425 Mt CO<sub>2</sub>/año y una reserva adicional del 5,42 % para nuevos entrantes) con una reducción del 19,8 por ciento respecto a las emisiones de 2005 (189,85 Mt).
- Se asignan al sector eléctrico 53,630 Mt CO<sub>2</sub>/año en 2008-2012.
- Se establece una reserva gratuita del 5,42% sobre el total de derechos asignados a instalaciones incluidas en el Plan, lo que supone 7,825 Mt/año.
- El límite a la utilización de RCE y URE será del 42,0% para el sector de producción de energía eléctrica de servicio público y del 7,9% para el resto de sectores.

### *Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia*

Se ha venido trabajando en la elaboración de un documento que recoge diferentes medidas que contribuyen al desarrollo sostenible en el ámbito de cambio climático y energía limpia en nuestro país. Este documento se integrará en el futuro en la Estrategia Española de Desarrollo Sostenible.

En la Estrategia se presentan, por un lado, una serie de políticas y medidas para mitigar el cambio climático, paliar los efectos adversos del mismo y hacer posible el cumplimiento de los compromisos asumidos por España en el marco del Protocolo de Kioto y de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, facilitando iniciativas públicas y privadas encaminadas a incrementar los esfuerzos de lucha contra el cambio climático en todas sus vertientes y desde todos los sectores. Por otro lado, se plantean medidas para la consecución de consumos energéticos compatibles con el desarrollo sostenible. Dichas medidas configurarán una base para la planificación en materia energética de las Administraciones Públicas y demás entes públicos y privados. En consecuencia podemos afirmar que, de esta manera, la Estrategia persigue el cumplimiento de los compromisos de España en materia de cambio climático y el impulso de las energías limpias, al mismo tiempo que se consigue la mejora del bienestar social, el crecimiento económico y la protección del medio ambiente.

La Estrategia recoge actuaciones en las áreas de Cooperación Institucional, de Mecanismos de Flexibilidad, de Cooperación y países en desarrollo, de Comercio de Derechos de Emisión, de Sumideros, de Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>, de Sectores Difusos, de Adaptación al cambio climático, de Difusión y Sensibilización, de Investigación, Desarrollo e Innovación Tecnológica y diferentes actuaciones en Medidas Horizontales.

### *Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC)*

Dada la vulnerabilidad de España ante el cambio climático por su situación geográfica y sus características socioeconómicas se ha elaborado el Plan Nacional de Adaptación, aprobado el 19 de julio de 2006.

El PNACC, es un marco general de referencia para las actividades de evaluación de impactos, vulnerabilidad y adaptación al cambio climático que se desarrollarán en España durante los próximos años. Con este nuevo Plan se pretende mejorar las capacidades para hacer frente a los impactos que los nuevos escenarios climáticos provocarán en distin-



CUADRO 9.3 (1)

Sector	Emisiones						Asignación		
	1990	2000	2001	2002	2005	Promedio 2000-2005	Asignación efectiva en 2005 <sup>1</sup>	Asignación Promedio anual 2005-2007	Asignación Promedio anual 2008-2012
	Mill. Tm CO <sub>2</sub>	Mill. Tm CO <sub>2</sub>	Mill. Tm CO <sub>2</sub>	Mill. Tm CO <sub>2</sub>	Mill. Tm CO <sub>2</sub>	Mill. Tm CO <sub>2</sub>	Mill. Tm CO <sub>2</sub>	Mill. Tm CO <sub>2</sub>	Mill. Tm CO <sub>2</sub>
1. Instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW, incluyendo:									
a) Instalaciones de producción de energía eléctrica de servicio público. <sup>2</sup>	61,61	86,77	81,26	95,95	101,24	91,30	86,250	85,400	53,630
Total instalaciones de los epígrafes 1 b) y 1 c) de la Ley 1/2005	12,50	14,23	14,45	16,63	20,43	16,43	15,997	23,136	17,158
b) Instalaciones de cogeneración con independencia del sector en el que den servicio (exceptuando los sectores enumerados en los epígrafes 2 a 9 del anexo I de la Ley 1/2005).		9,24	9,25	10,93	10,69	10,03		13,001	11,800
c) Otras instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW no incluidas en los apartados 2 a 9. <sup>3</sup>		4,99	5,20	5,70	9,74	6,41		10,135	5,358
2. Refinerías de hidrocarburos. <sup>4</sup>	12,64	15,25	14,99	14,86	15,46	15,14	15,250	15,250	16,133
3. Coquerías.	13,83	10,79	10,74	10,85	11,05	10,86	11,495	11,230	12,194
4. Instalaciones de calcinación o sinterización de minerales metálicos incluido el mineral sulfurado.									
5. Instalaciones para la producción de arrabio o de acero (fusión primaria o secundaria), incluidas las correspondientes instalaciones de colada continua de una capacidad de más de 2,5 toneladas por hora. <sup>5</sup>									
6. Instalaciones de fabricación de cemento sin pulverizar («clinker») en hornos rotatorios con una producción superior a 500 toneladas diarias, o de cal en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día, o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día.	22,72	27,08	27,76	28,78	29,45	28,27	30,292	29,991	31,291
Cemento	21,14	24,99	25,68	26,58	27,38	26,16	27,836	27,535	29,015
Cal	1,58	2,09	2,08	2,20	2,06	2,11	2,456	2,456	2,276

<sup>1</sup> Asignación efectuada en 2005. Incluye nuevos entrantes, descuentos por retraso y ejecución de recursos de reposición.

<sup>2</sup> Los datos de emisiones históricas no incluyen las correspondientes a la quema de gases siderúrgicos. Por comparabilidad, en 2005 se han restado 2,8 Mt para descontar este concepto. La misma cantidad se suma a las emisiones de la siderurgia. El sector siderúrgico incluye la asignación correspondiente a la quema de estos gases. Por tanto, la asignación efectiva al sector de generación eléctrica debería incrementarse en unos 2,8 Mt. Se incluyen aquí las instalaciones mixtas; en el Plan 2005-2007 estaban incluidas en el epígrafe 1 c) de la Ley.

<sup>3</sup> Debe advertirse que las instalaciones mixtas (centrales térmicas de ciclo combinado que dan también servicio como cogeneración) y los atomizadores que dan servicio en el sector de azulejos y baldosas se incluyeron en este epígrafe en el Plan 2005-2007, mientras que en este Plan se han englobado en otros epígrafes. De ahí la aparente incoherencia entre asignación en el Plan 2008-2012, y asignación en el Plan anterior y emisiones en 2005. En este epígrafe se incluyen instalaciones adicionales como consecuencia de la aplicación del acuerdo del Comité de Cambio Climático. Las instalaciones que se incorporaron con la ampliación de la interpretación de la interpretación de derechos de emisión en 2005. Las emisiones de 2005 correspondientes a estas instalaciones se han estimado y sumado.

<sup>4</sup> Se incluyen las plantas de hidrógeno cuando su titular es el de la refinería.

<sup>5</sup> Emisiones y asignaciones sumando los gases siderúrgicos y coquerías.

CUADRO 9.3 (2)

Sector	Emisiones							Asignación			
	1990	2000	2001	2002	2005	Promedio 2000-2005		Asignación efectiva en 2005 <sup>1</sup>	Asignación Promedio anual 2005-2007	Asignación Promedio anual 2008-2012	
	Mil. Tm CO <sub>2</sub>	Mil. Tm CO <sub>2</sub>	Mil. Tm CO <sub>2</sub>	Mil. Tm CO <sub>2</sub>	Mil. Tm CO <sub>2</sub>	Mil. Tm CO <sub>2</sub>	PM/90	Mil. Tm CO <sub>2</sub>	Mil. Tm CO <sub>2</sub>	Mil. Tm CO <sub>2</sub>	
7. Instalaciones de fabricación de vidrio incluida la fibra de vidrio, con una capacidad de fusión superior a 20 toneladas por día.	1,77	2,49	2,63	2,76	2,57	2,61	47,6%	2,938	2,928	2,833	
Vidrio	1,55	1,96	2,07	2,16	1,99	2,05	32,0%	2,253	2,244	2,209	
Fritas	0,22	0,53	0,56	0,60	0,58	0,57	157,9%	0,685	0,684	0,624	
8. Instalaciones para la fabricación de productos cerámicos mediante hornado, en particular de tejas, ladrillos, ladrillos refractarios, azulejos, gres cerámico o porcelanas, con una capacidad de producción superior a 75 toneladas por día, y, una capacidad de hornado de más de 4 m <sup>3</sup> y de más de 300 kg/m <sup>3</sup> de densidad de carga por horno.	4,30	6,10	6,43	6,61	4,90	6,01	39,8%	5,707	5,648	5,716	
Ladrillos y Tejas	3,89	5,02	5,34	5,51	4,10	4,99	28,3%	4,799	4,773	4,297	
Azulejos y baldosas <sup>6</sup>	0,41	1,08	1,09	1,10	0,80	1,02	148,2%	0,908	0,875	1,419	
9. Instalaciones industriales destinadas a la fabricación de:	2,29	3,64	4,33	4,52	4,75	4,31	88,2%	5,313	5,298	5,470	
a) Pasta de papel a partir de madera o de otras materias fibrosas.											
b) Papel y cartón con una capacidad de producción de más de 20 toneladas diarias.											
<b>Total Sectores Comercio</b>	<b>131,66</b>	<b>166,35</b>	<b>162,59</b>	<b>180,96</b>	<b>189,85</b>	<b>174,94</b>	<b>32,9%</b>	<b>173,241</b>	<b>178,881</b>	<b>144,425</b>	
RESERVA									3,294	7,825	
% Reserva sobre asignación									1,84%	5,42%	
Asignación incluyendo reserva									182,175	152,250	
Total emisiones España (Mt CO <sub>2</sub> -eq. <sup>7</sup> )	287,15	384,25	384,55	402,06							
% Comercio sobre total nacional	45,9%	43,3%	42,3%	45,0%							

<sup>6</sup> En el Plan 2008-2012 el sector de azulejos y baldosas incluye los atomizadores, dispositivos que en el Plan 2005-2007 se clasificaron como instalaciones del epígrafe 1.c de la Ley. Habría que sumar unos 0,5 Mt de CO<sub>2</sub> a las emisiones y asignaciones 2005-2007 con el objeto de comparar con la asignación en el Plan 2008-2012.

<sup>7</sup> Todos los gases de efecto invernadero y todos los sectores.

tos ámbitos, como la forma de vida, la productividad de la economía o el mantenimiento de los ecosistemas, para ello, el Plan se concibe como un proceso continuo y acumulativo de generación de conocimientos científicos, y de creación y fortalecimiento de proyectos e iniciativas para aplicarlos, con la participación de todos los agentes implicados en los distintos sectores o sistemas.

En el Plan Nacional de Adaptación se han incluido, los sectores y sistemas relevantes para la adaptación al cambio climático: biodiversidad, recursos hídricos, bosques, sector agrícola, zonas costeras, pesca y ecosistemas marinos, transporte, salud humana, energía, turismo, finanzas-seguros, urbanismo construcción, etc. (no obstante según las necesidades o evolución, podrían incluirse otros).

El desarrollo del Plan se llevará a cabo mediante Programas de Trabajo elaborados por la Oficina Española de Cambio Climático, que contendrán las actividades y proyectos a desarrollar, así como un calendario de las mismas. Estos programas se revisarían anualmente y de los mismos se informará a los órganos principales de coordinación. Para el primer Programa de Trabajo se han seleccionado las siguientes actividades:

- Generación de escenarios climáticos regionales
- Evaluación del impacto del cambio climático en los recursos hídricos
- Evaluación del impacto del cambio climático en la biodiversidad
- Evaluación del impacto del cambio climático en las zonas costeras

*Proyectos dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC)*

De acuerdo con los Objetivos del Protocolo de Kioto, para cumplir con sus compromisos durante el quinquenio 2008-2012 España deberá adquirir el 20% de sus emisiones base, 289,39 millones de

toneladas, por medio de los Mecanismos de Flexibilidad, de esta cantidad, 159,15 Mt serán adquiridas por el Gobierno.

El Gobierno ha optado por desarrollar una ambiciosa cartera de inversión a través de fondos multilaterales a través del Banco Mundial. Entre las iniciativas destacan:

- La creación, junto con el sector privado español, del Fondo Español de Carbono (la primera asamblea general se celebró el 21/7/2006) ,
- La participación en los Fondos de Bio Carbono, de Fondo de Desarrollo Comunitario y de Fondo de Asistencia Técnica.
- La firma de acuerdos con la Corporación Andina de Fomento, el Banco Europeo de Inversiones, el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo y el Banco Asiático de Desarrollo.

De esta manera el Gobierno español, a lo largo de los dos últimos años, ha habilitado partidas presupuestarias para la adquisición de casi los 60 millones de toneladas que se fijó como objetivo en el primer PNA, con un monto total de 305 M .

También, la Firma de Memorandos de Entendimiento (MOU), con los países receptores de proyectos para formalizar la cooperación en materia de MDL y Aplicación Conjunta (AC) es, también, una herramienta del Gobierno español para la promoción de los Mecanismos basados en proyectos. En esta línea de trabajo y, hasta la fecha, el Gobierno ha firmado 19 Memorandos de Entendimiento.

Por último también se debe reseñar la creación de la Red Iberoamericana de Oficinas de Cambio Climático (RIOCC) en 2004 y dentro de las actividades de la Red, se ha establecido el Programa Iberoamericano de Impactos, Vulnerabilidad y Adaptación al Cambio Climático, cuyo objetivo es fortalecer el desarrollo y la aplicación de estrategias de adaptación en la región latinoamericana y facilitar la evaluación de impactos, vulnerabilidad y opciones de adaptación al cambio climático.

# 10. INVESTIGACION Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGETICO

## 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.

Más en concreto, respecto a la competitividad empresarial, determina como objetivos estratégicos: 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 su antecedente en las otorgadas por el desaparecido Ministerio de Ciencia y Tecnología y tiene como marco legal el Encuadramiento Comunitario sobre ayudas de Estado de Investigación y Desarrollo.

En este contexto, se ha establecido un nuevo esquema organizativo de acuerdo a la reestructuración ministerial tras la creación del Ministerio de Educación y Ciencia y el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

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 simula-

ción, 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 CO<sub>2</sub>.

#### — 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, siste-

mas 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 telefacturación 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.
- Acoplamiento 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 seguimiento 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 energía 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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>) 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.

### **SUBPROGRAMA DE FUSIÓN TERMONUCLEAR**

La I+D+I en este campo se realiza fundamentalmente alrededor de «grandes instalaciones», que debido a su complejidad y alto coste sólo están disponibles en unos pocos países. En España está disponible en el CIEMAT la instalación de fusión por confinamiento magnético del tipo Stellarator TJ-II, catalogada como «Gran Instalación Científica», que pretende ser el catalizador que impulse y aglutine en nuestro país la I+D+I en esta área de trabajo. Esta instalación TJ-II se encuentra totalmente integrada, a través de la Asociación EURATOM-CIEMAT, dentro del Programa Europeo de Fusión que explota científicamente el Tokamak más importante del mundo, JET, y construye un Stellarator Superconductor, Wendelstein 7-X.

Asimismo, el Programa Europeo de Fusión colabora en el desarrollo de la instalación internacional llamada ITER que tiene como objetivo demostrar la viabilidad científica y tecnológica de la fusión integrando en un único dispositivo todas las tecnologías necesarias para la materialización de una planta productora de energía basada en estos pro-

cesos. La construcción del ITER va a exigir, durante los próximos años, un gran esfuerzo para crear un tejido científico y técnico adecuado para tener un papel protagonista coherente con el suministro de productos de alto valor tecnológico. La explotación del proyecto requeriría un mayor protagonismo de los grupos nacionales, con independencia del esfuerzo económico complementario que sería necesario en el caso de su construcción en nuestro país.

#### — *Líneas de actuación:*

- Actividades orientadas a la explotación científica y tecnológica de la Instalación Española TJ-II y la física de plasmas en general.
- Desarrollo de tecnologías para la medida de las magnitudes características de plasmas de fusión nuclear.
- Desarrollo de métodos y tecnologías asociadas al calentamiento de plasmas como la inyección de haces energéticos de partículas (NBI), introducción de radiofrecuencia (ECH, ICRH, IBW...) en el caso magnético o intensos haces energéticos como láseres, haces de iones y descargas de estricción electrostática en el caso inercial (incluyendo plasmas de muy alta densidad).
- Desarrollo de nuevos materiales susceptibles de ser utilizados en instalaciones de fusión.
- Facilitar y fomentar la participación en los grandes proyectos europeos de fusión y muy particularmente en ITER.
- Desarrollo conceptual de plantas productoras de electricidad utilizando procesos de fusión.

## **10.2. RESULTADOS DEL PROGRAMA NACIONAL DE ENERGÍA EN 2006**

Durante el año 2006 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 2006, pueden concretarse en los siguientes aspectos:

- El presupuesto del Programa se ha distribuido en un 54% para el área de energías renovables, un 43% para eficiencia energética y un 3% para combustibles fósiles (gráfico 10.1)

- Por tecnologías, el presupuesto total de 21,14 millones de euros se ha distribuido según el gráfico 10.2, destacando 8,9 millones para tecnologías de mejora del uso final de la energía..
- Por tipología de proyecto presentado, de 179 proyectos en total, ha sido predominante el proyecto individual con colaboración externa, con 98 proyectos; desarrollados en cooperación y con colaboración externa, han sido 62; desarrollados en cooperación sin colaboración externa, han sido 12 y finalmente 7 individuales sin colaboración externa (gráfico 10.3)

### 10.3. PROGRAMA CENIT

Además del Programa PROFIT, en junio del año 2005 el Gobierno aprobó la iniciativa INGENIO 2010 como una estrategia para acelerar nuestra convergencia tecnológica con Europa. Uno de los instrumentos previstos para alcanzar dicho objetivo es el Programa CENIT (Consortios Estratégicos Nacionales de Investigación Técnica) que tiene como objetivo aumentar la cooperación pública y privada en I+D+i

Los proyectos CENIT constituyen acciones integradas de investigación industrial de carácter estratégico, de gran dimensión y largo alcance científico-técnico, orientadas a una investigación planificada en áreas tecnológicas de futuro y con potencial proyección internacional.

En la primera convocatoria del CENIT se aprobaron 4 proyectos relacionados con energía en los que participan 175 empresas (la mitad pymes) y más de 200 grupos de investigación, con unos 800 investigadores implicados.

1. El CENIT CO<sub>2</sub> es la primera gran iniciativa para dotar al Estado español con capacidad tecnológica para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la combustión y por extensión, proveniente de industrias y de procesos contaminantes. Propone:

- A nivel de reducir el impacto de las emisiones de CO<sub>2</sub> sobre el cambio climático, la introducción de la biomasa en las centrales térmicas
- Captura en precombustión. España, a través del INCAR, cuenta con las patentes del proceso de captura basado en la carbonatación-calcinación que parece muy prometedor.
- Captura en post-combustión. Hasta la fecha no hay noticias de esta actividad en España
- Valorización y almacenamiento.

2. El CENIT Windlider 2015 tiene como principal objetivo el desarrollo de un modelo para la simulación integral de un gran aerogenerador a partir de los datos obtenidos con las turbinas actuales de hasta 5 MW simulando el funcionamiento de aerogeneradores de más de 10 MW facilitando así su diseño y desarrollo. Este proyecto surge por la falta de ayudas que el proyecto UPWIND del 6PM asignó a la industria española.

3. El CENIT PiLBE prevé el estudio de diferentes plantas oleaginosas y procesos de transformación para la producción de biodiesel facilitando así la sustitución de los combustibles fósiles del transporte, un sector con gran capacidad de emisión de CO<sub>2</sub> y de difícil accionamiento.

GRÁFICO 10.1.—PROFIT 2006: Distribución presupuestaria por áreas

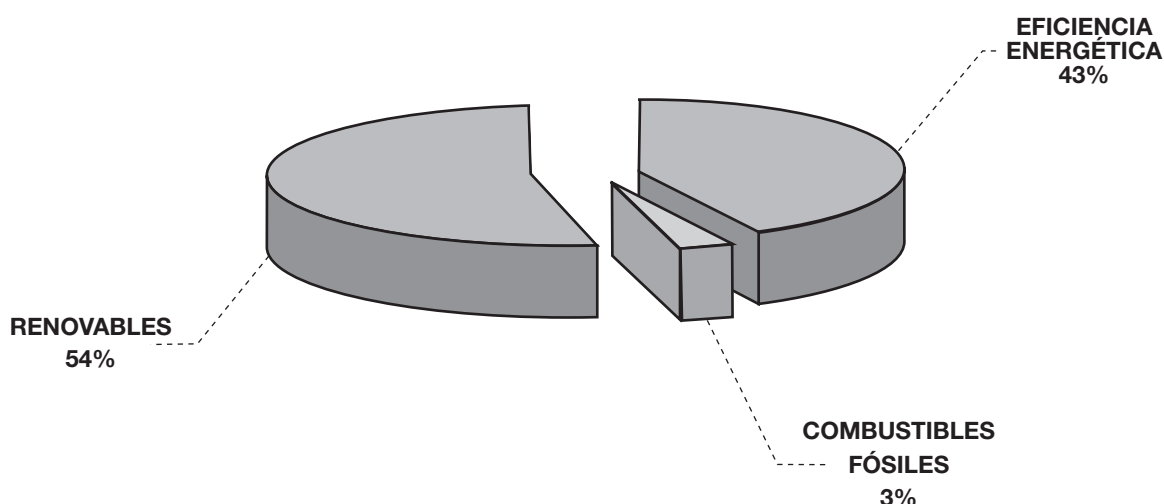


GRÁFICO 10.2.-PROFIT 2006: Ayudas por Tecnologías

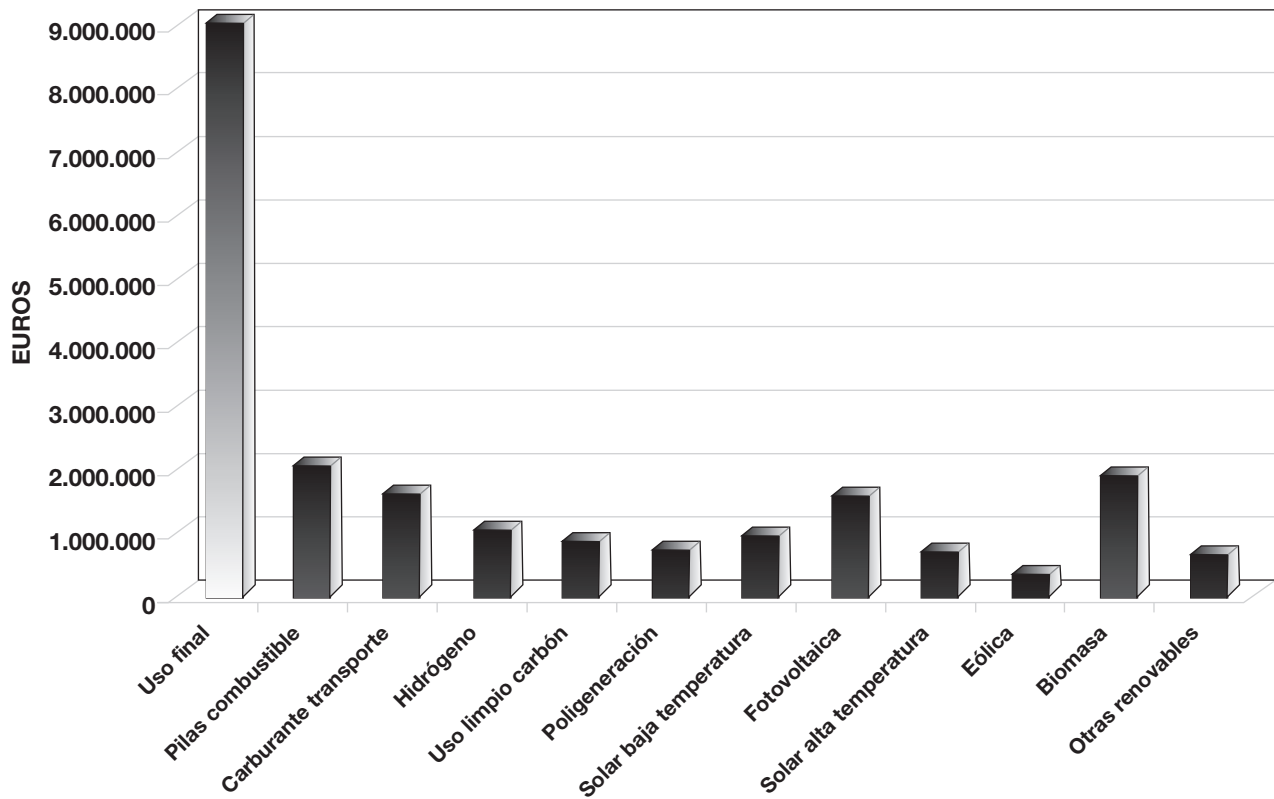
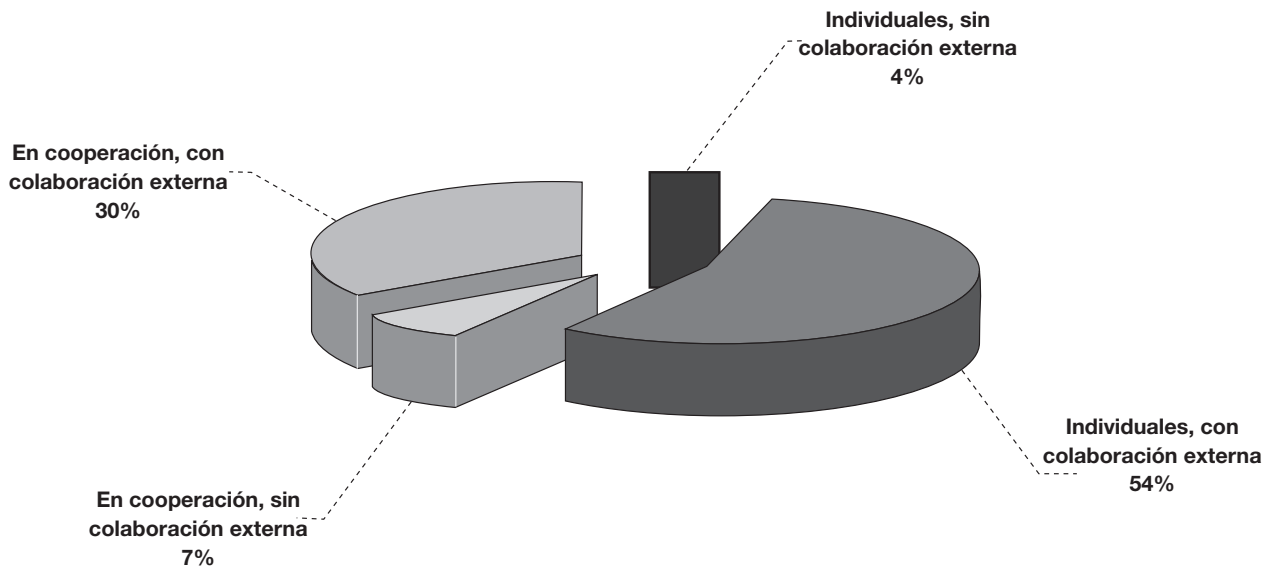


GRÁFICO 10.2.-PROFIT 2006: Tipología de proyectos presentados



4. Por último el CENIT OTERSU se orienta hacia los residuos sólidos urbanos, desde su recogida hasta la mejora y optimización del tratamiento para obtener productos valorizables, entre ellos energía térmica y eléctrica.

#### **10.4. 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 2006 fue de 113,7 millones de €. Los gastos asociados a los programas de I+D durante el año 2006 se han distribuido según los porcentajes siguientes: Energías renovables, 29.2 % (el 15.6 % corresponde a las actividades desarrolladas en la Plataforma Solar de Almería), Tecnologías de Combustión y Gasificación, 4.7 %, Tecnologías de Fisión Nuclear, 6.7 %, Fusión Nuclear, 21.9 %, Investigación básica, 14.6 % y Medio Ambiente, 22.9 %.

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 2006, 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.
- Consolidación del Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) en Soria como 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. Continúa el programa de ampliación y mejora de capacidades e infraestructuras que se inició en el año 2005.

- 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 CO<sub>2</sub>; estudios y desarrollos para el Almacenamiento Geológico Profundo del CO<sub>2</sub> 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 continuación 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, encuadrados en tres proyectos del 6º Programa Marco de la UE en esta área, y la continuación de los estudios de seguridad nuclear en áreas de interés compartido con el CSN.
- Consolidación 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, como laboratorio nacional, aglutina las actividades de I+D en energías renovables fundamentalmente en aquellas tecnologías y aplicaciones estratégicas para nuestro país tanto desde el punto de vista medioambiental como en el ámbito de la seguridad energética. España atesora enormes recursos energéticos renovables en solar, eólica y biomasa, y es en estos tres campos donde se concentra el desarrollo tecnológico liderado por Ciemat en sus Centros de Madrid, Soria y Almería, y a través de su participación en la Fundación CENER-CIEMAT ubicada en Pamplona. El Ciemat desarrolla su actividad en estas áreas sirviendo como enlace entre el mundo académico y de la investigación básica y el sector industrial y el mercado, siendo el eslabón tecnológico esencial para la obtención de

nuevos productos y soluciones basados en el uso de las energías renovables. Sus líneas estratégicas vienen marcadas 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 Energías Renovables. El nuevo reto planteado desde la CE con el ambicioso objetivo de alcanzar el 20% de contribución de las energías renovables en la demanda de energía primaria en el año 2020, introduce un factor muy importante de peso a la hora de seleccionar aquellos proyectos con un mayor impacto en la consecución de este objetivo. En este sentido cabe resaltar que durante el año 2006 Ciemat ha conseguido una participación muy importante en buena parte de los nuevos grandes proyectos iniciados en el campo de las energías renovables y asociados a la iniciativa Ingenio 2010. Cabe reseñar su participación en cuatro proyectos singulares estratégicos del Ministerio de Educación y Ciencia, así como en diversos proyectos CENIT y proyectos Consolider.

La presencia internacional de Ciemat en el ámbito de las energías renovables es muy activa. 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. Asimismo desde la Dirección de la División de Energías Renovables se participa en el comité de expertos del Programa de Energía del VII Programa Marco de la Comisión Europea.

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 trabaja intensamente 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 CO<sub>2</sub>) de la introducción en el mercado de las biomásas como combustibles. Estas actividades se han desarrollado, durante el año 2006, 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 procesado 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 este último caso asociado a la puesta en marcha de la primera planta comercial con producción de bioetanol a partir de biomasa lignocelulósica ubicada en Babilafuente (Salamanca). En el año 2006 se ha conseguido un importante hito en la búsqueda de procesos alternativos para producción de etanol, habiéndose completado la construcción de una planta piloto para demostrar la viabilidad de la producción de etanol a partir de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos. La planta permite tratar hasta 5 toneladas de residuo al día y ha sido desarrollada en colaboración con la empresa IMECAL dentro del proyecto conjunto PERSEO.

En el ámbito de la energía eólica ha dirigido su actividad a los sistemas eólicos aislados y los pequeños aerogeneradores, 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). Se ha puesto en marcha, con este fin, la instalación CICLOPS-2 para ensayo de sistemas híbridos con control inteligente e inversores bi-direccionales. Cabe reseñar también que se ha comenzado en 2006 un proyecto Europeo denominado Hy-Chain cuyo objetivo es la alimentación de una flota cautiva de vehículos a partir de hidrógeno producido con energía eólica. Se han 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). Uno de los hitos más reseñables durante 2006 ha sido la obtención y puesta en marcha de un proyecto singular estratégico en pequeña eólica denominado PSE-Minieólica que integra a todo el sector industrial español de fabricantes y también

centros de investigación. Se ha comenzado también en 2006 un segundo proyecto singular estratégico denominado SA2VE cuyo objetivo es desarrollar por completo una tecnología de almacenamiento de energía basado en el uso de volantes de inercia. En predicción del recurso eólico, los esfuerzos se han enfocado en el desarrollo y aplicación de herramientas estadísticas basadas en inteligencia artificial con el objetivo de predicción con un horizonte de  $\pm 96$  horas. Esta actividad que estaba enmarcada en el proyecto del Plan Nacional denominado 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 sustratos 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, a estos se ha unido un nuevo proyecto financiado por el IV Programa Regional de Investigación de la Comunidad de Madrid que coordina Ciemat denominado FOTO-FLEX, así como un proyecto Consolider del MEC GENESIS-FV en el que Ciemat contribuye con la investigación en materiales tipo calcopirita para células de banda intermedia. La aplicación de estos materiales a sensores remotos también está siendo explorada en un proyecto PROFIT junto con la Cooperativa Mondragón e Isofotón. 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 2006 ha sido la preparación de células solares de heterounión de silicio con eficiencias por del 12%. En el año 2006 se ha comenzado un nuevo proyecto singular estratégico denominado Microsil08 cuyo objetivo es poner a punto la tecnología necesaria para una potencial industrialización de ambas tecnologías basadas en silicio depositado en colaboración con las empresas Ecotecnia e Isofoton, entre otras. En componentes y sistemas FV se ha continuado con la calibración de módulos FV de referencia de fábrica y se ha iniciado una actividad nueva en muestreo de módulos para asegurar la potencia en grandes plantas FV (800 muestras en 2006), el control de potencia de módulos FV para centrales y la medida de células solares, como laboratorio de referencia. En 2006 se ha caracterizado el funcionamiento de la planta fotovoltaica Sevilla-PV de 1,2 MW en régimen de operación rutinaria. Se ha iniciado el proyecto del VI Programa Marco PERFORMANCE que tiene por objetivo inter-

comparar entre laboratorios europeos metodologías unificadas de ensayos y medidas para dar confianza al sector fotovoltaico. Se ha realizado un estudio de viabilidad de integración de sistemas fotovoltaicos en los edificios de REE y de Nuevos Ministerios siguiendo el nuevo Código Técnico de Edificación.

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. Durante el año 2006 la actividad más intensa se ha registrado dentro del proyecto singular estratégico ARFRISOL 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%. Este proyecto aglutina a importantes empresas del sector de la construcción, a usuarios, empresas del sector de la refrigeración solar y de la energía solar térmica. Se ha completado en 2006 la fase de simulación de los cinco edificios, y en uno de los edificios ubicado en el campus de la Universidad de Almería ha sido inaugurado y se encuentra en periodo de monitorización. Otros tres edificios ubicados en Madrid, Soria y Almería se encuentran muy avanzados, esperándose su inauguración durante el año 2007. El liderazgo de Ciemat en el ámbito de la refrigeración solar se ha materializado asimismo en su incorporación al nuevo proyecto que sobre este tema se ha comenzado dentro del Programa Solar Heating and Cooling de la Agencia Internacional de la Energía. Además, durante el 2006 el Ciemat realizó con la EMVS de Madrid cuatro monitorizaciones: Proyecto Alternar (3 bloques de viviendas en el Oeste de San Fermín, terminado 2006), obteniendo como resultados viviendas con buen comportamiento energético, especialmente en verano; Proyecto Regen-Link (2 bloques de viviendas en San Cristóbal de los Ángeles, uno rehabilitado y otro de obra nueva, aún en estudio), alcanzado mejoras en las condiciones energéticas de las viviendas tras las obras de rehabilitación; Proyecto Life (ECO-VALLE MEDITERRANEAN VERANDAHWAYS, aún en estudio), acondicionamiento térmico del bulevar principal del Nuevo Ensanche de Vallecas y Proyecto SunRise (comienzo de la monitorización), análisis energético en condiciones reales de uso de 8 viviendas.

#### 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 activida-



des 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 3 MWe empleando esta tecnología. Este consorcio ya ha sido constituido y se están dando los primeros pasos de la construcción de la planta.

Por otra parte, se trabaja en el desarrollo de un recubrimiento selectivo para el tubo absorbedor de este tipo de colectores, capaz de trabajar a temperaturas de hasta 550°C y basado en la tecnología «sol-gel». Igualmente se lleva a cabo el proyecto denominado DISTOR, 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 heliostato.

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, han continuado los trabajos en la nueva línea de investigación 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 continuado 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 pone a disposición de la comunidad científica nacional sus instalaciones de ensayo, a la vez que recibe financiación para la mejora de su equipamiento científico.

## 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 han realizado actividades experimentales en captura de CO<sub>2</sub> participando tanto en un Proyecto Singular estratégico del Ministerio de Educación y Ciencia «Procesos avanzados de generación, captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>» trabajando, junto con ELCOGAS y la UCLM en el proceso Sift Catalítico para su implementación en sistemas de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado para captura de CO<sub>2</sub> y producción de H<sub>2</sub>, y en el Programa CENIT, del CDTI, participando en el Proyecto «CENIT CO<sub>2</sub>» liderado por ENDESA, trabajando en los procesos de adsorción física a escala piloto apoyando la Actividad que este campo realizan las Universidades Complutense, Rey Juan Carlos, Alicante y el Instituto Jaume Almera, y en la caracterización de Biomasa para su coutilización en centrales térmicas de carbón. En el campo de la combustión y tratamiento de gases se ha terminado un proyecto del V PM de la UE para la validación de un sistema de filtración catalítica a alta temperatura que aúnan la limpieza física y la eliminación de óxidos de nitrógeno en una única etapa. Esto ha requerido la operación de la planta experimental de Lecho Fluidizado Burbujeante de 3,5 MW, de las instalaciones del CIEMAT en Soria (CEDER), de forma continuada 24 h/día, 5 días/semana durante 4 semanas, que además de suponer un hito para el CEDER ha permitido la obtención de buenos resultados a nivel de planta de demostración. En el campo de la gasificación se han puesto en marcha, también en el CEDER, los sistemas piloto de limpieza de gases que permiten el tratamiento de los gases de gasifi-

cación para alcanzar especificaciones que permitan su alimentación a motores y se ha avanzado, en el seno de un Proyecto del VI PM de la UE, en los procesos catalíticos para obtención de H<sub>2</sub> con gases procedentes de gasificación de biomasa.

En pilas de combustible se están abordando aspectos básicos relacionados con la mejora de componentes en pilas de combustible poliméricas (PEMFC) y de óxido sólido (SOFC). En la línea de PEMFC destacar la optimización de la técnica de electrospray para la fabricación de electrodos. En las actividades de SOFC, se han desarrollado prometedores materiales anódicos capaces de operar en condiciones de oxidación directa de hidrocarburos, así como nuevos materiales catódicos con estructura K<sub>2</sub>NiF<sub>4</sub> con conductividad mixta y óptimas propiedades de transporte. Se ha acometido el estudio del comportamiento de un electrolizador para su posterior integración con sistemas fotovoltaicos y eólicos para producción de hidrógeno que se utilizara para alimentar a una pila de combustible. Se está participando en un proyecto 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 dos proyectos Ministerio de Educación y Ciencia.

En simulación numérica y modelización de procesos, su actividad se ha centrado en el uso de la Simulación Numérica Directa y en la simulación de Grandes Escalas, tanto en flujos reactivos como no reactivos, para la predicción de fenómenos físico-químicos relacionados con procesos industriales, con énfasis en procesos de combustión y en flujos multifásicos. En particular se están abordando simulaciones que involucran las interacciones de miles de partículas en un Lecho Fluidizado, determinando los perfiles e inestabilidades que se generan en sistemas sólidos-gases. Dentro de la red de Excelencia de la Comunidad de Madrid y al amparo del Plan Nacional de I+D 2004-2007, se aborda la simulación de la combustión de carbón pulverizado enfocada a los procesos de oxcombustión para la captura del CO<sub>2</sub>.

## 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 a través de las actividades del CEIDEN, y la integración del CIEMAT en los principales proyectos internacionales sobre esta materia, entre ellos, los de la 6<sup>o</sup> Programa Marco de la UE, el Proyecto Halden y el reactor Jules Horowitz.

La investigación sobre Seguridad Nuclear ha continuado dirigida a dos áreas principales: los accidentes 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. Las actividades en curso se han enmarcado en el proyecto PHEBUS-FP. En la línea de combustible de alto quemado se ha continuado las simulaciones de los 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.

Todavía dentro de Seguridad Nuclear se ha iniciado una nueva línea de investigación orientada a la seguridad en futuros reactores avanzados, en particular los reactores de tipo HTR o VHTR (reactores de alta temperatura especialmente adaptados a la generación de hidrógeno o calor de proceso). Estas actividades se orientan hacia la participación en proyectos de la UE (Raphael) y a proyectos de demostradores de estos reactores PBMR (en Sudáfrica).

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 continua desarrollando técnicas radioanalíticas destructivas y no destructivas de caracterización radiológica de residuos primarios y bultos de residuos acondicionados dentro de los acuerdos con ENRESA. En el año 2006 se ha desarrollado un enorme esfuerzo en la caracterización de materiales procedentes del proyecto PIMIC del CIEMAT y del apoyo tecnológico a ENRESA.

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 NF-PRO y en las redes europeas HOT-LAB, de laboratorios de ensayos sobre combustible nuclear irradiado, y ACTINET, para el estudio de actínidos. Adicionalmente se abrieron las líneas de investigación al comporta-

miento del combustible irradiado en seco para poder predecir su evolución en el futuro Almacenamiento Temporal Centralizado.

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. Parte de esta investigación se completa con estancias de personal del CIEMAT en los laboratorios del CEA en MARCULE para investigar con material activo real la viabilidad y eficiencia de los procesos piroquímicos.

La investigación en transmutación se centra en dos grandes proyectos del 6º Programa Marco de la UE. En el primero, RED-IMPACT, el CIEMAT realiza evaluaciones de ciclos avanzados del combustible nuclear que incluyen las técnicas de Separación y Transmutación para cuantificar la posibilidad de mejorar la gestión de los residuos radiactivos de alta actividad y en particular la reducción de volumen de su almacén definitivo y la simplificación de su diseño. En el segundo proyecto, EUROTRANS, el CIEMAT participa en el diseño de dos conceptos de sistemas ADS para transmutación; en la realización de experimentos de validación de la física y dinámica de los ADS optimizados para transmutar residuos radiactivos; en los estudios de las características especiales de los materiales estructurales de estos ADS; en la identificación de nuevos datos nucleares necesarios para diseñar transmutadores y en la realización de los experimentos para su medida.

Adicionalmente, el CIEMAT ha coordinado la preparación del consorcio español para la participación y la construcción del reactor experimental para estudios de materiales de los futuros reactores y sistemas de transmutación, JHR, que se instalará en Francia. La participación española se firmó en Julio de 2006. Por otra parte el CIEMAT ha dirigido y participado en el diseño de un Laboratorio de Transmutación, que podría formar parte de las instalaciones tecnológicas asociadas al ATC y que permitiría convertirse en la instalación más avanzada de todo el mundo para el estudio de sistemas ADS orientadas a la transmutación. Finalmente, el CIEMAT ha avanzado significativamente en el diseño del Laboratorio de Neutrones que se instalará en su centro de Madrid para el desarrollo de técnicas de detección de neutrones y estudios neutrónicos en varias aplicaciones.

La mayoría de estas actividades se han llevado a cabo dentro del acuerdo de colaboración CIEMAT-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 Advisory 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 2006 se han centrado, por un lado, en desarrollos de física relevantes en el concepto stellarator, en plasmas calentados por microondas y por partículas neutras aceleradas, incluyendo la investigación de la influencia de la topología magnética en confinamiento de energía y bifurcaciones, estudios de transporte de momento y su relación con campos eléctricos.

Por otro lado, se ha continuado la línea de investigación que persigue la resolución de problemas de los tokamaks utilizando la mayor flexibilidad de los dispositivos stellarator. En particular, se ha identificado el papel de la turbulencia como mecanismo generador de rotación en la región periférica del plasma y reforzando estudios de interacción plasma-pared relevantes en reactores.

Para impulsar las capacidades de TJ-II se han instalado y optimizado nuevos sistemas de diagnóstico, tales como la operación del inyector de partículas neutras y nuevos espectrómetros. En este sentido hay que destacar que sistemas experimentales optimizados en TJ-II para la visualización de inestabilidades en plasmas han sido instalados con éxito en el tokamak JET a finales de 2006.

Aparte de TJ-II se mantuvo la actividad en el dispositivo europeo JET, en los trabajos de diseño de sub-

sistemas de ITER y la colaboración con laboratorios de fusión de Europa, EEUU, Rusia y Japón.

En particular, CIEMAT ha instalado y puesto a punto un sistema de cámaras rápidas en JET, que permite la observación de fenómenos turbulentos y transitorios rápidos en el borde del plasma.

Las actividades en ITER se han extendido en el área de diagnósticos (se colabora en los sistemas de reflectometría de microondas, sensores magnéticos, sensores de presión, LIDAR y visión infrarroja) ingeniería de los «puertos de acceso», sistemas de calentamiento de plasma, sistemas auxiliares (inspección ultrasónica de componentes), sistemas de control, materiales aislantes (para sistemas de diagnóstico, calentamiento y manipulación remota), adquisición de datos y seguridad.

Se han iniciado también líneas de trabajo en estudios socioeconómicos de la energía de fusión y se han mantenido los trabajos orientados a las necesidades tecnológicas a largo plazo: materiales estructurales, barreras de tritio, fuentes de neutrones para pruebas de materiales, almacenaje de energía, ciclos térmicos avanzados y generación de hidrógeno en sistemas de fusión.

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 quinto año en colaboración con varias universidades e institutos del CSIC. Se ha llevado a cabo también, con éxito, una iniciativa a nivel europeo, con el primer curso del «Master Europeo Erasmus Mundus en Fusión y Física de Plasmas»

CIEMAT ha seguido jugando un papel primordial en la implantación de la Agencia de Fusión de Barcelona, que opera desde septiembre de 2005 y que durante 2006 se ha dedicado, por un lado, a la realización de tareas técnicas urgentes para el emplazamiento de ITER en Cadarache y, por otro lado, a la preparación de la infraestructura técnica y administrativa de la Agencia.

## **PROTECCIÓN RADIOLÓGICA Y GESTIÓN DE RESIDUOS RADIATIVOS**

El CIEMAT mantiene su situación de centro de referencia tanto en el campo de la Protección Radiológica de las personas y el medio ambiente como en el de la Gestión de Residuos Radiactivos, a través de su participación en proyectos especialmente orientados por las necesidades del CSN y de ENRESA, en el ámbito nacional, y por las iniciativas de los principales organismos internacionales relacionados con el tema.

En lo relativo a Protección Radiológica las principales actividades se han dirigido al control de la radiactividad ambiental, la dosimetría de las radiaciones ionizantes y al desarrollo de metodologías y criterios de protección. Se continúa la participación en proyectos de investigación, tanto nacionales como internacionales, estudiando el comportamiento ambiental de diferentes radionucleidos de origen natural o antropogénico, las vías y modelos de incorporación al organismo humano, la evaluación de su impacto radiológico y sus efectos sobre la salud de las dosis bajas de radiación. Se ha mantenido un alto nivel de presencia internacional, participando en numerosos comités internacionales de expertos de alto nivel, destacando la aportación en la elaboración de guías y la revisión de recomendaciones y normas.

La investigación sobre el comportamiento de materiales y procesos en un AGP de residuos radiactivos de alta actividad continúa en el marco de los programas de I+D de ENRESA y de la Unión Europea. Esta investigación se agrupa fundamentalmente en torno a dos proyectos integrados europeos en curso. Uno de ellos, NF-PRO, está dedicado a los procesos de relevancia en el campo próximo de los diversos tipos de almacenamiento geológico, fundamentalmente las interacciones termo-hidro-mecánicas y geoquímicas entre los materiales constitutivos de los mismos. El otro proyecto, FUNMIG, estudia los procesos fundamentales en la migración de los radionucleidos en un almacenamiento geológico, incluyendo la generación y caracterización de coloides como mecanismo de transporte. Los resultados que se obtengan, tras su evaluación, serán el punto de partida de los futuros proyectos relacionados con la gestión de residuos radiactivos en el VII Programa Marco de la UE, en cuyas propuestas ya se participa, manteniendo la presencia del CIEMAT 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 desde su fundación en 1997. En mayo de 2006 se presentaron los resultados del estudio sobre Hidrógeno y Pilas de Combustible iniciado en el año anterior que ha permitido identificar las tecnologías que se consideran críticas para el desarrollo de estas áreas para nuestro país.

Se ha iniciado un estudio sobre Escenarios Energéticos 2030, en colaboración con el IDAE, para identificar posibles futuros alternativos al sistema energético actual en los que se contemplen proyecciones tecnológicas junto con condicionamientos económicos y sociales, sin olvidar tener en cuenta los impactos medioambientales resultantes.

En noviembre, se celebraron las primeras reuniones con FECIY para diseñar un estudio de prospectiva en el área de energía que se iniciará a primeros de 2007 dentro de los trabajos para la elaboración de la Estrategia Nacional de Ciencia y Tecnología y del Plan Nacional de I+D+I 2007-11

Respecto a los trabajos de vigilancia tecnológica, se ha elaborado un estudio para identificar a los «actores» más relevantes del panorama español participantes en el desarrollo del Hidrógeno y Pilas de combustible como punto de partida para establecer en qué campos existen actividades y cuál es el alcance de éstas. Este esquema de análisis ha sido aplicado para los casos de Oxidación, Solar de Concentración y Disociación Térmica del Metano.

En la Unidad de Análisis de Sistemas Energéticos se está colaborando con el MMA en la evaluación de las consecuencias medioambientales de la mejora de la calidad de los combustibles para el transporte habiéndose realizado, en esta primera etapa, la estimación de los costes de mitigación del CO<sub>2</sub> por la utilización de los biocarburantes. Se ha finalizado la evaluación de los impactos medioambientales y el balance energético de la implementación de centrales eléctricas termosolares en España. En el marco de un proyecto integrado del VI PM -proyecto NEEDS-, se ha desarrollado el modelo energético de España y Portugal utilizando para ello el generador de modelos TIMES de ETSAP. Estos modelos nacionales formarán parte de un modelo multi-regional paneuropeo (PEM) que integrará los costes externos de los procesos energéticos, para la evaluación de 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 está desarrollando el modelo EFDA-TIMES, modelo económico global, multiregional, en el que se incluye la fusión como tecnología futura. Se ha revisado y actualizado el sector de demanda residencial y el sector de generación eléctrica de

dicho modelo, y se están revisando los recursos de combustibles fósiles, de uranio y los potenciales de energías renovables. Asimismo se ha propuesto una metodología para la estimación de los costes de mitigación de CO<sub>2</sub> utilizando la tecnología de fusión. En una acción coordinada del VI PM (CASES) se está colaborando en la recopilación de datos para el estimación de costes privados y costes externos, incluyendo costes de seguridad energética, de las diferentes fuentes energéticas de los países de la UE-25, encargándose específicamente de España y Portugal. También participa como líder del subproyecto que estudia el análisis de ciclo de vida de diferentes cultivos energéticos, en el Proyecto Singular Estratégico sobre Cultivos Energéticos.

**CUADRO 10.1.**  
**Presupuesto del CIEMAT por tecnologías**  
**en 2006**

	<b>Millones de euros</b>
Eficiencia energética	0,970
Energías convencionales (carbón)	1,798
Energías renovables	13,989
- solar	10,730
- eólica	0,881
- biomasa	2,378
Energía Nuclear	17,874
- fisión	3,774
- fusión	14,100
Pilas de combustible	0,877
Otros	2,359
<b>TOTAL</b>	<b>37,867</b>

Fuente: CIEMAT.

# 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 2006, recogidas en la revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, aprobada por el Consejo de Ministros de 31 de marzo de 2006. Además, se resume el contenido del Programa anual de instalaciones de las redes de transporte 2006.

## 11.1. REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2006

Las inversiones en ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizadas por Red Eléctrica en España durante el ejercicio 2006 han ascendido a 510,1 millones de euros, lo que ha supuesto un aumento del 21,4% respecto al año anterior.

Durante el año 2006, se han puesto en servicio 407 km de líneas y 174 posiciones en subestaciones y se ha aumentado la capacidad de transporte en otros 287 km de líneas existentes. Se resumen a continuación, por zonas geográficas, las actuaciones más destacadas:

**Zona norte:** Han continuado los trabajos de ingeniería y construcción del eje norte, que aumentará la capacidad de transporte y evacuación de energía en Asturias, Cantabria, País Vasco y Navarra.

**Galicia:** Se han llevado a cabo los trabajos de ingeniería del eje de evacuación de energía hacia Asturias (ASGA) y los del eje hacia la zona centro de la Península.

**Aragón y Cataluña:** Los trabajos se han centrado en el refuerzo de la red con el fin de prestar servicio

al tren de alta velocidad Lérida-Barcelona-Frontera francesa y disponer de nuevas interconexiones eléctricas entre España y Francia, recogiendo a lo largo de su trazado la evacuación de la energía de los parques eólicos.

**Zona centro:** Han continuado los trabajos de ingeniería y construcción del eje de evacuación de energía entre las comunidades de Galicia, Castilla y León y Madrid, además de los trabajos de refuerzo del anillo eléctrico de Madrid, los de apoyo al tren de alta velocidad y los estudios previos del nuevo eje transmanchego.

**Extremadura:** Se han desarrollado los trabajos de ingeniería para el refuerzo del eje Extremadura-Andalucía.

**Andalucía:** Se ha proseguido los trabajos para el refuerzo del mallado de la red de transporte, junto con la construcción de las instalaciones para dar apoyo al tren de alta velocidad Córdoba-Málaga.

**Levante:** Han continuado desarrollándose los trabajos de ingeniería de las instalaciones para la evacuación de los parques eólicos, además de los trabajos para el refuerzo de la alimentación eléctrica a Murcia y los estudios previos para la futura interconexión península-Baleares.

**Interconexión con Marruecos:** En junio de 2006 se puso en servicio un segundo circuito del cable submarino existente en el estrecho de Gibraltar. Con esta incorporación se ha duplicado la capacidad de transporte de la interconexión entre España y Marruecos, alcanzando los 1.400 MW.

CUADRO 11.1.-Inversiones en redes eléctricas de transporte (miles de euros)

	2002	2003	2004	2005	2006	%06/05
Inversiones en la red de transporte (1)	203.396	215.347	243.368	420.182	510.100	21,4%

(1) No incluye adquisiciones de redes existentes propiedad de otras empresas  
Fuente: REE.

**Interconexión con Portugal:** Dentro del grupo de trabajo de Previsión de Cobertura y Planificación Conjunta del MIBEL, Red Eléctrica y Rede Eléctrica Nacional han comenzado los estudios de dos nuevas interconexiones de 400 kV para alcanzar una capacidad mínima de intercambio comercial entre España y Portugal de 3.000 MW. Las interconexiones que se han propuesto inicialmente para el análisis son las siguientes:

- **Interconexión norte:** mediante una línea de 400 kV entre las subestaciones de Pazos (Pontevedra) y Vila do Conde (Portugal), que requerirá en el lado español de una nueva línea de 400 kV entre Cartelle y Pazos y una transformación 400/220 KV en Pazos.

- **Interconexión sur:** mediante una línea de 400 kV entre las subestaciones de Guillena (Sevilla) y Sotavento (Portugal).

**Interconexión con Francia:** Red Eléctrica y Réseau de Transport d'Electricité (RTE) continúan avanzando en los estudios para definir el corredor fronterizo por el que pasará el trazado del nuevo eje de interconexión en el este de los Pirineos, entre las subestaciones de Bescanó (Girona) y Baixas (Francia). Este eje, además de incrementar la capacidad de interconexión, permite garantizar la fiabilidad y calidad de suministro en la zona de Girona 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	km circuito
E/S Cabra L/Guadiame-Tajo	Red Eléctrica	1,5
E/S El Palmar L/Litoral-Rocamora	Red Eléctrica	95,6
E/S Fausita L/Asomada-Escombreras	Red Eléctrica	0,5
L/Cabra-La Roda	Red Eléctrica	82,0
2º Circuito España-Marruecos (submarina)	Red Eléctrica	16,0
E/S Brovales L/Balboa-T Alqueva	Red Eléctrica	0,6
Brovales-Balboa	Red Eléctrica	0,4
Escombreras-Rocamora (modificación)	Red Eléctrica	0,3

Fuente: REE.

**CUADRO 11.3.-Nuevas líneas de transporte a 220 kV**

Línea	Empresa	km circuito
E/S Almodóvar L/Casillas-Villanueva	Red Eléctrica	2,0
E/S Castellet L/Foix 2-Viladecans	Red Eléctrica	0,8
L/Fausita 400 kV-Fausita 220 kV (subterránea)	Red Eléctrica	0,2
L/Puerto Real-T Alcores-Pinar	Red Eléctrica	41,0
E/S Benadresa L/La Plana-Castellón	Red Eléctrica	1,6
E/S Fuenlabrada L/Moraleja-Retamar (aérea)	Red Eléctrica	0,7
E/S Fuenlabrada L/Moraleja-Retamar (subterránea)	Red Eléctrica	0,1
E/S Patraix L/Torrente-F S Luis (subterránea)	Red Eléctrica	6,4
L/Val D'Uxó-Segorbe	Red Eléctrica	46,0
E/S Cartujos L/Montetorrero-Peñaflor	Red Eléctrica	0,7
E/S Cerveló L/Can Jordi-San Boi (aérea)	Red Eléctrica	2,1
E/S Cerveló L/Can Jordi-San Boi (subterránea)	Red Eléctrica	0,1
E/S Torres del Segre L/Mangraners-Mequinenza	Red Eléctrica	36,0
Lleida (Mangraners)-Mequinenza		1,4
E/S La Selva L/Tarragona-Escatrón B (aérea)	Red Eléctrica	0,8
E/S La Selva L/Tarragona-Escatrón B (subterránea)	Red Eléctrica	0,1
E/S Puigpelat L/Constantí-Villafranca del Penedés (aérea)	Red Eléctrica	5,0
E/S Puigpelat L/Constantí-Villafranca del Penedés (subterránea)	Red Eléctrica	0,1
E/S Villafranca del Penedés (subterránea)	Red Eléctrica	0,1
L/Alvarado-Mérida	Red Eléctrica	41,9
L/Magallón-Jalón (circuito 2)	Red Eléctrica	19,0
L/San Sebastián de los Reyes-AENA (aérea)	Red Eléctrica	2,6
L/San Sebastián de los Reyes-AENA (subterránea)	Red Eléctrica	1,1
E/S Daganzo L/S.S. de los Reyes-Meco	Red Eléctrica	0,7

Fuente: REE.

CUADRO 11.4.–Posiciones de interruptor puestas en servicio

Instalación	400 kV	220 kV	Instalación	400 kV	220 kV
Albarratec		3	Palmar	11	
Alcira		1	Parla		6
Almodóvar del Río		5	Patraix		6
Alvarado		2	Picón		
Aragón	2		Pierola	4	
Bechi		6	Puerto de la Cruz	3	
Benadressa		6	Puerto Real		1
Benejama	1	2	Quintos		3
Bienvenida	3		Roda de Andalucía	7	
Brovaes	5		Rojales		1
Cabra	12		Romica	4	
Cartujos		3	Sagunto		2
Castellet		5	Saladas		1
Costa Sol		1	Sant Celoni		2
Daganzo		6	Segorbe		6
El Palmar		10	Segovia	7	
Escucha		1	Sentmenat	1	
Espartal		1	Talavera		3
Fausita	7		Torrente		2
Güeñes	1		Torrijos		4
JM Oriol	1		Vandellós	2	
La Selva		3	Villares del Saz		4
Logroño		1			
Mérida		1	<b>Total</b>	<b>73</b>	<b>101</b>
Miranda		1			
Moraleja	1	1			
Olmedilla	1				

Fuente: REE.

CUADRO 11.5.–Aumento de capacidad en líneas de transporte

	MVA/línea
220,19 km de líneas de 400 kV	862
66,94 km de líneas de 220 kV	315

Fuente: REE

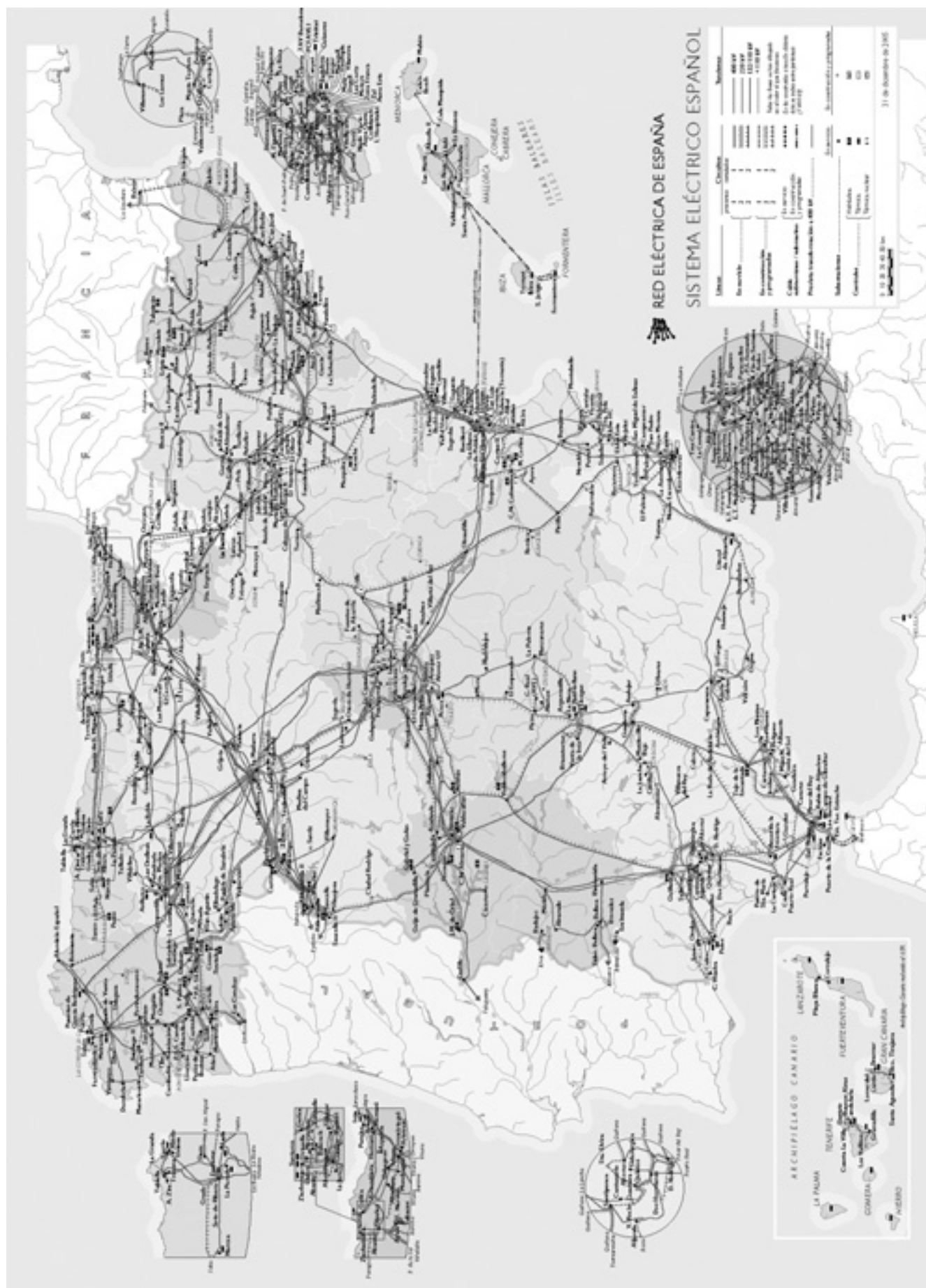
CUADRO 11.6.–Evolución del sistema de transporte y transformación

		2002 (1)	2003	2004	2005 (1)	2006
km de circuito de 400 kV	Red Eléctrica	15.781	16.306	16.547	16.806	17.005
	Otras empresas	285	285	293	38	38
	Total	16.066	16.591	16.840	16.844	17.041
km de circuito de 220 kV	Red Eléctrica	11.225	11.253	11.308	16.323	16.498
	Otras empresas	5.063	5.086	5.148	229	245
	Total	16.288	16.339	16.456	16.552	16.745
Capacidad de transformación 400/AT (MVA)	Red Eléctrica	27.853	32.503	36.553	54.209	55.409
	Otras empresas	14.856	14.856	14.856	800	800
	Total	42.709	47.359	51.409	55.009	56.209

(1) Los datos de 2002 y 2005 reflejan la adquisición de activos por Red Eléctrica a otras empresas.

Fuente: REE.





## 11.2. REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2006

Las inversiones materiales en el sector del gas natural alcanzaron en el ejercicio 2006 los 1.103,9 millones de euros lo que supone un incremento del 9,5%

sobre las inversiones del año anterior. La red de gas natural alcanza ya los 58.870 km.

**CUADRO 11.7.-Inversiones materiales y evolución de los km de red de gas**

	2002	2003	2004	2005	2006	%06/05
Inversiones (millones de €)	781,2	1.010,1	1.147,0	1.008,5	1.103,9	9,5%
Km de red	44.311	48.148	52.122	55.295	58.870	6,5%

Fuente: SEDIGAS.

En relación con la red básica de transporte primario de gas natural, de ámbito peninsular, durante el año 2006 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 los siguientes hechos relevantes durante el año 2006, en lo que respecta a infraestructuras gasistas:

- La entrada en operación de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (GNL) de Sagunto, en la provincia de Valencia, en abril de 2006. Su capacidad de regasificación es de 800.000 Nm<sup>3</sup>/h y dispone de una capacidad de almacenamiento de 300.000 m<sup>3</sup> de GNL.
- Durante 2006 ha seguido la construcción de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL de Mugaros, en la provincia de La Coruña, que se prevé que entre en operación durante el primer semestre de 2007.
- La puesta en marcha, en noviembre de 2006, del sexto tanque de almacenamiento de GNL, de 150.000 m<sup>3</sup> de capacidad, en la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL de Barcelona.
- La puesta en marcha, en agosto de 2006, del cuarto tanque de almacenamiento de GNL de 150.000 m<sup>3</sup> de capacidad, en la planta de recepción almacenamiento y regasificación de GNL de Huelva.
- La ampliación a lo largo del año de la capacidad de emisión de las plantas de regasificación de Barcelona, Cartagena y Huelva a 1.650.000 m<sup>3</sup>(n)/h, 1.200.000 m<sup>3</sup>(n)/h y 1.200.000 m<sup>3</sup>(n)/h respectivamente. Como consecuencia de ello, ha resultado un incremento de la capacidad nominal

total de regasificación en las tres plantas citadas en 600.000 m<sup>3</sup>(n)/h.

- La entrada en operación de la conexión internacional con Francia por Irún.
- La puesta en servicio de los siguientes gasoductos:
  - Desdoblamiento del gasoducto Arbós-Tivissa.
  - Ramal Málaga-Rincón de la Victoria.
  - Gasoducto Onda-Castellón.
  - Semianillo Suroeste Madrid - Fase I.
  - Desdoblamiento del ramal a Saica.
  - Gasoducto de la zona industrial del superpuerto de Bilbao.
  - Gasoducto a la dársena de Escombreras.
  - Fase I del gasoducto Falces-Irurzun (Falces-Larraga).
- La puesta en servicio de la ampliación de la estación de compresión de Bañeras (Fase II) y de la nueva estación de compresión de Tivissa, que sustituye a la anterior.
- Por otra parte, durante el año 2006 se han puesto en servicio 32 nuevas estaciones de regulación y medida alcanzando a finales del año la cifra de 342 en operación.

En resumen, a finales del año 2006 las principales infraestructuras gasistas integradas en la red básica de gas natural eran las siguientes:

- Las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao y Sagunto. Disponían, a finales de 2006, de una capacidad total de almacenamiento de 1.887.000 m<sup>3</sup> de GNL frente a los 1.287.000 m<sup>3</sup> del año 2005, con un incremento de 600.000 m<sup>3</sup>, y de una capacidad de emisión de 5.650.000 m<sup>3</sup>(n)/h. frente a los 4.250.000 m<sup>3</sup>(n)/h del año 2005, con un incremento de 1.400.000 m<sup>3</sup>(n)/h.

CUADRO 11.8.–Evolución de la capacidad de las plantas de regasificación

		2002	2003	2004	2005	2006	%06/05
Capacidad de regasificación (m <sup>3</sup> (n)/h)	Barcelona	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.500.000	1.650.000	
	Cartagena	450.000	600.000	600.000	900.000	1.200.000	
	Huelva	450.000	450.000	900.000	1.050.000	1.200.000	
	Bilbao	800.000	800.000	800.000	800.000		
	Sagunto	800.000					
<b>Total</b>		<b>2.100.000</b>	<b>3.050.000</b>	<b>3.500.000</b>	<b>4.250.000</b>	<b>5.650.000</b>	<b>32,9%</b>
Capacidad de almacenamiento de GNL (m <sup>3</sup> )	Barcelona	240.000	240.000	240.000	390.000	540.000	
	Cartagena	160.000	160.000	160.000	287.000	287.000	
	Huelva	160.000	160.000	310.000	310.000	460.000	
	Bilbao	300.000	300.000	300.000	300.000		
	Sagunto					300.000	
<b>Total</b>		<b>560.000</b>	<b>860.000</b>	<b>1.010.000</b>	<b>1.287.000</b>	<b>1.887.000</b>	<b>46,6%</b>

Fuente: Enagás.

- Red de gasoductos de transporte con una longitud total de 7.513 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: conexiones internacionales España-Francia por Irún (País Vasco) y por Larrau (Navarra), que conectan 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.

### 11.3. ALMACENAMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) mantiene sus niveles de existencias de productos petrolíferos y sus correspondientes almacenamientos, de acuerdo a las reservas requeridas por la normativa. En el mes de diciembre de 2006, se dispone de unas reservas equivalentes a 34,9 días de reservas, de los cuales 1,4 días corresponden a un margen operativo. Según la normativa vigente a finales del año 2007 el volumen de reservas deberá ser de 45 días, cifra que representa la mitad de la obligación global para Cores, como para los sujetos obligados, situada en 90 días equivalentes. En el cuadro 11.9 se indica la evolución en el periodo 2000-2006.

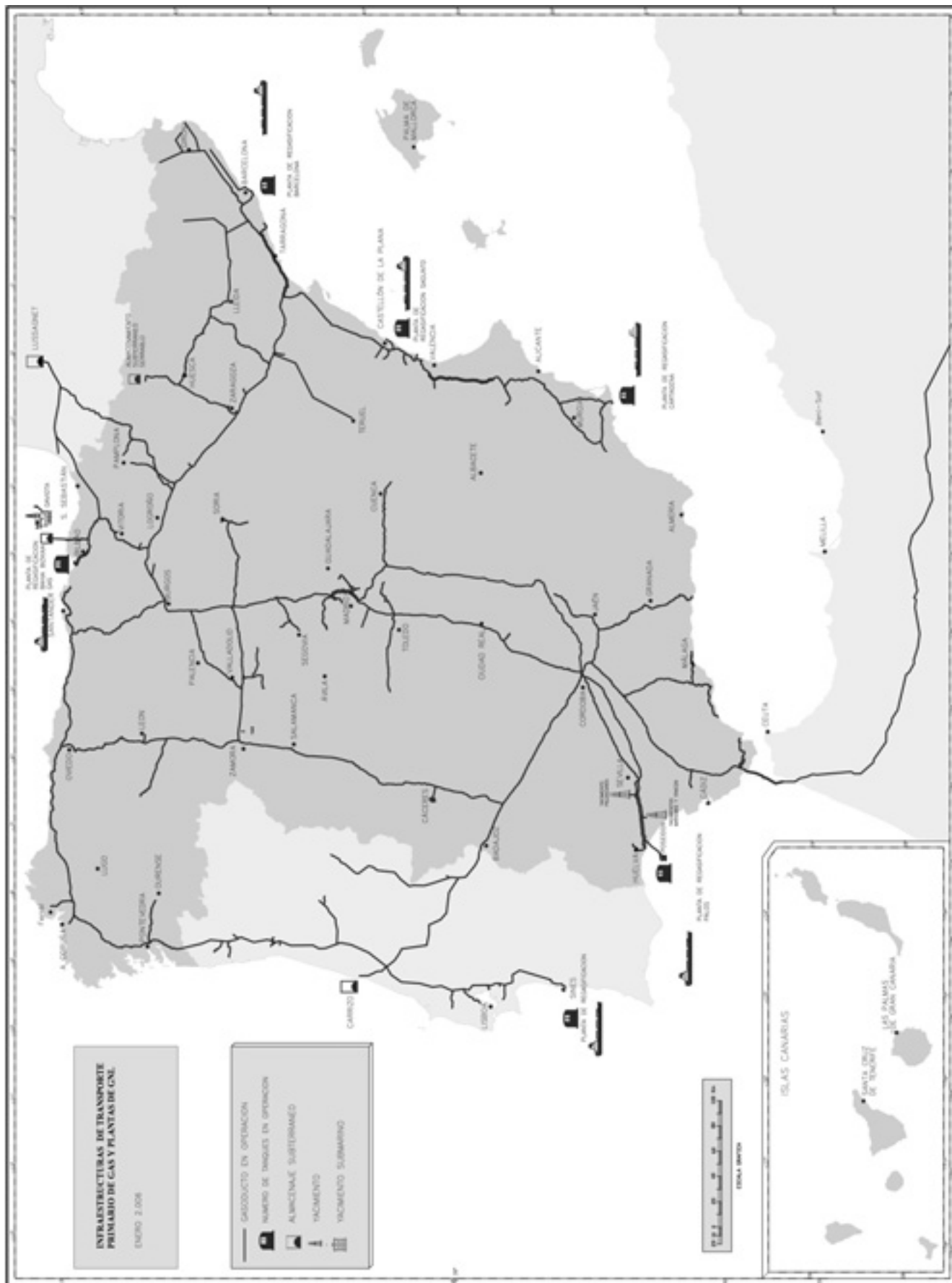
CUADRO 11.9.–Evolución de la cantidad de Reservas estratégicas (período 2000-2006)

Fecha	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Gasolinas	861199	740112	738632	173155	683882	683882	668882
Querosenos	186784	186784	246784	246784	246784	296784	326784
Gasóleos	1913816	1913816	1853816	1853809	1906047	2489863	3020115
Fuelóleos	437961	258328	258328	258070	257812	257812	257812
Crudo	797817	1578035	1958063	1955007	1952580	1954424	1954151

Unidades: Tm para fuelóleos y crudos. Resto en m<sup>3</sup>.

Nota: Existencias a último día del año.

Fuente: CORES.



*Nuevo almacenamiento contratado en firme por CORES para la puesta a disposición en el período 2007-2016:*

CORES ha iniciado varios proyectos que suponen la construcción de instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos propias, mediante contratos de arrendamiento de terrenos o derecho de superficie dentro de recintos de refinerías, y ha formalizado contratos de servicios de almacenamiento en instalaciones que, a pesar de no ser de su titularidad, estarán a disposición de la Corporación para el almacenamiento estratégico a largo o muy largo plazo. Entre los nuevos almacenamientos cabe destacar:

- Construcción de instalaciones propias:

- Proyectos *CORCA* y *CORPU*

Durante el año 2003 se firmaron con REPSOL sendos contratos de arrendamiento de terrenos con facultad de construir, en los complejos refineros de que ésta compañía es titular en Puertollano y Cartagena. Desde junio de 2006 CORES dispone de una capacidad de almacenamiento de 200.000 m<sup>3</sup> de gasóleos en instalaciones de su propiedad en Puertollano. Para el año 2007 está previsto la entrada en servicio de 200.000 m<sup>3</sup> de gasóleos de capacidad en Cartagena, también en instalaciones de su propiedad. En ambos casos, a la finalización de dichos arrendamientos (en un periodo de 20 años desde su entrada en servicio) revertirá dichas capacidades a REPSOL.

- Contratos de servicios de almacenamiento a largo plazo:

Además de seguir contando con los contratos de almacenamiento ya existentes, CORES ha elaborado un Plan Estratégico, que, entre otros asuntos, analiza las necesidades de almacenamiento que tendrá CORES a largo plazo. Una de las consecuencias de la elaboración de dicho Plan Estratégico ha sido la recepción por la Corporación de varias ofertas, de operadores del sector petrolero y del principal operador logístico, que suponen la extensión de los contratos de almacenamiento vigentes, o la firma de nuevos contratos a largo plazo, que aseguren los requerimientos de almacenamiento estratégico de CORES.

Así, se han firmado los siguientes contratos referentes a instalaciones de almacenamiento que entrarán en operación en los próximos años:

- Contrato con PETRÓLEOS ASTURIANOS, S.L., para el almacenamiento de gasolina y gasóleo en el Puerto de Gijón, por una capacidad total de

240.000 m<sup>3</sup>, por un periodo de 20 años desde la puesta en funcionamiento de las nuevas instalaciones, que incluye una opción de arrendamiento de la concesión administrativa a favor de CORES por un periodo adicional de 10 años.

- Nuevos contratos de servicios de almacenamiento con la Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A., a prestarse sobre instalaciones de nueva construcción, para querosenos y gasóleos, que entrarán progresivamente en servicio a partir del año 2007, por una duración de 20 años, y una capacidad total de 1.420.000 m<sup>3</sup>. En este sentido debe señalarse que la entrada en funcionamiento de estas instalaciones puede demorarse si no se dispone a tiempo de las autorizaciones administrativas pertinentes.

- Concurso para la adquisición de crudos.

Con fecha 22 de marzo de 2007 se ha convocado un concurso para la adquisición y almacenamiento de crudos para las reservas estratégicas de forma que se cubriesen las necesidades hasta el ejercicio de 2010, habiéndose solicitado un volumen de crudo, expresado en productos equivalentes de 1.000.000 m<sup>3</sup>.

No obstante y dado que no se disponen todavía de los resultados de este concurso, no se ha incluido el cálculo de los requerimientos de esta planificación.

- Disminuciones de capacidad

De igual forma, se han considerado disminuciones de capacidad conforme a comunicaciones/denuncias en firme de contratos de almacenamiento actualmente vigentes. Las cantidades denunciadas ascienden a 235.000 m<sup>3</sup> de gasóleos y 370.000 m<sup>3</sup> de crudo en 2009.

En el cuadro 11.10 se resumen las capacidades de almacenamiento contratadas por CORES para entrada en funcionamiento en el periodo 2007-2009:

## 11.4. PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE 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

**CUADRO 11.10–Capacidad de almacenamiento contratada por CORES para su entrada en funcionamiento durante el período 2007-2009**

Año de entrada en operación	Empresa almacenista	Localización	Capacidad contratada (m <sup>3</sup> )	Productos	Duración
2007	CORES CORCA	Puertollano	200.000	Gasóleos	2027
2007	PETRÓLEOS ASTURIANOS, S.L.	Gijón	240.000	Gasóleos	2027
2007	CLH	Cartagena	38.000	Gasóleos	2028
2007	CLH	Huelva	100.000	Gasóleos	2028
2008	CLH	Almodóvar	160.000	Querosenos/ Gasóleos	2028
2008	CLH	Albuixech	126.000	Querosenos/ Gasóleos	2028
2008	CLH	Son Banya	97000	Querosenos/ Gasóleos	2028
2008	CLH	Arahal	185.000	Querosenos/ Gasóleos	2028
2008	CLH	Huelva	93.000	Gasóleos	2028
2008	CLH	Rivabellosa	18.000	Gasóleos	2028
2009	CLH	Almodóvar	279.000	Querosenos/ Gasóleos	2028
2009	CLH	Arahal	138.000	Querosenos/ Gasóleos	2028
2009	CLH	Burgos	92.000	Gasóleos	2028
2009	CLH	Rota	94.000	Gasóleos	2028
<b>TOTAL CAPACIDAD</b>			<b>1.860.000</b>		

Fuente: CORES.

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.

La planificación vigente se recoge en la revisión 2005-2011 de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011, que fue aprobada por Acuerdo del Consejo de Ministros de 31 de marzo de 2006. Mediante Orden Ministerial ITC/1549/2007, de 18 de mayo, publicada en el BOE de 1 de junio, se ha aprobado el Programa anual de instalaciones de las redes de transporte correspondiente al año 2006. Es destacable, además, que a lo largo del año 2007 se están llevando a cabo los trabajos de elaboración de la planificación 2007-2016, que se prevé pueda ser aprobada a finales de año.

#### **Programa anual de instalaciones de las redes de transporte 2006**

El programa anual de instalaciones de las redes de transporte es el instrumento a través del cual se ponen al día las propuestas de desarrollo de las

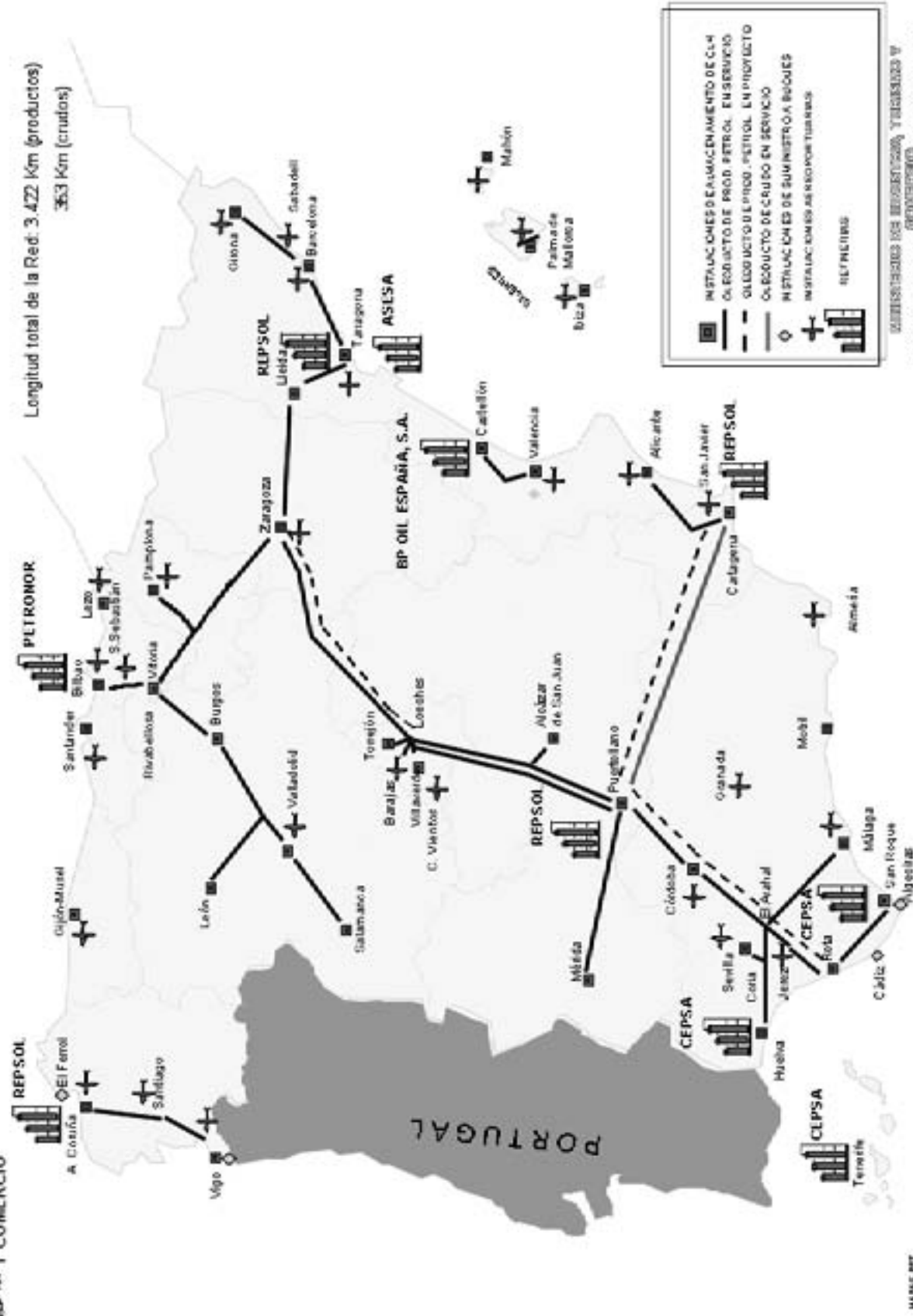
redes, de tal forma que recoge la actualización de los aspectos más significativos referidos a variaciones puntuales y las actuaciones excepcionales que es necesario realizar para conseguir un desarrollo dinámico de las redes objeto de planificación vinculante. Se dicta al amparo de lo establecido en los artículos 14 y 15 del 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. Si bien estos artículos y el propio Real Decreto 1955/2000 se refieren específicamente a la red de transporte de energía eléctrica, se ha extendido la elaboración del programa anual al sector gasista, por coherencia con la elaboración de la planificación energética vinculante, que comprende ambos sectores.

A través de este programa anual se actualizan los aspectos más significativos referidos a variaciones puntuales y actuaciones excepcionales sobre las infraestructuras contenidas en el documento de revisión de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011, aprobado en marzo de 2006.

Para este análisis se ha considerado la última información disponible en el momento de su realización

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

# INFRAESTRUCTURA LOGISTICA



en cuanto a nuevos datos y previsiones de demanda eléctrica y gasista, modificaciones necesarias de carácter técnico identificadas en determinadas infraestructuras, así como la aparición de nuevas necesidades no contempladas en la revisión de la planificación aprobada.

Dentro de las actuaciones incluidas en el programa anual, es necesario distinguir, tanto en el sector eléctrico como en el sector gasista, entre actuaciones que suponen una modificación de instalaciones ya incluidas en la citada revisión 2005-2011 de la Planificación de los sectores de electricidad y gas y aquellas no incluidas entonces y cuya incorporación es necesaria según los operadores de las respectivas redes, de acuerdo con los criterios de planificación establecidos, presentándose como un hecho imprevisto. Estas últimas actuaciones entran en la categoría de actuaciones excepcionales, según el artículo 15 anteriormente citado, y recogen tanto nuevas instalaciones necesarias por problemas de operación como alternativas a instalaciones incluidas anteriormente en la planificación que han resultado inviables.

### **Actuaciones más relevantes incluidas en el Programa anual de instalaciones de las redes de transporte 2006**

#### **Sector eléctrico:**

#### *Infraestructuras planificadas que sufren actualizaciones puntuales*

- Andalucía
  - Conexión Puerto Real-Gazules-Jordana: el anterior tramo planificado Gazules-Nueva Casares 220 kV ha sido sustituido por la línea Gazules-Jordana, debido a problemas de viabilidad física en la zona de la subestación de Nueva Casares 220 kV.
  - Red de 400 kV en la zona de Cádiz: la alimentación de la zona de Cádiz en 400 kV se elimina de la planificación y se resuelve con el desarrollo de la red de 220 kV de la zona, así como con el apoyo desde la red de 400 kV mediante la actuación recogida en la revisión de la planificación doble circuito Arcos de la Frontera-Cartuja 400 kV.
- Cataluña
  - Elevada corriente de cortocircuito en Barcelona: debido a las elevadas corrientes de cortocircuito que se detectan en Barcelona, resulta necesario desmallar diferentes subestaciones de la red de transporte tanto exis-

tentes como programadas mediante la creación de dos subestaciones conectadas mediante doble acoplamiento entre ellas. En el corto plazo se ha de llevar a cabo este tipo de actuación en las subestaciones de Santa Coloma, Finestrelles y Collblanc. Por su ubicación, estas nuevas subestaciones deberán ser de tecnología blindada (GIS) debido a que esta tecnología permite soportar intensidades de cortocircuito de 50 kA e incluso de hasta 63 kA, y adicionalmente, da solución a aquellas subestaciones que no disponen de suficiente espacio para ser construidas mediante tecnología convencional.

- Extremadura
  - Eje Almaraz-La Garrovilla-Brovaes 400 kV: el eje de simple circuito programado Almaraz-La Garrovilla-Brovaes 400 kV deberá estar preparado para doble circuito.
- Madrid
  - Elevada corriente de cortocircuito en Madrid: debido a las elevadas corrientes de cortocircuito que se detectan en la red de 220 kV en Madrid, resulta necesario desmallar diferentes subestaciones de la red de transporte tanto existentes como futuras mediante la creación de dos subestaciones conectadas mediante doble acoplamiento entre ellas. Este tipo de actuación se ha de llevar a cabo en las subestaciones de Villaverde, Paracuellos y El Charquillo. Por su ubicación, estas nuevas subestaciones deberán ser de tecnología blindada (GIS).
  - Conexión provisional de la futura subestación Palafox 220 kV: se programa la conexión provisional de la futura subestación de Palafox 220 kV con las subestaciones de Mazarredo 220 kV y Vicálvaro 220 kV, como una solución transitoria hasta el año 2008, debido al retraso que existe en la puesta en servicio de las futuras subestaciones la Estrella 220 kV y Melancólicos 220 kV, que constituyen la alimentación definitiva de la futura subestación Palafox 220 kV.

#### *Actuaciones excepcionales*

- Andalucía
  - Mallado de la red de transporte entre las subestaciones de 220 kV de Centenario y Quintos: se programa una nueva subestación Nueva Centenario 220 kV, se eliminan las actuaciones programadas para el nuevo



cable Guadaira-Virgen del Rocío 220 kV, la nueva línea Santiponce-Virgen del Rocío 220 kV y la baja de la línea Centenario-Santiponce 220 kV, programando como actuación alternativa el nuevo cable Centenario-Virgen del Rocío 220 kV.

- Alimentación Zona Úbeda: se programa la nueva actuación Andújar-Úbeda 220 kV.
- Repotenciación Colón-Torrearenillas 220kV: debido a sobrecargas detectadas en la operación en tiempo real.
- Subestación Cristóbal Colón 220 kV: la ampliación planificada de la subestación Cristóbal Colón 220 kV resulta inviable. Por lo tanto, se programa una nueva subestación Cristóbal Colón 220 kV blindada (tipo GIS) que recoja las ampliaciones y las adecuaciones necesarias.
- Nuevo transformador Don Rodrigo 400/220 kV: desde el punto de vista del correcto funcionamiento de la red de transporte resulta necesario la instalación de la tercera unidad de transformación 400/220 kV en Don Rodrigo.

- Cantabria

- Alimentación a Cantabria Oriental: resultando inviable la instalación programada en doble circuito Treto-Udalla 220 kV, se cambia la alimentación a Treto desde Udalla por una nueva subestación Solórzano 220 kV, alimentada desde el nivel de 400 kV mediante una entrada/salida en el circuito previsto Penagos-Abanto 400 kV. Por lo tanto, se programa también la actuación doble circuito Treto-Solórzano 220 kV.

- Castilla y León

- Retraso del Proyecto SUMA (Suministro a Madrid): debido al retraso del doble circuito planificado de 400 kV Tordesillas-Segovia-Moraleja /Tordesillas-Cereal, columna vertebral del proyecto SUMA, se plantea como actuación excepcional y urgente para la alimentación al Tren de Alta Velocidad (TAV) en Segovia una entrada/salida en la línea de 220 kV Tordesillas-Otero. Se programa también la conexión Segovia-Galapagar 400 kV, con el fin de reforzar la red de transporte de alimentación a Madrid al menos hasta Galapagar. Por otra parte, aunque inicialmente estaba previsto el desmantelamiento de la subestación Otero 220 kV, se plantea mantenerla con una nueva inyección desde el 400 kV

mediante una nueva subestación Otero 400 kV con entrada/salida en el futuro eje Tordesillas-Cereal 400 kV, y la instalación de un nuevo transformador 400/220 kV.

- Castilla-La Mancha

- Nuevo transformador Olmedilla 400/220 kV
- Repotenciación Aceca-Valdemoro 220 KV: debido a sobrecargas detectadas en la operación en tiempo real.

- Cataluña

- Alternativa a la conexión de Riudarenes 400 kV: al resultar inviable físicamente la conexión de la futura subestación Riudarenes 400 kV mediante el doble circuito Bescanó-Riudarenes 400 kV planificado, se reemplaza esta actuación por la entrada/salida de Riudarenes 400 kV en la futura línea Vic-Bescanó 400 kV.
- Actuaciones urgentes en Gerona: debido al retraso de la red planificada en Gerona se ha programado la repotenciación del doble circuito Vic-Juiá 220 kV y una nueva compensación mediante un condensador de 100 MVAR en Juiá 220 kV, como alternativa al segundo banco de condensadores de los dos ya planificados en la futura subestación Bescanó 220 kV y que se encontraba recogido en el documento de Revisión de la planificación 2005-2011.
- Alternativa a la nueva subestación Juiá 400 kV: al resultar inviable físicamente la conexión de la futura subestación Juiá 400 kV mediante la entrada/salida planificada, se incluye como alternativa a esta actuación una nueva subestación Ramis 400/220 kV. Tanto la transformación Ramis 400/220 kV, como la conexión de esta subestación en 400 kV sustituyen la actuación ya planificada en la subestación Juiá 400 kV. La conexión a la red de 220 kV de la nueva subestación Ramis 220 kV se realizará mediante doble entrada/salida en el doble circuito Vic-Juiá 220 kV.
- Apoyo del enlace Lérida-Barcelona: se programa una nueva subestación La Espluga 220 kV con transformación 400/220 kV, con su correspondiente entrada y salida, y conectada al eje de 220 kV entre Lérida y Barcelona (en el tramo entre las subestaciones de Juneda y Montblanc 220 kV), que permitirá, por una parte facilitar la ejecución del enlace

ya planificado entre Lérida y Barcelona, y por otra reducir las sobrecargas observadas en la red de transporte de la zona en escenarios de reducida generación en Tarragona.

- Galicia

- Subestación Tomeza 220 kV: la ampliación planificada de la subestación Lourizán 220 kV resulta inviable por razones de falta de espacio. Se programa en su lugar una nueva subestación Tomeza 220 kV blindada (tipo GIS) que recoja las ampliaciones previstas.

- Madrid

- Nuevo segundo circuito Canillejas-Simancas 220 kV: para asegurar el correcto funcionamiento de la red de transporte es necesario programar un nuevo segundo cable Canillejas-Simancas 220 kV.

- Comunidad Valenciana

- Nueva red de transporte en la zona de Alicante: a fin de poder satisfacer los importantes incrementos de suministro previstos en la zona de Alicante resulta necesaria una nueva subestación Saladas 400 kV y una nueva línea Saladas-S.Vicente 220 kV (como parte del eje planificado S.Vicente-S.Miguel 220 kV). Por otra parte, debido a los elevados flujos de potencia observados en el eje costero de 220 kV resulta necesario el desmallado de la futura subestación San Miguel 220 kV que se realizará mediante 2 subestaciones de 220 kV con doble acoplamiento entre ellas.
- Nueva red de transporte en Costa Blanca (sur de Valencia y norte de Alicante): debido tanto al elevado incremento de la demanda en esta zona se ha concluido la necesidad de mallar en 220 kV la red existente y planificada tanto por el norte como por el sur. Por el norte se deben mallar las subestaciones de Catadau y Alcira mediante red que llegue hasta El Vergel, e instalar una nueva unidad de transformación Catadau 400/220 kV. Por el sur debe realizarse una tercera conexión entre las subestaciones de 220 kV Jijona y Montebeillo.

- Islas Baleares

- Alimentación Palma de Mallorca: se programa una nueva entrada/salida sobre el circuito 2 de la línea Son Reus-Valldurgent 220 kV, que aprovecha la traza de la actual Rafal-Valldurgent 66 kV 1 y 2, una nueva subestación

Rafal con nuevos parques de 220 y 66 kV y dos transformadores 220/66 kV de 120 MVA.

- Red de transporte en Menorca: se considera necesario modificar el conductor en la repotenciación de las líneas Mahón-Dragonera 132 kV así como la sustitución de los transformadores de intensidad que limitan la capacidad de transporte de las líneas Ciudadela-Mercadal 132 kV, Ciudadela-Dragonera 132 kV y Dragonera-Mercadal 132 kV.

### Sector gasista:

#### *Infraestructuras planificadas que sufren actualizaciones*

- Gasoductos de transporte

- Gasoducto Almería-Lorca: Una vez definido el trazado de este gasoducto, se observa que la longitud real se incrementa en 6 km sobre lo planificado, es decir, esta infraestructura pasa a tener una longitud de 126 km frente a los 120 inicialmente previstos.
- Gasoducto Yela-Villar de Arnedo: Una vez definido el trazado de este gasoducto, se observa que la longitud real se incrementa en 21 km sobre lo planificado, es decir, esta infraestructura pasa a tener una longitud de 251 km frente a los 230 inicialmente previstos.
- Actual gasoducto a Besós: se considera necesario el incremento de la presión de operación del actual gasoducto a Besós, más conocido como Sea-Line, de salida de la planta de Barcelona de 45 a 50,7 bar.

- Estaciones de compresión

- Estación de Compresión de Denia: se ha determinado como potencia requerida 14.700 kW, lo que representa una reducción de 3.300 kW con respecto a la potencia inicialmente incluida en el documento de Planificación (18.000 kW). No se modifica sin embargo la configuración de esta estación de compresión que continúa siendo de tipo (2+1).

- Plantas de regasificación

- Planta de Barcelona: se considera necesario el incremento de la capacidad de atraque de la planta de Barcelona desde el máximo actual de 140.000 m<sup>3</sup> de gas natural licuado hasta 250.000 m<sup>3</sup> de gas natural licuado.

Dicho incremento se realizará a lo largo del próximo año 2007.

- Planta de Cartagena: se considera necesario el incremento de la capacidad de atraque de la planta de Cartagena desde el máximo actual de 140.000 m<sup>3</sup> de gas natural licuado hasta 250.000 m<sup>3</sup> de gas natural licuado. Dicho incremento se realizará a lo largo del próximo año 2007. Adicionalmente, es necesaria la ampliación del Sistema de «Boil-off» para adaptarlo, tras los incrementos de capacidad de la misma, a la mayor capacidad de regasificación de la planta. Dicha ampliación del sistema de «Boil-off» está prevista que entre en operación a lo largo del año 2008.
- Planta de Huelva: se considera necesario el incremento de la capacidad de atraque de la planta de Huelva desde el máximo actual de 140.000 m<sup>3</sup> de gas natural licuado hasta 250.000 m<sup>3</sup> de gas natural licuado. Dicho incremento se realizará a lo largo del próximo año 2008. Adicionalmente, es necesaria la ampliación del sistema de «Boil-off» de la planta de Huelva para adaptarlo, tras los

incrementos de capacidad de la misma, a su mayor capacidad de regasificación. Dicha ampliación del sistema de «Boil-off» está prevista que entre en operación a lo largo del año 2007.

#### *Actuaciones excepcionales*

- Gasoductos de transporte
  - Duplicación Paterna-Tivisa: una vez analizado el trazado del nuevo gasoducto correspondiente con la duplicación del actual gasoducto Paterna-Tivisa, se observa que en determinados tramos el nuevo gasoducto se separa en varios kilómetros del gasoducto actual. Por ello, es necesaria la construcción de una conexión entre el actual gasoducto y su futura duplicación. Este gasoducto, de aproximadamente 4 km de longitud, 32» de diámetro y presión máxima de diseño 80 bar, conectaría la futura duplicación del gasoducto Paterna-Tivisa con el punto de conexión de la salida de la planta de Sagunto en la posición 15.11 del gasoducto ya existente.

# **ANEXO ESTADÍSTICO**



CUADRO A 1.-Evolución del consumo de energía final en España (1973-2006)(ktep)

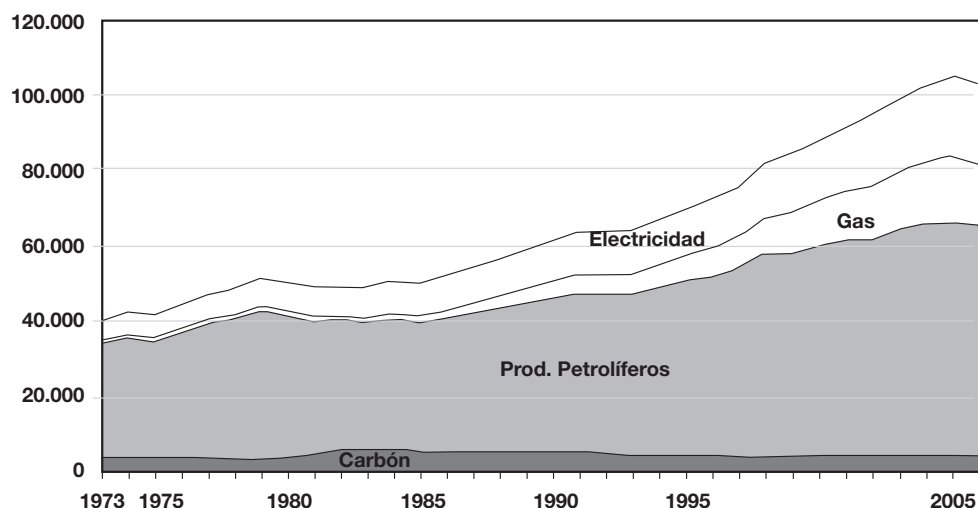
AÑO	Carbón		P.Petrolíferos		Gas		Electricidad		TOTAL	
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)
1973	4.029	10,0	30.333	75,4	763	1,9	5.124	12,7	40.249	100,0
1974	4.326	10,2	31.576	74,6	820	1,9	5.597	13,2	42.319	100,0
1975	3.955	9,5	30.993	74,4	901	2,2	5.784	13,9	41.633	100,0
1976	3.510	7,9	33.335	75,5	1.034	2,3	6.292	14,2	44.171	100,0
1977	3.522	7,5	35.916	76,2	1.136	2,4	6.557	13,9	47.131	100,0
1978	3.161	6,5	37.127	76,6	1.220	2,5	6.933	14,3	48.441	100,0
1979	3.196	6,3	39.240	76,8	1.252	2,5	7.402	14,5	51.090	100,0
1980	3.504	7,0	37.737	75,2	1.220	2,4	7.748	15,4	50.209	100,0
1981	4.550	9,3	35.252	72,2	1.184	2,4	7.806	16,0	48.792	100,0
1982	5.545	11,3	34.477	70,3	1.178	2,4	7.865	16,0	49.065	100,0
1983	5.315	10,9	33.882	69,8	1.110	2,3	8.245	17,0	48.552	100,0
1984	5.443	10,8	34.581	68,9	1.549	3,1	8.622	17,2	50.195	100,0
1985	5.030	10,1	34.110	68,5	1.768	3,6	8.858	17,8	49.766	100,0
1986	4.783	9,4	35.221	69,0	2.004	3,9	9.046	17,7	51.054	100,0
1987	4.212	7,9	37.017	69,7	2.463	4,6	9.427	17,7	53.119	100,0
1988	4.237	7,6	38.328	68,9	3.153	5,7	9.876	17,8	55.594	100,0
1989	4.353	7,4	39.587	67,7	4.116	7,0	10.410	17,8	58.466	100,0
1990	4.271	7,0	40.893	67,4	4.531	7,5	10.974	18,1	60.669	100,0
1991	4.135	6,6	42.240	67,3	4.999	8,0	11.372	18,1	62.746	100,0
1992	3.511	5,6	42.481	67,8	5.154	8,2	11.488	18,3	62.634	100,0
1993	3.131	5,0	42.998	68,4	5.130	8,2	11.569	18,4	62.828	100,0
1994	2.977	4,5	44.826	68,5	5.647	8,6	11.999	18,3	65.449	100,0
1995	2.702	3,9	46.952	68,4	6.550	9,5	12.462	18,1	68.666	100,0
1996	2.464	3,5	48.107	68,0	7.325	10,4	12.827	18,1	70.723	100,0
1997	2.334	3,2	50.108	67,8	8.162	11,0	13.331	18,0	73.935	100,0
1998	2.554	3,2	53.682	66,9	9.688	12,1	14.290	17,8	80.214	100,0
1999	2.573	3,1	53.766	65,1	10.934	13,2	15.364	18,6	82.638	100,0
2000	2.546	2,9	55.628	64,1	12.292	14,2	16.306	18,8	86.772	100,0
2001	2.544	2,8	57.255	63,4	13.208	14,6	17.292	19,1	90.298	100,0
2002	2.486	2,7	57.642	62,6	14.224	15,4	17.791	19,3	92.143	100,0
2003	2.436	2,5	60.082	61,8	15.601	16,1	19.038	19,6	97.157	100,0
2004	2.405	2,4	61.689	61,2	16.720	16,6	19.914	19,8	100.728	100,0
2005	2.424	2,3	61.780	59,9	18.119	17,6	20.867	20,2	103.189	100,0
2006	2.267	2,2	60.973	60,0	16.888	16,6	21.477	21,1	101.605	100,0

No incluye energías renovables.

Metodología : A.I.E.

Fuente : SGE. (Secretaría General de la Energía.)

GRÁFICO A.1.-Evolución del consumo de energía final (Unidad: ktep)



CUADRO A 2.-Evolución del consumo de energía primaria en España.(1973-2006)(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	2.355	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	2.549	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	22.727	16,0	71.786	50,5	29.120	20,5	3.517	2,5	14.995	10,6	-116	-0,1	142.030	100,0
2006	19.991	14,2	70.864	50,4	30.298	21,5	4.193	3,0	15.669	11,1	-282	-0,2	140.733	100,0

No incluye el consumo final de energías renovables.

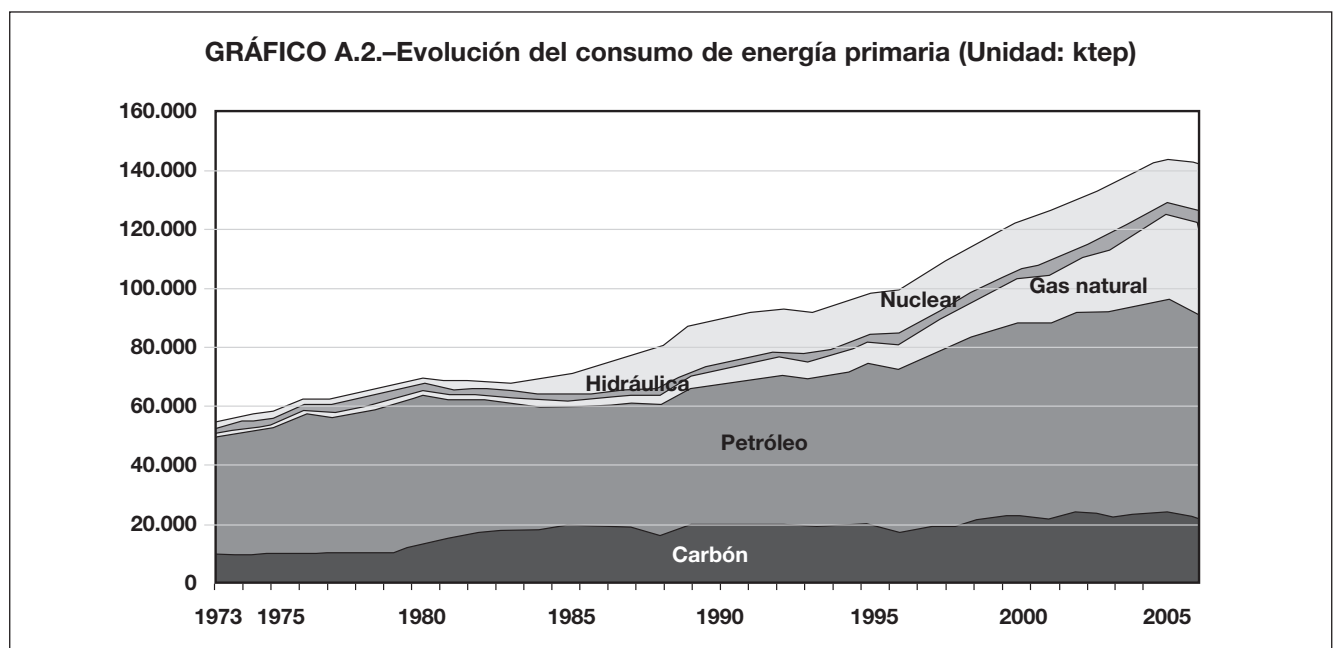
(1): Incluye R.S.U. y otros combustibles sólidos consumidos en generación eléctrica.

(2): Incluye energía eólica y solar fotovoltaica.

(3): Saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica.(Importación - Exportación)

Metodología : A,I,E,

Fuente : SGE



**CUADRO A.3.-Evolución del consumo de energía final por sectores (1980-2006) (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	2006
<b>INDUSTRIA</b>	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	36.507	34.364
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	2.243
P.Petrolíferos	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	11.627	12.123	12.794	12.720	13.166	13.804	12.695	13.350	12.940	12.867	12.840	12.169	11.327	10.071
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	13.752	12.863
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	9.187
<b>TRANSPORTE</b>	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	38.699	39.811
Carbón	11	12	8	8	2	2	9	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P.Petrolíferos	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	38.238	39.350
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	0
Electricidad	146	148	152	162	174	188	195	203	203	203	217	238	250	261	253	266	275	295	305	324	339	362	392	412	441	451	461
<b>USOS DIVERSOS</b>	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	15.661	16.680	16.803	19.488	20.488	21.671	23.157	24.169	25.324	26.882	27.983	27.429
Carbón	302	408	443	479	568	603	650	459	470	468	378	339	263	151	130	121	158	154	140	106	80	65	55	59	46	29	25
P.Petrolíferos	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	12.215	11.551
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	4.024
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	11.372	11.829
<b>TOTAL</b>	50.208	48.792	49.065	48.552	50.196	49.766	51.054	53.119	55.593	58.466	60.669	62.746	62.634	62.828	65.449	68.666	70.723	73.935	80.214	82.638	86.772	90.298	92.143	97.157	100.728	103.189	101.605
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	2.267
P.Petrolíferos	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	61.780	60.973
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	18.119	16.888
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	20.867	21.477
<b>ESTRUCTURA (%)</b>																											
<b>INDUSTRIA</b>	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	35,38	33,82
<b>TRANSPORTE</b>	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	37,50	39,18
<b>USOS DIVERSOS</b>	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	27,12	27,00

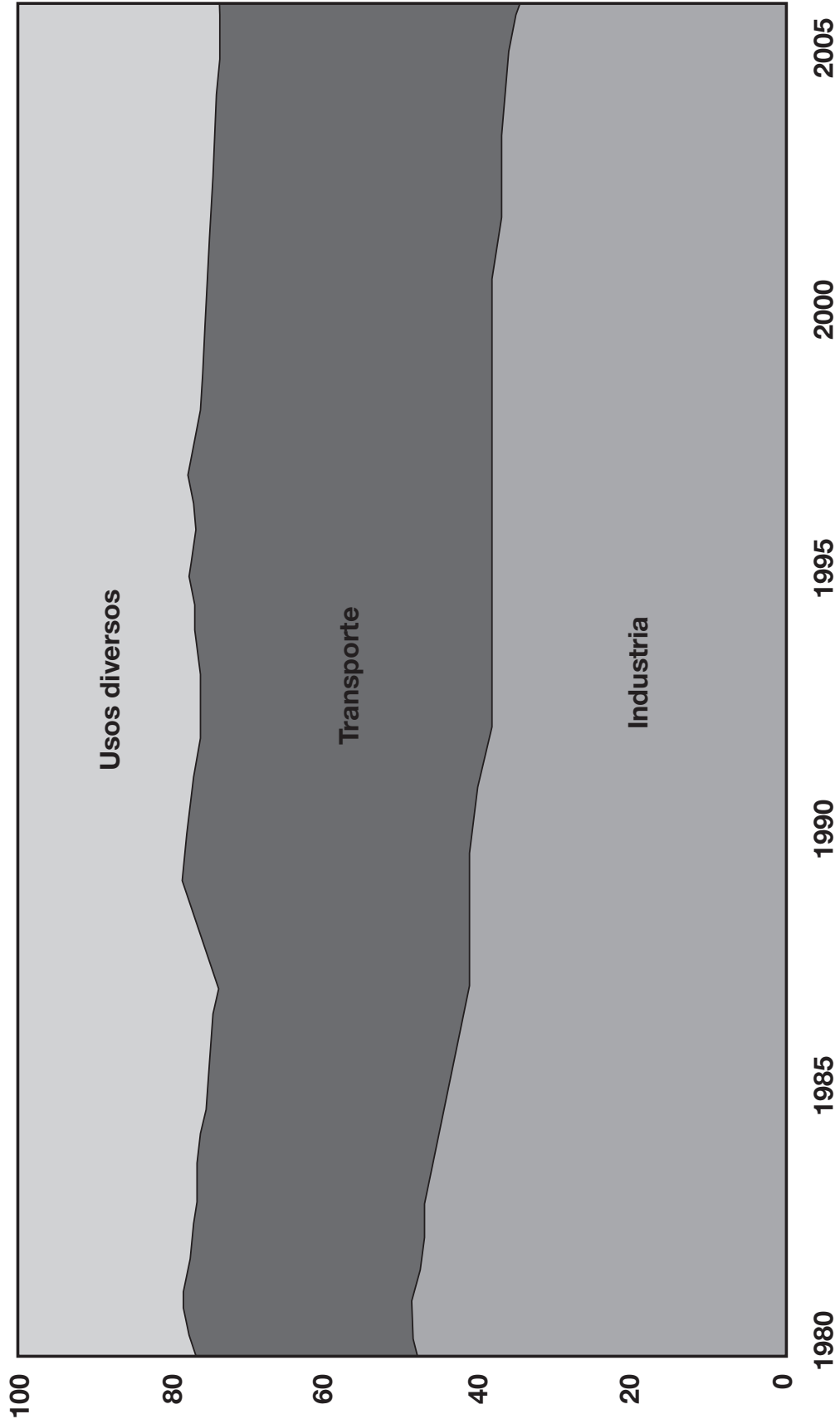
Metodología AIE.

Nota: No incluye energías renovables.

Fuente: SGE.



GRÁFICO A.3.-Sectorización del consumo de energía final (Unidad: %)



**CUADRO A.4.-Evolución del consumo de energía final por unidad de PIB (1980-2006) (tep/Millón de Euros ctes. de 2000)**

	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	2006
PIB	353,20	352,70	357,20	363,60	370,20	379,00	391,70	414,80	437,00	459,20	477,20	489,70	494,30	489,30	501,20	515,40	527,90	548,30	572,80	600,00	630,30	653,30	670,90	691,40	713,80	739,00	767,40
Carbón/PIB	9,92	12,90	15,52	14,62	14,70	13,27	12,21	10,16	9,70	9,48	8,95	8,44	7,10	6,40	5,94	5,24	4,67	4,26	4,46	4,29	4,04	3,89	3,71	3,52	3,37	3,28	2,95
P.Petrolíferos/PIB	106,84	99,95	96,52	93,18	93,41	90,00	89,92	89,24	87,71	86,21	85,69	86,26	85,94	87,88	89,44	91,10	91,13	91,39	93,72	89,61	88,26	87,64	85,92	86,90	86,42	83,60	79,45
Gas/PIB	3,45	3,36	3,30	3,05	4,18	4,66	5,12	5,94	7,22	8,96	9,49	10,21	10,43	10,49	11,27	12,71	13,87	14,89	16,91	18,22	19,50	20,22	21,20	22,56	23,42	24,52	22,01
Electricidad/PIB	21,94	22,13	22,02	22,68	23,29	23,37	23,09	22,73	22,60	22,67	23,00	23,22	23,24	23,64	23,94	24,18	24,30	24,31	24,95	25,61	25,87	26,47	26,52	27,54	27,90	28,24	27,99
ENERGÍA FINAL/PIB	142,15	138,34	137,36	133,53	135,59	131,31	130,34	128,06	127,22	127,32	127,14	128,13	126,71	128,40	130,58	133,23	133,97	134,84	140,04	137,43	137,67	138,22	137,364	140,52	141,12	139,63	132,40
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	97,32	96,63	93,94	95,38	92,37	91,69	90,09	89,49	89,57	89,44	90,14	89,14	90,33	91,86	93,72	94,24	94,86	98,51	96,89	96,85	97,23	96,62	98,85	99,27	98,23	93,14

Metodología: AIE.

PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.

Fuente: SGE.

**CUADRO A.5.-Evolución del consumo de energía final por habitante (1980-2006) (tep/habitante)**

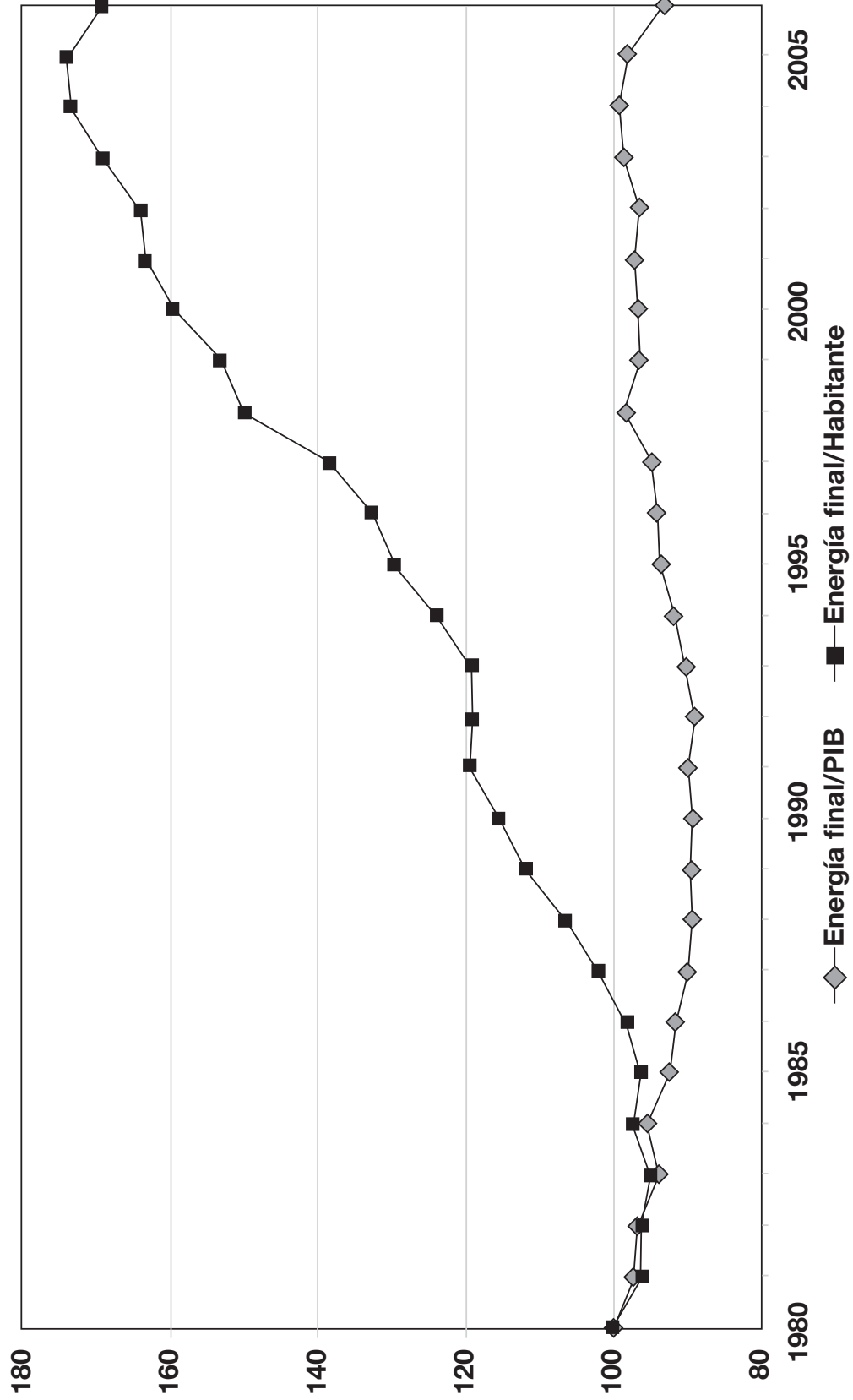
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
POBLACIÓN	37,39	37,75	37,96	38,18	38,34	38,50	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,99	39,11	39,22	39,31	39,38	39,67	39,75	39,85	40,20	40,50	41,12	41,84	42,72	43,20	44,11	44,71
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	0,05
P.Petrolíferos/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	1,36
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	0,38
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	0,48
ENERGÍA 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	2,27
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	96,25	96,25	94,70	97,50	69,26	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	174,22	169,24

Metodología: AIE.

POBLACIÓN en millones de habitantes.

Fuente: SGE.

GRÁFICO A.4.-Intensidad energética final (Índice 1980 = 100)



**CUADRO A.6.-Evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB (1980-2006) (tep/Millón de Euros ctes. de 2000)**

	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	2006
PIB	353,20	352,70	357,20	363,60	370,20	379,00	391,70	414,80	437,00	459,20	477,20	489,70	494,30	489,30	501,20	515,40	527,90	548,30	572,80	600,00	630,30	653,30	670,90	691,40	713,80	739,00	767,40
Carbón/PIB	37,76	43,03	48,30	48,50	48,78	50,45	47,73	43,40	34,89	41,75	39,76	38,78	39,00	37,64	35,95	36,32	29,95	32,85	31,95	34,96	35,12	30,93	33,75	30,58	31,11	30,75	26,05
Petróleo/PIB	141,79	131,67	124,29	117,01	110,50	104,32	103,84	102,51	101,33	100,23	100,01	100,81	102,09	101,59	103,54	105,96	105,01	104,68	107,66	105,07	102,59	102,13	100,83	100,25	99,54	97,14	92,34
Gas natural/PIB	4,44	5,00	5,29	6,06	5,07	5,79	5,96	6,38	7,87	9,81	10,48	11,25	11,84	11,91	12,93	14,56	15,91	20,17	20,63	22,56	24,15	25,11	27,96	30,74	34,56	39,41	39,48
Nuclear/PIB	3,83	7,07	6,40	7,64	16,25	19,28	24,92	25,93	30,09	31,85	29,63	29,58	29,41	29,86	28,76	28,03	27,81	26,28	26,84	25,56	25,72	25,41	24,48	23,32	23,22	20,29	20,42
Hidráulica/PIB	7,20	5,37	6,34	6,42	7,34	7,13	5,83	5,68	6,95	3,57	4,62	4,80	3,49	4,40	4,84	3,88	6,67	5,68	5,62	4,14	4,67	6,32	4,20	6,62	5,77	4,76	5,46
Saldo internac/PIB	-0,34	-0,35	-0,73	-0,02	0,54	-0,24	-0,28	-0,32	-0,26	-0,34	-0,08	-0,12	0,11	0,22	0,32	0,75	0,17	-0,48	0,51	0,82	0,61	0,46	0,68	0,16	-0,36	-0,16	-0,37

**ENERGÍA PRIMARIA/PIB.**

ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	98,53	97,55	95,36	96,83	95,93	96,59	94,32	92,92	96,00	94,76	95,10	95,52	95,37	95,73	97,36	95,31	97,19	99,26	99,21	99,08	97,79	98,59	98,47	99,59	98,74	94,22
-----------------------	--------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Metodología AIE.

PIB en miles de millones de Euros ctes. de 2000.

Fuente: SGE.

**CUADRO A.7.-Evolución del consumo de energía primaria por habitante (1980-2006) (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	2006
POBLACIÓN	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	44,71
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	0,45
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	1,59
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	0,68
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	0,35
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	0,09
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	-0,01

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	3,15
-----------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

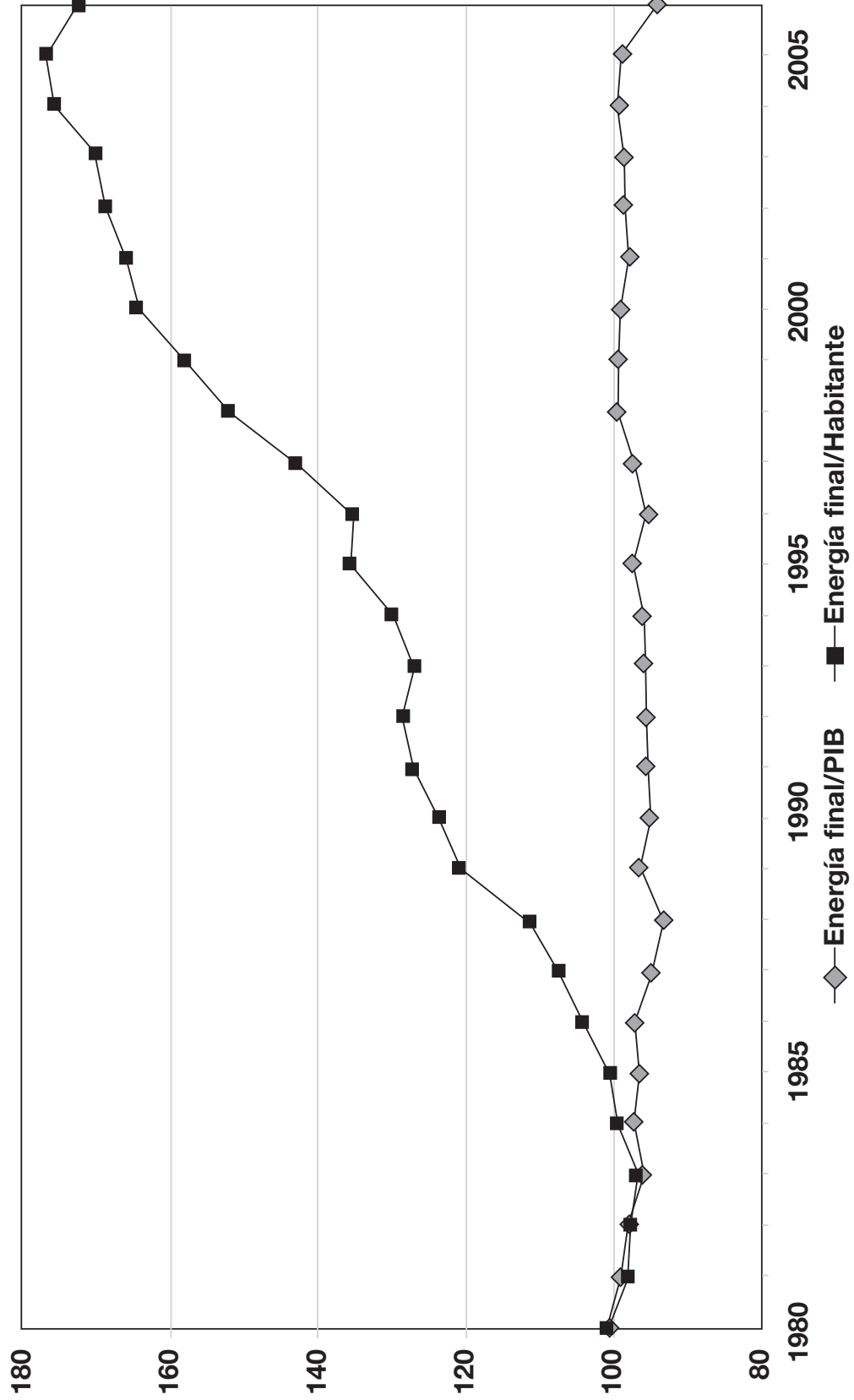
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	97,45	97,18	96,13	98,97	99,97	103,57	106,96	110,76	120,00	122,87	126,42	127,79	125,95	129,22	134,88	134,27	141,92	151,04	156,74	163,24	164,49	167,35	168,72	174,20	175,12	171,20
-----------------------	--------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Metodología AIE.

POBLACIÓN en millones de habitantes.

Fuente: SGE.

GRÁFICO A.5.-Intensidad energética primaria (índice 1980 = 100)



**CUADRO A.8.–Evolución de la producción nacional de carbón (1980–2006) (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	2006
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	8.354
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	3.223
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	6.822
<b>TOTAL</b>	<b>28.687</b>	<b>35.676</b>	<b>39.305</b>	<b>39.953</b>	<b>39.592</b>	<b>39.663</b>	<b>38.323</b>	<b>34.634</b>	<b>31.909</b>	<b>36.577</b>	<b>35.952</b>	<b>33.520</b>	<b>33.299</b>	<b>31.566</b>	<b>29.491</b>	<b>28.465</b>	<b>27.370</b>	<b>26.466</b>	<b>26.075</b>	<b>24.258</b>	<b>23.486</b>	<b>22.685</b>	<b>22.035</b>	<b>20.548</b>	<b>20.496</b>	<b>19.354</b>	<b>18.399</b>

Metodología AIE.

Fuente: SGE.

**CUADRO A.9.–Evolución de la producción nacional de carbón (1980–2006) (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	2006
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	3.940
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	1.007
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	1.296
<b>TOTAL</b>	<b>10.281</b>	<b>12.057</b>	<b>12.948</b>	<b>13.154</b>	<b>13.027</b>	<b>12.916</b>	<b>13.233</b>	<b>11.493</b>	<b>10.888</b>	<b>11.649</b>	<b>11.383</b>	<b>10.436</b>	<b>10.602</b>	<b>10.431</b>	<b>9.868</b>	<b>9.734</b>	<b>9.614</b>	<b>9.632</b>	<b>9.238</b>	<b>8.586</b>	<b>8.341</b>	<b>7.863</b>	<b>7.685</b>	<b>7.144</b>	<b>6.922</b>	<b>6.626</b>	<b>6.243</b>

Metodología AIE.

Fuente: SGE.

GRÁFICO A.6.-Producción nacional de carbón (Unidad: Miles de toneladas)

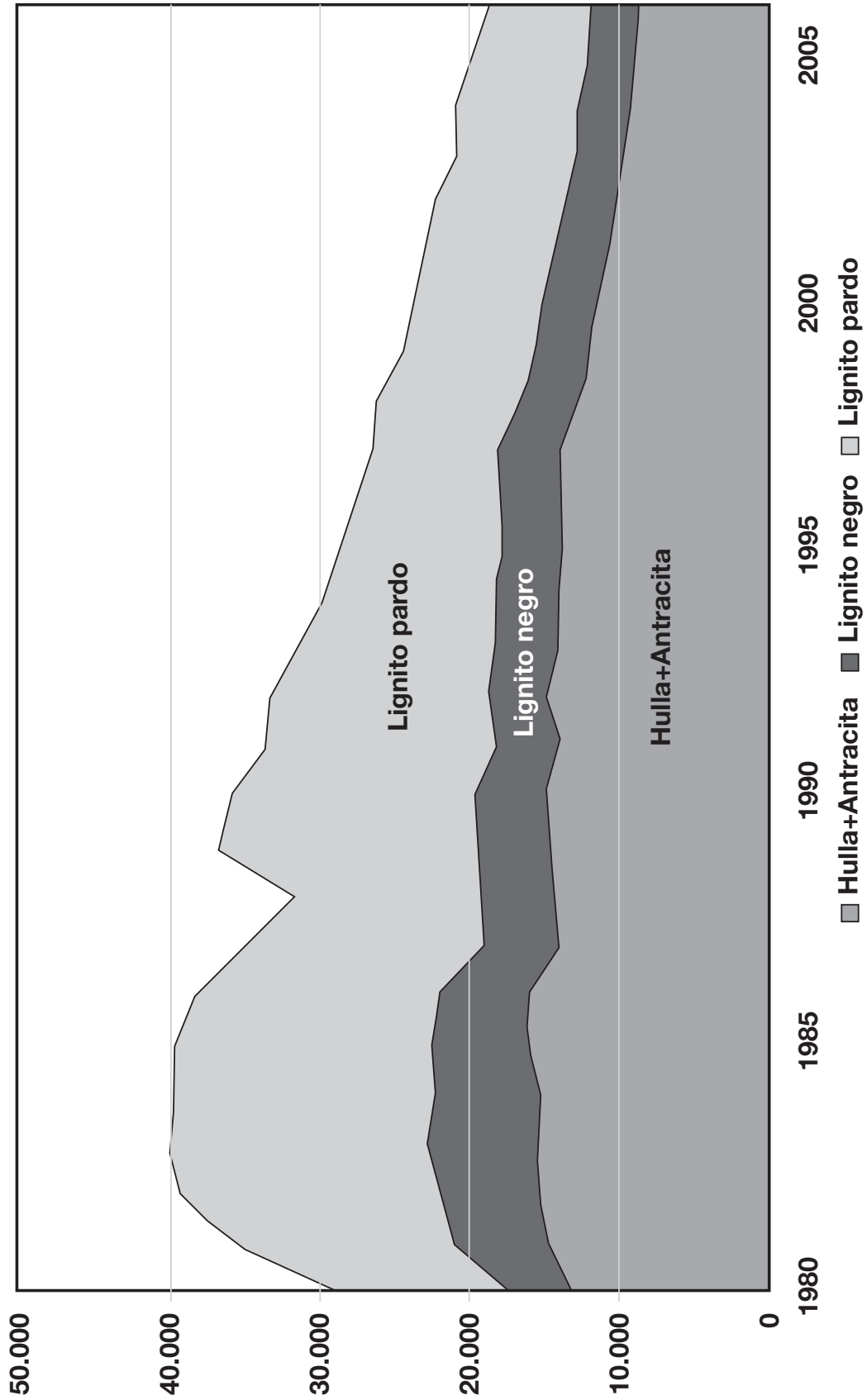
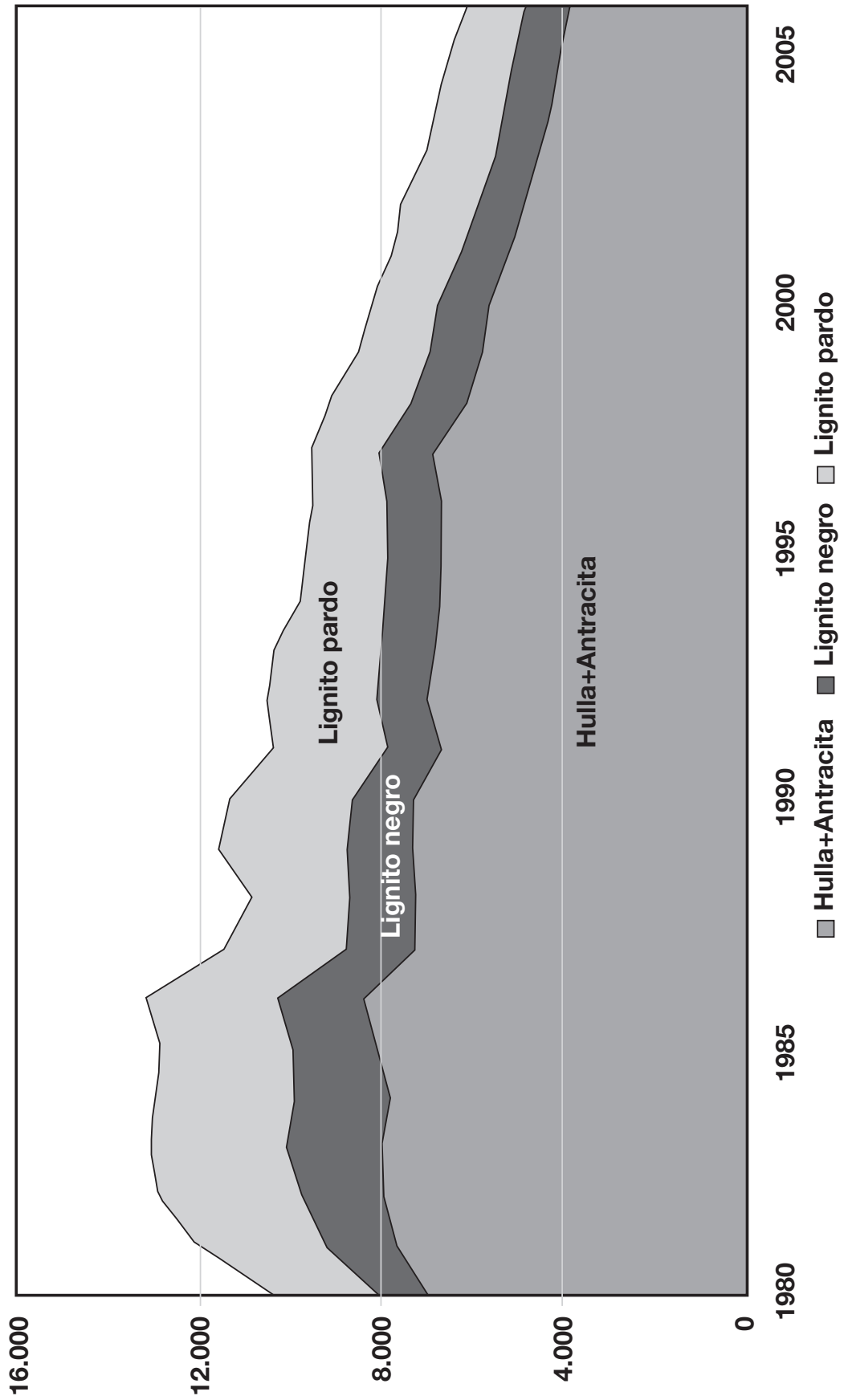


GRÁFICO A.7.-Producción nacional de carbón (Unidad: ktep)





CUADRO A.10.-Evolución de la producción nacional de energía (1980-2006) (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	2006
Carbón (1)	10.281	12.057	12.948	13.154	13.027	12.916	13.233	11.493	10.888	11.836	11.527	10.581	10.763	10.593	10.017	9.936	9.877	10.022	9.649	9.043	8.844	8.539	8.433	8.113	8.206	8.170	7.754
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	652	519	371	532	300	224	338	316	322	255	166	140
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	55
Nuclear	1.351	2.494	2.285	2.778	6.016	7.308	9.761	10.755	13.151	14.625	14.188	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	15.669
Hidráulica (2)	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	3.517	4.193
TOTAL	15.801	17.711	19.074	21.307	24.210	25.399	27.504	26.901	29.390	30.612	29.892	29.728	29.219	28.845	28.417	27.575	29.010	28.075	28.875	27.287	28.370	30.080	28.459	29.336	29.466	26.992	27.810

Metodología AIE.

(1) Incluye R.S.U. y otros combustibles sólidos utilizados en generación eléctrica.

(2) Incluye eólica y solar fotovoltaica.

Fuente: SGE.

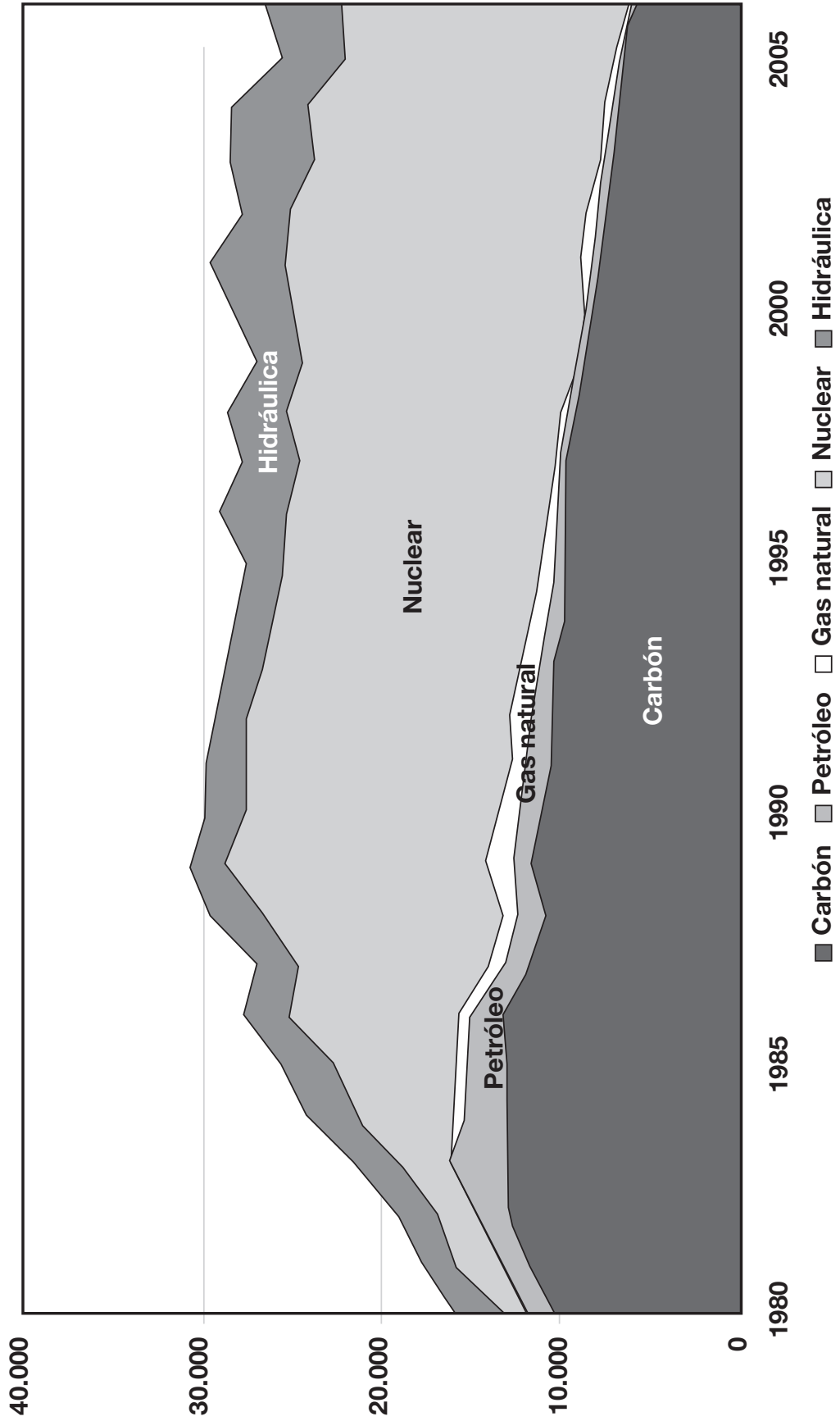
CUADRO A.11.-Evolución del grado de autoabastecimiento (1980-2006) (%)

	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	2006
Carbón	77,1	79,4	75,0	74,6	72,1	67,5	70,8	63,8	71,4	61,7	60,7	55,7	55,8	57,5	55,6	53,1	62,5	55,6	52,7	43,1	40,0	42,3	37,2	38,4	37,0	35,9	38,8
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	0,4	0,4	0,2	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	0,2
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	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	100,0
TOTAL	23,0	26,2	28,1	31,6	34,7	35,9	37,3	35,3	37,2	35,7	34,0	32,8	31,8	31,8	30,4	28,2	29,6	27,1	26,1	23,6	23,3	24,2	22,1	22,1	21,3	19,0	19,8

Metodología AIE.

Fuente: SGE.

GRÁFICO A.8.-Producción nacional de energía (Unidad: ktep)





# METODOLOGÍA

## METODOLOGIA

La AIE expresa sus balances de energía en una unidad común que es la tonelada equivalente de petróleo (tep). Una tep se define como  $10^7$  Kcal. La conversión de unidades habituales a tep se hace en base a los poderes caloríficos inferiores de cada uno de los combustibles considerados.

**Carbón:** Comprende los distintos tipos de carbón, (hulla, antracita, lignito negro y lignito pardo), así como productos derivados (aglomerados, coque, etc). En el consumo final de carbón se incluye el consumo final de gas de horno alto y de gas de coquería. El consumo primario de carbón recoge, además del consumo final, los consumos en el sector transformador (generación eléctrica, coquerías, resto de sectores energéticos) y las pérdidas. El paso a tep se hace utilizando los poderes caloríficos inferiores reales, según la tabla adjunta.

**Petróleo:** Comprende:

- Petróleo crudo, productos intermedios y condensados de gas natural.
- Productos petrolíferos incluidos los gases licuados del petróleo (GLP) y gas de refinería.

El consumo final, en el sector transporte, comprende todo el suministro a aviación, incluyendo a compañías extranjeras. En cambio los combustibles de barcos (bunkers) tanto nacionales como extranjeros, para transporte internacional, se asimilan a una exportación, no incluyéndose en el consumo nacional.

**Gas:** En consumo final incluye el gas natural y gas manufacturado procedente de cualquier fuente. En consumo primario incluye únicamente gas natural, consumido directamente o manufacturado.

**Energía hidráulica:** Recoge la producción bruta de energía hidroeléctrica primaria, es decir, sin contabilizar la energía eléctrica procedente de las centrales de bombeo. En la metodología empleada, su conversión a tep se hace en base a la energía contenida en la electricidad generada, es decir,  $1 \text{ Mwh} = 0,086 \text{ tep}$ .

**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  $1 \text{ Mwh} = 0,2606 \text{ tep}$ .

**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  $1 \text{ Mwh} = 0,086 \text{ tep}$ .

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
		- G.L.P.	1,130
Coquerías:			
- Hulla	0,6915	- Gasolinas	1,070
		- Keroseno aviación	1,065
		- Keroseno agrícola y corriente	1,045
Resto usos:			
- Hulla	0,6095	- Gasóleos	1,035
- Coque metalúrgico	0,7050	- Fuel-oil	0,960
		- Naftas	1,075
		- Coque de petróleo	0,740
		- Otros productos	0,960
		GAS NATURAL (Tep/GCal P.C.S.)	0,090
		ELECTRICIDAD (Tep/Mwh)	0,086
		HIDRAULICA (Tep/Mwh)	0,086
		NUCLEAR (Tep/Mwh)	0,2606

**PREFIJOS:** Mega (M): 10<sup>6</sup>      Giga (G): 10<sup>9</sup>      Tera (T): 10<sup>12</sup>

**UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN PARA ENERGÍA:**

	A:	Tj	Gcal	Mtep	Mtermias	GWh
De:	Multiplicar por:					
Tj	1	238.8	2.388 x 10 <sup>-5</sup>	0.2388	0.2778	
Gcal	4.1868 x 10 <sup>-3</sup>	1	10 <sup>-7</sup>	10 <sup>-3</sup>	1.163 x 10 <sup>-3</sup>	
Mtermias	4.1868	10 <sup>3</sup>	10 <sup>-4</sup>	1	1.163	
Mtep	4.1868 x 10 <sup>4</sup>	10 <sup>7</sup>	1	10 <sup>4</sup>	11630	
GWh	3.6	860	8.6 x 10 <sup>-5</sup>	0.86	1	

**UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN PARA VOLUMEN:**

	A: Galones(US)	Barriles	Pie cúbico	Litro	Metro cúbico
De:	Multiplicar por:				
Galones(US)	1	0.02381	0.1337	3.785	0.0038
Barriles	42.0	1	5.615	159.0	0.159
Pie cúbico	7.48	0.1781	1	28.3	0.0283
Litro	0.2642	0.0063	0.0353	1	0.001
Metro cúbico	264.2	6.289	35.3147	1000.0	1

Utilizado en gas: bcm = 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>

1 bcm aprox. equivalente a 10<sup>4</sup> 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.

