

LA ENERGÍA EN ESPAÑA

2008



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

**SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA**

LA ENERGÍA

EN ESPAÑA

2008



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA

Catálogo general de publicaciones oficiales
<http://www.060.es>



**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA

DIVISIÓN DE INFORMACIÓN,
DOCUMENTACIÓN Y PUBLICACIONES
CENTRO DE PUBLICACIONES

Paseo de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tels.: 91 349 51 29 / 49 68 / 40 00
Fax: 91 349 44 85
www.mityc.es

D.L.: M-25992-2009
NIPO: 701-09-030-4
I.S.B.N.: 978-84-96275-86-7

Diseño de cubierta: A.L.G.
Composición/Maquetación/Grafismos/Cartografía:
MyP Color
LGC/C. Gráfica

Papel:
Exterior: (70.100/350)
Estucado mate ecológico
(70.100/350)
Interior: Estucado mate ecológico
(65.90/115)

(Certificados EFC y FSC)
Impresión: SAFEKAT, S. L.
ECPMITYC: 1.ª Ed./180/1009
EUAEVF: 14,00 €+ IVA

INTRODUCCIÓN.....	5
ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO EN MATERIA DE ENERGÍA Y MINAS.....	9
1. SITUACION Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES	11
1.1. Tendencias de los mercados energéticos	13
1.2. Demanda, producción y comercio energético	20
1.3. Precios energéticos	27
2. DEMANDA DE ENERGIA EN ESPAÑA.....	31
2.1. Demanda de energía final.....	33
2.2. Demanda de energía primaria	37
2.3. Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento	38
3. SECTOR ELÉCTRICO	43
3.1. Demanda eléctrica	45
3.2. Oferta eléctrica.....	47
3.2.1. Explotación del sistema eléctrico nacional.....	47
3.2.2. Explotación del sistema eléctrico peninsular	51
3.2.3. Explotación del sistema eléctrico extrapeninsular.....	56
3.3. Estructura de tarifas.....	57
3.4. Regulación legal del sector	68
3.5. Evolución del mercado de producción de la electricidad.....	72
3.6. Evolución económica y financiera del sector eléctrico	76
4. SECTOR NUCLEAR	87
4.1. Generación eléctrica de origen nuclear	89
4.2. Primera parte del ciclo de combustible nuclear	89
4.3. Segunda parte del ciclo del combustible nuclear	90
4.4. Industria de fabricación de equipos.....	90
4.5. Evolución del equipamiento energético y desarrollo de infraestructuras	92
4.5.1. Parque nuclear.....	92
4.5.2. Instalación de almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de Sierra Albarrana (El Cabril)	94
4.5.3. Desmantelamiento de las instalaciones.....	94
4.6. I+D	94
4.7. Normativa aprobada y en elaboración	95
4.7.1. Normativa nacional aprobada.....	95
4.7.2. Normativa nacional en elaboración	96
4.7.3. Normativa comunitaria en elaboración	101
4.8. Aplicación de salvaguardias integradas a las instalaciones nucleares españolas	103
4.9. Actividades de organismos internacionales.....	105
4.9.1. Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE).....	106
4.9.2. Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE)	109

4.9.3. Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA-Naciones Unidas).....	110
4.9.4. Grupo de Suministradores Nucleares (GSN).....	111
4.9.5. Fondos nucleares gestionados por el BERD.....	112
5. SECTOR CARBÓN	115
5.1. Situación actual	117
5.1.1. Panorámica general del sector.....	117
5.1.2. Demanda interior	117
5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo	118
5.1.4. Comercio exterior.....	119
5.2. Estructura del sector	121
5.3. La política carbonera en el año 2008	121
6. SECTOR GAS	127
6.1. Demanda	129
6.2. Oferta	130
6.3. Régimen económico de gases y productos asimilados	130
6.4. Normativa	152
7. SECTOR PETRÓLEO	157
7.1. Demanda	159
7.2. Oferta	160
7.3. Precios de productos petrolíferos	166
8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	175
8.1. Eficiencia energética	177
8.2. Cogeneración	191
8.3. Energías renovables	195
8.4. Desarrollo normativo	208
9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	223
9.1. Ámbito internacional	225
9.2. Unión Europea	230
9.3. Ámbito nacional	233
10. INVESTIGACION Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGETICO	247
10.1. Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica (I+D+i) 2008-2011	249
10.2. Resultados de la acción estratégica de energía y cambio climático	260
10.3. Centro de investigaciones energéticas medioambientales y tecnológicas (CIEMAT)	261
11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	283
11.1. Redes eléctricas. Realizaciones en 2008	285
11.2. Redes gasistas. Realizaciones en 2008	294
11.3. Almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos	302
11.4. Planificación de las infraestructuras del transporte de energía	305
ANEXO ESTADÍSTICO	309

Este informe recoge la evolución del mercado energético en España durante 2008, 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 2008 bajó un 3,1% respecto al del año anterior. Esta evolución ha venido acompañada de la continuidad del aumento de los precios de las energías primarias en los mercados internacionales en el primer semestre y la fuerte caída en el segundo, en el contexto de la crisis económica internacional.

La demanda de energía final bajó un 2,3% en 2008, derivada de la menor actividad en algunos sectores, especialmente en el transporte, doméstico y terciario. En el conjunto del año se ha mantenido la demanda energética de la industria, aunque con desigual evolución en las dos mitades del año.

Como consecuencia de lo indicado, en 2008 ha mejorado significativamente la eficiencia energética, ha bajado un 4% la intensidad final y un 4,7% la intensidad primaria sobre el PIB. Esta tendencia de mejora se viene registrando desde el año 2004, con una mejora del 10,7% en intensidad final y del 11,7% en primaria desde dicho año. Esta evolución es similar a las de los países desarrollados y ha sido derivada de las políticas energéticas de apoyo a la eficiencia energética, al desarrollo de las energías renovables y a la generación con gas en ciclo combinado, de alto rendimiento relativo.

En este año, en los sectores eléctrico, gasista y del petróleo, ha continuado el desarrollo de las

nuevas redes de transporte en el caso de los dos primeros sectores y de almacenamientos en el caso de los dos últimos, asociados al aumento previsto de demanda y de la capacidad de generación fundamentalmente asociada a nuevos parques eólicos y las nuevas centrales de ciclo combinado de gas. La nueva Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 fue aprobada en junio de 2008. Esta nueva planificación establece los programas de construcción de nuevas instalaciones de las redes de transporte eléctrica y gasista, con el objetivo de garantizar a los consumidores un suministro eficiente y de calidad.

En el mes de julio de 2008 se suprimieron las tarifas generales de alta tensión, que fue otro paso en el proceso de desaparición de las tarifas, como parte de la liberalización del suministro, iniciada el 1 de enero de 1998 y de acuerdo con la Ley 17/2007, de 4 de julio, de modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que establecía el calendario de desaparición de las tarifas integrales, con el objeto de fomentar la contratación de energía en el mercado libre.

En lo que respecta a las tarifas de suministro para consumidores domésticos en baja tensión, se creó en 2008 la tarifa social, para consumidores con menos de 3 kW de potencia contratada en su residencia habitual, con término de potencia gratuito, y el mínimo de consumo gratuito (12,5 kWh al mes) para todos los consumidores domésticos.

Este proceso ha culminado en 2009, donde la actividad de suministro a tarifa ha dejado de formar parte de la actividad de distribución y el

suministro ha pasado a ser ejercido en su totalidad por comercializadores en libre competencia. Como consecuencia, se han creado las tarifas de último recurso, cuyos precios máximos están establecidos por la Administración para determinados consumidores que cumplan una serie de requisitos. Se crea también la Oficina de Cambios de Suministrador, cuya función será facilitar y supervisar los cambios de los consumidores de un suministrador a otro, para evitar todos los posibles obstáculos a la competencia.

En el sector del gas, de acuerdo a la Ley 12/2007, quedó suprimida la tarifa regulada a partir del 1 de enero de 2008 y se creó la tarifa de último recurso, que es aplicada por los comercializadores de último recurso designados como tales.

Por lo que respecta al sector de hidrocarburos líquidos, en 2008 se reguló el mecanismo de fomento de la utilización de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, de modo que se garantice el cumplimiento de los objetivos establecidos la ley, que expresan contenidos energéticos mínimos en relación al de gasolinas y gasóleos comercializados con fines de transporte.

En materia de eficiencia energética, en 2008 continuó la aplicación del segundo Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia Española de Eficiencia Energética (E4). No obstante, la conveniencia de reforzar las políticas de gestión de la demanda en la coyuntura económica del primer semestre del año, hicieron necesaria la aprobación del Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética 2008-2011, que supone una ambiciosa iniciativa

del Gobierno para desarrollar medidas que intensifiquen el ahorro y eficiencia energética, que se enmarcan dentro de tres ejes estratégicos: movilidad sostenible, edificación sostenible y sostenibilidad energética. Asimismo, las medidas se articulan entorno a cuatro líneas de actuación: una primera línea de ámbito transversal; una segunda de movilidad; una tercera de edificios; y una última de ahorro eléctrico.

A lo largo del año 2008 se han venido desarrollando las medidas contempladas en 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 indicativos, el 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para ese año. En 2008 y con una generación hidroeléctrica significativamente inferior a la prevista en el PER, las energías renovables han cubierto el 7,6% del consumo primario total, con crecimientos muy superiores a las demás fuentes energéticas, especialmente en generación eléctrica eólica y solar fotovoltaica.

También ha habido en 2008 una importante actividad en los temas energéticos relacionados con el medio ambiente. En los aspectos relativos al cambio climático, se ha creado la Comisión Delegada para el Cambio Climático, de la que forman parte nueve departamentos ministeriales, con objeto de potenciar la acción política en la lucha por la reducción de las emisiones contaminantes en los sectores con mayor potencial de disminución.

En dicho año se aprobó el texto refundido de la

Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos y el Reglamento de desarrollo parcial de la Ley de Responsabilidad Medioambiental. También se inició el desarrollo del Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión (PNRE-GIC) y del II Programa Nacional de Reducción de Emisiones relativo a los techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos.

Finalmente, ha continuado el desarrollo de las actividades de I+D+i en el sector energético, según los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica, 2008-2011. La Acción Estratégica de Energía y cambio Climático es un instrumento mediante el cual el Gobierno articula un conjunto de Subprogramas Nacionales con objeto de favorecer un modelo energético sostenible que fomente el uso de las fuentes de energías renovables, la eficiencia energética, el desarrollo de tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes y el avance en las áreas de la movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte, la promoción de la edificación sostenible y las

áreas de mitigación del cambio climático no energéticas, observación del clima y adaptación al cambio climático.

En definitiva, durante 2008 los mercados energéticos se han visto impulsados por un conjunto de medidas integradas, de liberalización de los sectores de gas y electricidad, de ahorro y eficiencia en la demanda y de incremento de la participación de las energías renovables en la oferta. El objetivo de todas ellas es establecer los cimientos de un modelo energético sostenible en el largo plazo, que pasa necesariamente por la utilización por los agentes de señales de precios que reflejen la escasez relativa de los recursos energéticos, por la consideración de los efectos medioambientales, y por la utilización de medidas de gestión de la demanda como complemento a las políticas de oferta, para garantizar la seguridad energética futura. Estos cimientos incorporan además factores intensivos en conocimiento e investigación, lo que sitúa a los sectores energéticos en una posición privilegiada para protagonizar y anticipar el cambio de modelo productivo de la economía española.



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 542/2009 de 7 de abril de 2009 y R.D. 640/2009 de 17 de abril, y cuya estructura orgánica básica se estableció por Real Decreto 1038/2009 de 29 de junio, que modifica el Real Decreto 1182/2008 de 11 de julio de 2008.

Dentro de éste, en la **Secretaría de Estado 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 planificación en materia energética.
- La elaboración y, en su caso, aplicación de las medidas dirigidas a asegurar el abastecimiento energético.

De la Secretaría de Estado de Energía dependen la *Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento* y la *Subdirección General de Relaciones Energéticas Internacionales*.

De la Secretaría de Estado 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 de Estado 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 de Estado 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 de Estado de Energía.

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

– **El Ministerio de Ciencia e Innovación:** 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 y Medio Rural y Marino:** 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 las políticas y los datos publicados por la Comisión Europea, Agencia Internacional de la Energía y otros Organismos y empresas internacionales.

1.1. TENDENCIAS DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

1.1.1. "World Energy Outlook" de la Agencia Internacional de la Energía

En noviembre de 2008, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) presentó el estudio "World Energy Outlook" (WEO), donde se revisan las perspectivas energéticas hasta el año 2030. La AIE destaca que la tendencia actual tanto de suministro como de consumo de energía es insostenible, no sólo desde el punto de vista ambiental sin también desde el punto de vista económico y social. Esta tendencia debe ser modificada, y para ello es necesaria una verdadera revolución energética que garantice un suministro fiable y asequible de energía, con bajas emisiones de carbono.

Demanda

De acuerdo con el escenario de referencia de la AIE en el WEO indicado, la demanda de energía primaria crecerá un 1,6% anual entre 2006 y 2030, lo que supone un aumento del 45% con respec-

to a la demanda actual. China e India representan algo más de la mitad de este incremento de demanda, mientras que los países de la OCDE sólo representan el 13% de este crecimiento.

Se estima que los combustibles fósiles, especialmente el petróleo, seguirán siendo la principal fuente de energía del planeta al menos hasta 2030, si bien aumentará la incertidumbre en cuanto a sus costes de producción y precios. En términos absolutos la demanda de carbón será la que experimente una mayor subida, debido a su uso en la generación de energía eléctrica por parte de China. La demanda de petróleo, por su parte, crecerá un 1% anual, pasando de 85 a 106 millones de barriles/día.

Las nuevas tecnologías en energías renovables progresan más rápidamente, y a partir del 2010 se convertirán en la segunda fuente de producción de electricidad, después del carbón.

Para poder asegurar el suministro de energía, se necesitan inversiones masivas en infraestructuras energéticas a nivel mundial. Las previsiones rondan los 26 billones de \$ entre 2007 y 2030, la mitad de los cuales irían destinados al sector eléctrico.

El gasto en petróleo de los países consumidores seguirá siendo muy alto, tanto en los países de la OCDE, como en el resto. Mientras que en 1997 el porcentaje era del 1% del PIB, en 2007 se elevó hasta el 4% y se cree que se mantendrá sobre el 5% en gran parte del horizonte temporal de la proyección.

Oferta

Según lo recogido en el WEO indicado, el riesgo fundamental hasta 2030 no es la falta de recursos en el mundo, sino la falta de inversión allí donde se necesita. El petróleo disponible a nivel mundial es suficiente para soportar el aumento de producción previsto hasta 2030. Los aumentos en las reservas y en los yacimientos convencionales pendientes de explorar indican que existen unos 3,5 billones de barriles, de los cuales sólo se ha extraído un tercio. Quedan por tanto dos tercios por extraer, sin incluir otros recursos como las arenas petrolíferas y las pizarras bituminosas.

La inversión en exploración y producción se ha incrementado en los últimos años, pero debido al aumento de los costes, no a la búsqueda de nuevos recursos. En la actualidad, la mayor parte de la exploración se realiza en reservas de alto coste debido a que las empresas petroleras internacionales cada vez tienen más dificultades para acceder a recursos menos onerosos. Así, no existe garantía de que los recursos serán explotados con la rapidez suficiente para satisfacer nuestra demanda.

Se prevé que la mayor parte del aumento de la producción mundial de petróleo procederá de los países de la OPEP, cuya participación pasará del 44% en 2007 al 51% en 2030. Su capacidad real es mayor, pero por razones de índole geopolítica y por tratar de no agotar recursos no crecerán en mayor medida. Este hecho provocará la necesidad de explorar y producir en otros lugares con costes sensiblemente más altos.

A escala mundial los recursos de gas natural son abundantes, pero se encuentran en un número reducido de países, por lo que se da una concentración de la oferta mayor aún que en el petróleo. El volumen de gas descubierto en las últimas décadas ha venido disminuyendo, pero sigue superando el volumen de producción esperado. La producción acumulada hasta 2007 equivale a la sexta parte de los recursos iniciales totales, sin incluir los recursos no convencionales, como los hidratos, que podrían cuadruplicar las reservas probadas actualmente.

Por todo ello va a continuar el auge de las empresas nacionales, con una posición cada vez más dominante. Estas empresas representan cerca del 80% del total del aumento en la producción de petróleo y gas entre 2007 y 2030, y serán quienes deban aumentar la exploración y la producción. Por su parte, las empresas privadas internacionales deberán adecuarse a este contexto de restricciones severas y en algunos casos podrían quedar como meras subcontratas técnicas o de eficiencia para las empresas nacionales menos capacitadas.

Energía y Cambio Climático

Según lo recogido en el WEO indicado, el aumento previsto de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el escenario de referencia nos va a llevar a duplicar su concentración en la atmósfera a finales de siglo, con la consiguiente elevación de la temperatura media del planeta en 6° C. Las emisiones de CO₂ de origen energético aumentarán un 45% hasta el 2030. De este aumento, tres cuartas partes procederán de

China, India y Oriente Medio, y el 97% procederá de países no pertenecientes a la OCDE.

Las emisiones de los países OCDE alcanzarán un pico en 2020, decreciendo a partir de entonces, pero sólo Europa y Japón tendrán menores emisiones en 2030 que en la actualidad.

Ante este escenario de referencia es necesario actuar de manera urgente, firme y coordinada para frenar el incremento de emisiones. El régimen mundial de políticas contra el cambio climático que surgirá en la COP-15, en Copenhague 2009, debe constituir el marco para esta acción. El sector energético aporta dos tercios de las emisiones de GEI, y por tanto deberá ser el centro del debate.

El documento considera otros dos escenarios de estabilización de la concentración de GEI en la atmósfera en 550 y 450 partes por millón (ppm) respectivamente. El escenario de estabilización en 550 ppm supone un aumento de la temperatura mundial en 3 °C, mientras el de 450 ppm representa un aumento de 2 °C, en línea con el objetivo de la Unión Europea.

Escenario WEO-Estabilización 550 ppm

En este escenario, la demanda de energía primaria mundial crece alrededor de un 32% entre 2006 y 2030, pero la proporción de combustibles fósiles cae notoriamente, perdiendo cuota con respecto a las renovables y a la nuclear. La demanda de petróleo es de 9 millones de barriles/día por debajo del escenario de referencia, debido en gran

parte a un menor consumo en el sector transporte de los países OCDE.

En este escenario es de destacar el uso de la captura y almacenamiento de carbono (CAC), en 2030. Más de 160.000 MW de centrales térmicas con combustibles fósiles, lo que equivale a unas 400 plantas de ciclo combinado de gas, contarán con este tipo de tecnología, la mayor parte, el 70%, en los países de la OCDE.

Este escenario exige unas inversiones de 4,1 billones de \$ más que el escenario de referencia, lo que significa un 0,24 % del PIB mundial. La mayor parte de esta inversión se destina a la instalación y modernización de tecnologías ya existentes.

Escenario WEO-Estabilización 450 ppm

Este escenario supone medidas mucho más amplias y enérgicas que el anterior. Prevé que las emisiones seguirán la misma senda que el escenario de 550 ppm hasta 2020, pero a partir de ese año decrecerán más rápidamente, lo que requiere una reducción del 30% en los países de la OCDE en 2030 en comparación con los niveles de 2006. Además, otras economías deberían limitar su aumento de emisiones al 20%, ya que los países de la OCDE no pueden por sí solos cumplir el escenario de 450 ppm, ni siquiera reduciendo sus emisiones a cero.

Las energías renovables aumentan con mayor rapidez su contribución a la producción eléctrica mundial, representando el 40% del total en 2030. Con respecto a la captura y almacenamiento de

carbono, debería aplicarse a 190.000 Mw más (475 centrales de 400 MW). Pero según el informe, y desde un punto de vista técnico, no está claro si esta transformación es viable (el cambio tecnológico tendría que ser de una escala y una rapidez de expansión sin precedentes)

En este escenario es necesario invertir 2,1 billones \$, adicionales a los del escenario de 550 ppm en capacidad de producción eléctrica, y 2,7 billones \$ más en equipos, electrodomésticos y edificios. Estos costes equivalen al 0,55% del PIB mundial, siendo particularmente elevados los gastos durante la última década (2020-2030). Para estimular las inversiones serán necesarias señales claras de precios, mercados de carbono amplios, incentivos fiscales y una reglamentación apropiada con objetivos claros y definidos.

1.1.2. Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)

En Madrid en octubre de 2008, en el transcurso de una conferencia internacional, se trató de la creación de una Agencia Internacional de Energías Renovables, cuyo objeto es la adopción generalizada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable, a la vista de las contribuciones de éstas energías en materia de competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad. Para ello, y en el beneficio de sus miembros, la Agencia realizará, entre otras, actividades en materia de intercambio de buenas prácticas, asesoramiento a gobiernos, capacitación, transferencia de tecnología y facilitación en el acceso a fuentes de financiación.

El 26 de enero de 2009 se celebró en Bonn la Conferencia Fundacional de la Agencia Internacional para las Energías renovables –IRENA- bajo la copresidencia de Autoridades de Alemania, Dinamarca y España (Ministro de Industria, Turismo y Comercio y Secretaria de Estado de Cambio Climático).

En la conferencia fundacional de Bonn se procedió a la firma de los Estatutos de IRENA por parte de 75 países (actualmente han firmado 8 países más entre ellos India y Suiza como más significativos). Como ausencias relevantes en esta primera fase se pueden citar: Estados Unidos, Reino Unido, Japón, Canadá, Australia, Rusia, China,, Brasil, México y Colombia.

La entrada en vigor de la iniciativa, según se refleja en sus estatutos, se producirá en cuanto 25 de los países signatarios presenten ante el depositario (Alemania) sus instrumentos de ratificación, previsiblemente en 2010.

Entretanto, se prevé un periodo transitorio en el que se contará con una sede y una dirección general interina. La financiación de dicho periodo se realizara mediante aportaciones voluntarias –monetarias o en especie– que serán computables de cara a la cuota definitiva una vez en el año de entrada en vigor de los estatutos.

El día 27 de enero de 2009 se celebró la Primera Comisión Preparatoria, en la que participaron con voz y voto los países signatarios, y en la que se adoptaron decisiones sobre reglas de procedimiento en el periodo transitorio y sobre los criterios de elección de la sede y el director general



interino, constituyéndose tres comités: elección de sede, elección de director general y comité administrativo. Este último, liderado por Alemania, Dinamarca y España, junto con otros países, tenía como objetivo avanzar en el diseño de la estructura, la financiación y el plan de trabajo de IRENA en tanto no existiera una Dirección y un secretariado interino.

Según lo acordado, las candidaturas a sede y dirección general se efectuaron mediante consenso de los 123 países miembros, en la Segunda Conferencia Preparatoria celebrada en Egipto a finales de junio de 2009. Los resultados finales concedieron la sede a Abu Dhabi (Emiratos Árabes Unidos) y la presidencia a Francia.

1.1.3. Segunda Revisión de la Estrategia Energética de la Unión Europea

En el año 2008 la Unión Europea acordó una agenda política con miras al futuro que le permita alcanzar sus principales objetivos en materia de energía: sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro, a través de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, el aumento de la cuota de energías renovables en el consumo energético en un 20% y la mejora de la eficiencia energética en un 20% (iniciativa "20-20-20").

La agenda supone un cambio sustancial en el sistema energético europeo en relación con los años pasados, y en su ejecución participarán activamente las autoridades públicas, los reguladores energéticos, los operadores de infraestructuras,

la industria energética y los ciudadanos. Conllevará un largo proceso de toma de decisiones y la realización de un alto número de inversiones en una etapa de mucho cambio en los mercados energéticos mundiales y las relaciones internacionales. Es importante que los líderes políticos europeos transmitan un mensaje claro sobre la estrategia energética a adoptar y por ello surgió la necesidad de realizar la Segunda Revisión de Estrategia Energética.

El 13 de noviembre de 2008 la Comisión presentó una Comunicación para revisar la política energética de la UE y asegurar el suministro energético y el respeto al medio ambiente. Esta comunicación consiste en un Plan de Acción Comunitario para la seguridad y solidaridad energética de la UE con un amplio conjunto de medidas.

El plan contempla aspectos como: el desarrollo de la energía eólica, mejora de la vigilancia de sus reservas de petróleo y gas entre otros, que pretenden reforzar la independencia de la eurozona y evitar lo sucedido en 2006 cuando el conflicto entre Rusia y Ucrania dejó a varios países desabastecidos de gas. Por ello, uno de los objetivos es evitar la excesiva dependencia de las importaciones de gas de una sola procedencia, por lo que se ha diseñado un Plan que desarrolle proyectos de infraestructuras clave para reducir esa dependencia, como por ejemplo, la construcción de un "corredor gasista del Sur", que transporte a la UE gas del Mar Caspio u Oriente Medio y otro sería el proyecto Nabucco, un gasoducto de 3.300 km. desde Turquía hasta Austria.

El Plan se plantea en 5 puntos :

1. Necesidades de infraestructuras y de diversificación de suministros con varias acciones prioritarias propuestas:

Un plan de interconexión del Báltico. Un corredor meridional de gas natural licuado y un almacenamiento adecuado de gas para garantizar la seguridad, liquidez y diversidad de los mercados de gas de la UE. Un anillo de energía mediterráneo que enlace Europa y el Mediterráneo meridional. La ampliación de las interconexiones Norte-Sur de gas y electricidad en Europa Central. Un plan rector para una red marítima en el Mar del Norte, con planes de construcción en tres etapas (inmediato, a un año, o a partir del 2010 según prioridades).

2. Relaciones energéticas externas:

Con la idea que la UE participe con una "única voz en las relaciones internacionales" lo que significa que haya una coordinación entre las acciones y manifestaciones de la UE y las de sus Estados Miembros en esta materia.

3. Stocks de petróleo y gas y mecanismos de respuesta ante crisis:

La Comisión propone una revisión de la normativa de la UE sobre reservas estratégicas de petróleo de emergencia para ser coherente con el régimen establecido en la Agencia Internacional de la Energía,

4. Eficiencia energética: nuevo conjunto de iniciativas en este campo:

- Una revisión de la Directiva relativa a la efi-

ciencia energética de los edificios, simplificándola para que sea eficiente y válida como instrumento de ahorro para los hogares.

- Una revisión de la Directiva sobre etiquetado energético que hasta ahora se aplicaba a algunos electrodomésticos ampliándola a una amplia gama de aparatos y productos que consumen energía en la industria y comercio mediante nuevas clasificaciones de productos e incentivos.
- El refuerzo de la implantación de la Directiva sobre diseño ecológico: en una primera fase eliminación bombillas de filamento, armonización de los stand-by y apagado de los dispositivos electrónicos, seguido de medidas aplicables a lavadoras, secadoras, frigoríficos, etc.
- La diseminación del benchmarking y mecanismos para informar sobre las buenas prácticas a través del Pacto entre Alcaldes, instrumento para facilitar esta labor. También se promocionarán nuevos instrumentos financieros como la nueva iniciativa de financiación de la energía sostenible y otros para pequeñas inversiones.
- Programas asociados a políticas de cohesión (9bn€ entre los años 2007-2013 para promoción de eficiencia energética y energías renovables).
- Un conjunto de medidas relativas al impuesto medioambiental que complementará las medidas referentes a la energía y el cambio



climático con una propuesta de revisión de la directiva de tasa energética. También se plantea estudiar cómo hacer que el IVA y otros instrumentos fiscales se puedan aplicar a la promoción de la eficiencia energética.

- Evaluación en 2009 del Plan de Acción sobre Eficiencia Energética

5. Optimización del uso de los recursos energéticos autóctonos:

– El papel de las energías renovables y su objetivo de lograr que representen el 20% de la energía primaria en el 2020 debe ser conseguido. Por ello, la Comisión tiene previsto presentar una comunicación sobre la supresión de obstáculos a las energías renovables en la UE en la que se expondrán las dificultades existentes y se propondrán medidas para resolverlas. Las financiaciones para la penetración masiva de estas energías deben de proceder de iniciativas como la mencionada nueva iniciativa de financiación de la energía sostenible. También son necesarias estrategias que promuevan el desarrollo de las tecnologías como el Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética, en el que trabajarán en colaboración las plataformas tecnológicas europeas y la industria.

– En cuanto al carbón, es un elemento esencial en la energía tanto de procedencia autóctona (autoabastecimiento) como exterior. Su uso a largo plazo y la continuidad de la producción eléctrica a partir del carbón dependerá de la creación de centrales de alta efi-

ciencia con captura y almacenamiento de CO₂, así como la incorporación de otras tecnologías para evitar SO_x, NO_x y partículas. Sin embargo, los incentivos para hacer estas plantas económicamente rentables así como las tecnologías adecuadas están aún por definir existiendo solamente el proyecto piloto de poner en marcha 12 plantas de demostración de aquí a 2015.

– Las reservas de petróleo y gas van decreciendo en la UE, sin embargo el aumento de precios hace que otras reservas no convencionales (arcillas bituminosas o turba) sean consideradas como recurso autóctono.

– La capacidad de refino es también un activo en la UE y en el año 2010 el Observatorio del Mercado Energético de la Comisión va a preparar una comunicación relativa a este tema y a la demanda de petróleo en la UE.

– La energía nuclear contribuye a la seguridad de abastecimiento de energía de la UE como fuente de energía de base, siendo la tercera fuente de energía eléctrica en la UE actualmente, no aumenta las emisiones de gases de efecto invernadero y permite luchar contra el cambio climático. Hacia el 2020 la componente nuclear en la oferta energética decrecerá de una manera significativa si no hay nuevas inversiones debido a que en los próximos 10-20 años la mayoría de las centrales eléctricas nucleares llegarán al final de la vida útil prevista inicialmente. Referente a la seguridad nuclear la Comisión presentará en 2008 una propuesta de revisión de una

directiva estableciendo un marco comunitario para la seguridad nuclear.

Conclusiones:

La prospectiva para 2050 plantea un aumento de la demanda de petróleo con una disminución progresiva de la producción, con unos ajustes oferta/demanda críticos y en la que el cambio climático provocará una adopción masiva de tecnologías de elevada eficiencia y baja emisión de carbono.

En este escenario, los objetivos que se plantea la UE a largo plazo son:

- Reducir el carbono en el abastecimiento de electricidad de aquí a 2050. Este reto impone una mayor utilización de las energías renovables, de la captura y almacenamiento de carbono y, en los países que así lo decidan, de la energía nuclear.
- Poner fin a la dependencia del petróleo en el sector del transporte (grandes cambios para introducir vehículos eléctricos, hidrógeno y combustibles alternativos. Acciones mencionadas en la Comunicación de la Comisión en el 2008 "Hacia un transporte más ecológico".
- Edificios que no solo consumen menos energía sino que la producen. La Comisión elaborará principios comunes para definir los edificios con emisiones de carbono y consumo de energía bajos o nulos y, cuando proceda, propondrá medidas para aumentar el número de edificios de este tipo.

- Una red eléctrica interconectada e inteligente que tomará en consideración los efectos del cambio climático y servirá a un mercado europeo integrado con gran número de pequeños proveedores de energías renovables a partir de los parques eólicos o de la producción eléctrica interior. El objetivo es lograr la interconexión entre todos los productores/consumidores con el fin de garantizar la electricidad esencial para la economía de la UE.
- Promover un sistema energético de elevada eficiencia y con baja emisión de carbono en todo el mundo.

1.2. DEMANDA, PRODUCCIÓN Y COMERCIO ENERGÉTICO

Los mercados energéticos están en los últimos años en el centro de atención de Gobiernos y ciudadanos, fundamentalmente debido a la volatilidad de los precios y a las implicaciones relativas al cambio climático. Sin embargo, no se han registrado problemas de abastecimiento, la oferta ha sido suficiente para cubrir la demanda mundial tanto de petróleo como de otras fuentes energéticas.

El carbón sigue siendo la energía primaria de mayor crecimiento de demanda en el mundo en los últimos años, lo que unido al aumento sostenido de la de otras energías fósiles, sigue haciendo aumentar las emisiones globales relativas al cambio climático, a pesar de las políticas orientadas a limitarlas. No obstante, se observa un generalizado crecimiento en el mundo del uso de energías renovables, facilitado en los períodos de altos precios de las energías fósiles.

Mundo

En el momento de elaboración de este Informe no se dispone de datos posteriores a 2007, por lo que no se recogen los efectos de la crisis económica posterior a agosto de 2008.

En 2007 la demanda energética en el mundo creció un 2,4%, ligeramente inferior al 2,7% de 2006, pero similar a la tendencia anual media en los diez años anteriores, aunque con gran dispersión según áreas geográficas. Este aumento se debe al crecimiento económico global sostenido en los últimos años y destaca de forma significativa la continuidad del aumento del consumo energético en Asia-Pacífico, que supuso el 70% del crecimiento total, mientras en la UE bajó el 2,2% y en Estados Unidos subió ligeramente, 1,6%. En China aumentó el 7,7%, aunque fue la menor tasa desde 2002 y en India aumentó el 6,8%.

Estructuralmente, sigue aumentando el peso de Asia en el consumo mundial, que ha alcanzado el 34,3% en 2007, desde el 15,8% en 1980. La OCDE sigue bajando su participación, con el 50,2%, así como Norteamérica con el 25,6% y la UE-27 el 15,7%. 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.

La energía primaria de mayor crecimiento en el consumo fue el carbón, un 4,5% en 2007, similar al de 2006, tras el 5,7% de 2005, 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 anterior-

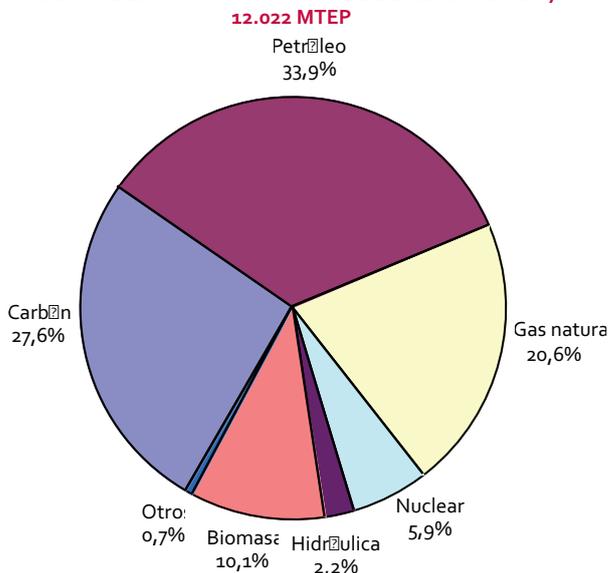
es. Esta evolución se deriva del aumento de la demanda en economías emergentes, especialmente de China, cuyo aumento del consumo de carbón en 2007, 7,9% y el 8,7%, en 2006, lleva a este país a consumir el 42,3% del total mundial. El consumo en el resto del mundo creció un 2,1%, por encima de la media de los últimos 10 años y debido fundamentalmente a la recuperación en Norteamérica.

El consumo de gas natural creció un 3,1% en 2007, por encima del 2,5% en 2006 y similar al de 2005, pero superior a la media de los últimos 10 años. Las condiciones climáticas severas en Estados Unidos y la generación eléctrica con gas, hizo aumentar el consumo en este país y supuso la mitad del crecimiento de esta energía en el mundo. En China el consumo creció más del 20%, tasa similar a la del año anterior, aunque todavía supone el 2,3% del total mundial. Las temperaturas suaves provocaron descensos del consumo en Europa por segundo año consecutivo.

La generación eléctrica nuclear bajó el 2% en 2007, tras el ligero crecimiento medio de los últimos 10 años, fundamentalmente debido al descenso de producción en Alemania y Japón, en este último caso por el cierre de una planta. La generación hidroeléctrica aumentó un 1,7%, inferior a años anteriores debido a una evolución irregular de las precipitaciones en los países desarrollados. Las energías renovables distintas de la hidroeléctrica siguen creciendo fuertemente aunque su peso en el abastecimiento mundial es aún bajo: aumento del 27,8% en biocombustibles, del 28,5% en eólica y del 37% en solar.

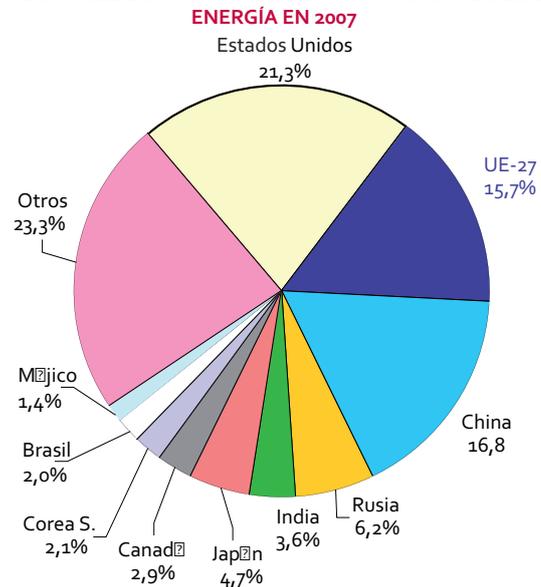
El consumo mundial de energía en 2007, por tipos y por países se indica en los gráficos 1.1 y 1.2.

GRÁFICO 1.1. CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2007.



FUENTE: Comisión Europea. BP.

GRÁFICO 1.2. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2007



FUENTE: BP Statistical Review.

El consumo de petróleo creció un 1,1% en 2007, similar al aumento medio de los últimos 10 años. En la OCDE el consumo bajó el 0,9%, no registrándose crecimiento desde 2004, sin embargo, en economías emergentes sigue creciendo fuertemente, destacando China, donde el consumo creció un 4,1% en 2007, tras el 6,7% en 2006, 2,6% en 2005 y los fuertes aumentos de años anteriores, como el 15,8% en 2004. La región Asia-Pacífico consume ya el 30% del petróleo mundial, frente al 28,7% de Norteamérica y el 17,8% de la UE.

La producción energética de los países de la OCDE viene aumentando un 1,2% anual desde 1990, especialmente en petróleo, gas, nuclear y renovables, mientras en los países no-OCDE crece en carbón, a tasas altas en los últimos años, y renovables a tasa mucho menor. En este efecto

tuvo gran influencia en ese período la caída de la producción en los países del este de Europa y Rusia, aunque desde 2002 se ha registrado una importante recuperación de la producción y comercialización de petróleo y gas.

En 2007 la producción de petróleo bajó un 0,2%, por primera vez desde 2002. En áreas fuera de la OPEP creció menos de la mitad que en la media anual de los últimos 10 años. En la OCDE siguió bajando la producción por quinto año consecutivo. La producción de petróleo de la OPEP, con oscilaciones, se mantiene por encima del 43% del total, habiendo crecido significativamente en los últimos años, mientras la producción en la OCDE desciende ligeramente hasta el 23% del total.

La producción de gas natural subió un 2,4% en 2007, ligeramente por encima de la media de los



últimos 10 años, destacando el incremento en Estados Unidos, 4,3%, la mayor tasa desde 1984. En la UE sigue el descenso, un 6,4% en 2007.

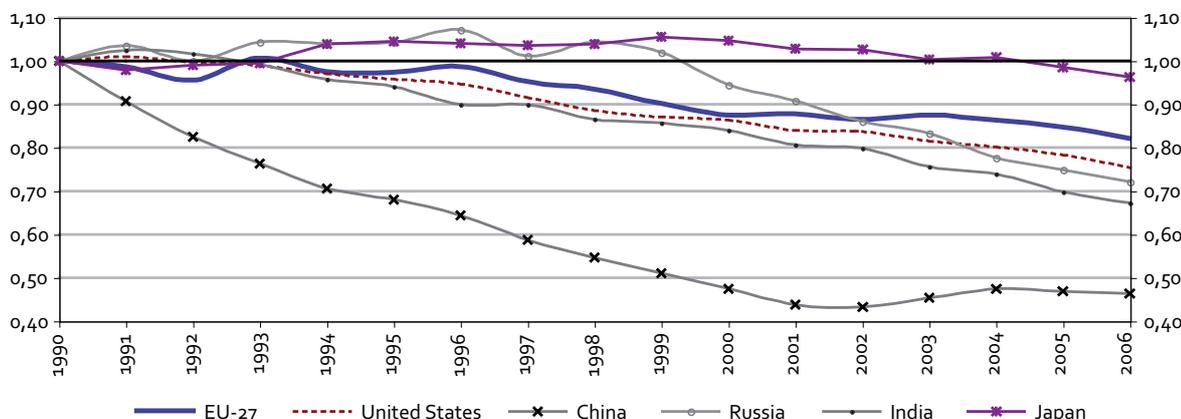
La OCDE absorbe alrededor del 80% de los intercambios internacionales netos de energía, aunque éstos suponen sólo alrededor del 20% del consumo total mundial. La Unión Europea es el principal importador neto de energía en el mundo, con un crecimiento medio del 2,5% desde 1985 y el 47% de todos los intercambios 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.

El comercio internacional de gas natural creció un 2,3% en 2007, la mitad de la media anual de la última década. Los intercambios por gasoducto se estancaron, pero crecieron los de GNL un 7,3%, similar a dicha media y especialmente hacia Esta-

dos Unidos, siendo Nigeria y Qatar los productores que más incrementaron estas exportaciones.

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 creció ligeramente después, con un aumento de intensidad del 1,6% entre 2001 y 2004 y volvió a mejorar desde 2005. En la OCDE la eficiencia ha mejorado de forma continua cerca del 1% anual desde 1990, mientras que en países no-OCDE se registró una evolución hacia peor eficiencia en 2001-2004, de forma particularmente significativa en Asia, aunque ha mejorado desde 2005. La evolución de este indicador en los principales países consumidores se indica en el gráfico 1.3.

GRÁFICO 1.3. EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA/PIB (TEP/MILLÓN EURO 2000)



FUENTE: Comisión Europea y OCDE.

Como consecuencia de lo anterior, las emisiones de CO₂ procedentes del consumo de energía en el mundo fueron en 2006 un 33% 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 2006 el principal emisor fue Estados Unidos, seguido de China (gráfico 1.6), 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

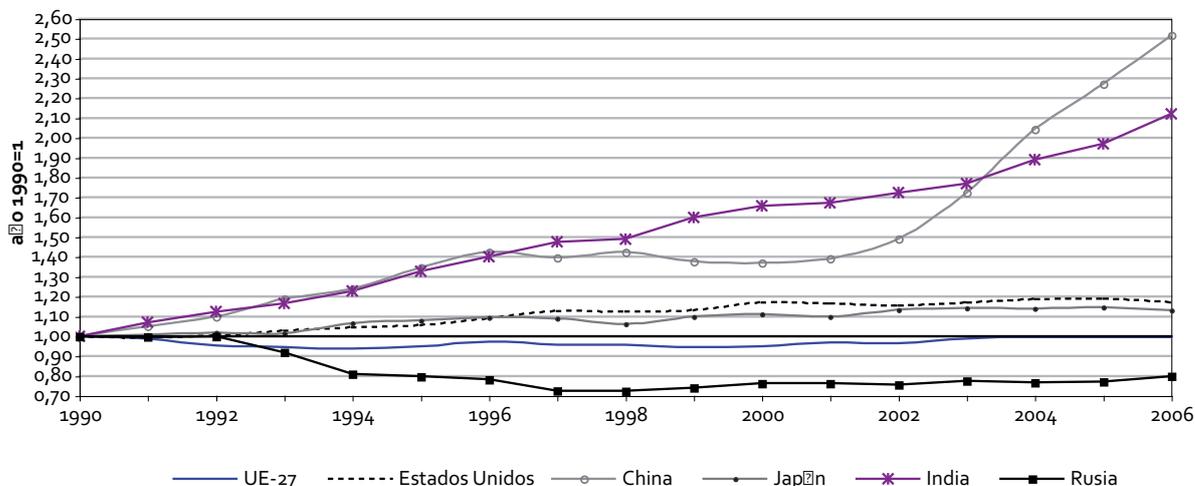
28%. En cambio, en la industria suponen un 17% frente al 26% en 1980.

En el gráfico 1.5 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.

Unión Europea-27

En el período 1990-2006, último año con balances energéticos disponibles de Eurostat en el momento de redactar este Informe, 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,

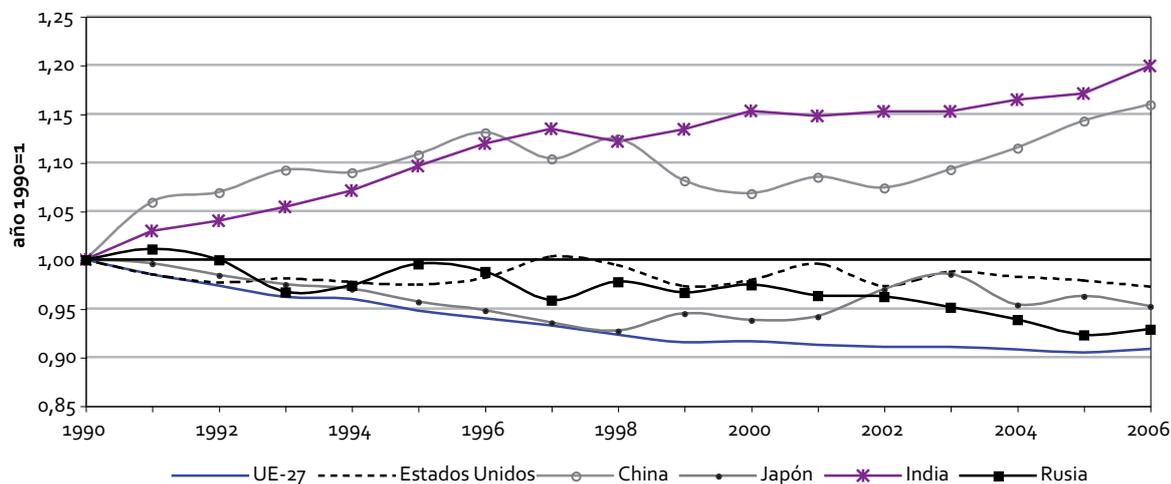
GRÁFICO 1.4. EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂



FUENTE: Comisión Europea y OCDE.

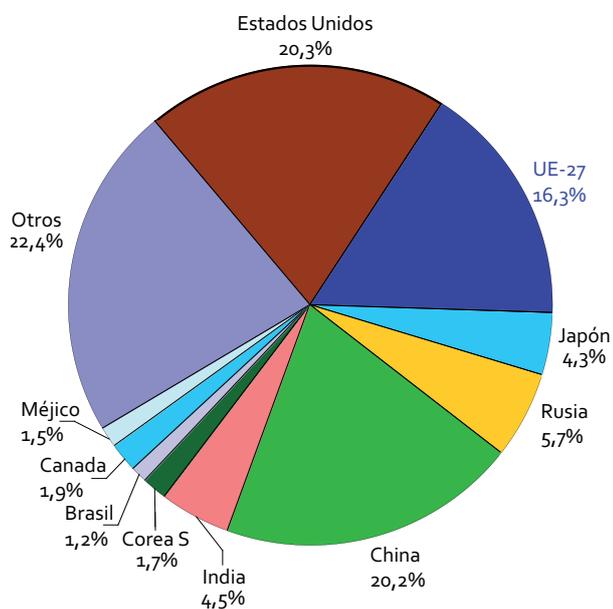


GRÁFICO 1.5. EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD EN CARBONO DEL CONSUMO ENERGÉTICO. EMISIONES DE CO₂/ CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Comisión Europea y OCDE.

GRÁFICO 1.6. ESTRUCTURA DE LAS EMISIONES DE CO₂ EN 2006



FUENTE: Comisión Europea y OCDE.

con descenso del 1,2% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.1).

Por energías, en el período citado, el consumo de gas natural ha crecido el 2,5% anual, muy por encima de las demás energías fósiles. Esta evo-

lución se debe a la demanda en generación eléctrica, con aumento del 7,7% 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% anual, tanto en su uso en generación eléctrica como en sectores consumidores finales, debido a los condicionantes medioambientales y a progresiva supresión de las ayudas públicas a la producción, lo que ha llevado a su sustitución por otras energías. Las energías renovables ganan peso en la estructura de forma continua, alcanzando ya el 7,1% 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 1,8% anual desde 1990, aunque en la segunda mitad de los 80 lo hizo al 4,7% anual, lo que indica la mejora en la intensidad energética de este sector, que ya supera el 31% de la demanda final total, frente

CUADRO 1.1. BALANCE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA-27

Mtep	1990	2006	Mtep	1990	2006
Producción	936,05	880,43	Consumo de energía final	1067,58	1177,39
Carbón	366,48	191,45	Carbón	125,03	55,48
Petróleo	129,55	122,53	Productos Petrolíferos	444,45	496,45
Gas natural	162,45	179,40	Gas natural	227,90	278,57
Nuclear	202,59	255,34	Electricidad	184,14	243,03
Renovables	72,71	127,97	Renovables	37,22	59,68
Residuos industriales	2,28	3,73	Calor y residuos industriales	48,83	44,19
Importaciones-Exportaciones	756,07	1010,18	Consumos finales no energéticos	97,90	112,60
Carbón	81,85	133,76	Consumo final por sectores:		
Petróleo	535,63	608,03	Industria	365,67	323,34
Gas natural	135,12	266,24	Transporte	280,27	370,12
Electricidad	3,32	0,30	Doméstico	263,48	304,90
Renovables	0,14	1,85	Servicios y otros	158,16	179,03
Consumo de energía primaria	1660,15	1825,22	Emisiones de CO₂ (Mt)	4566	4559
Carbón	452,94	325,23	Intensidad energética primaria (tep/M€ 2000)	215	177
Petróleo	631,05	672,97	CO₂ intensity (tCO₂/toe)	2,75	2,50
Gas natural	294,90	437,93	Dependencia de las importaciones %	44,6	53,8
Nuclear	202,59	255,34	Consumo primario por habitante (ktep/h)	3,4	3,7
Renovables	73,07	129,72	Emisiones CO ₂ per capita (ton CO ₂ /h)	9,3	9,2
Otros	5,60	4,03			
Generación eléctrica (TWh)	2583,60	3354,02			
Carbón	927,49	960,45			
Productos Petrolíferos	214,97	131,85			
Gas natural	215,89	707,25			
Nuclear	794,87	989,88			
Renovables	310,05	489,21			
Otros	120,32	75,39			

FUENTE: Eurostat.

al 14,6% en 1985. Entre 1990 y 2006, el consumo del transporte aumentó un 32%, lo que supuso el 82% 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 cerca del 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 0,7% 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 cogeneración, frente a un menor crecimiento de la generación nuclear.

En 2006, las emisiones de CO₂ han alcanzado valores similares a las de 1990, mientras la economía alcanza valores 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 48% en 2006, debido a la creciente importación de todas las fuentes energéticas primarias, especialmente gas y el carbón, así como más del 90% del petróleo. En el período 1990-2006 aumentó significativamente la producción de todas las energías excepto de carbón y petróleo.

1.3. PRECIOS ENERGÉTICOS

En el año 2008 las cotizaciones de crudos y productos petrolíferos alcanzaron máximos históricos (144,2 dólares por barril para el crudo Brent Dated el 3 de julio), produciéndose posteriormente un fuerte descenso (de más de cien dólares hasta su mínimo de 33,7 \$/b el 23 de diciembre). Los motivos dicha caída, sostenida durante de cinco meses, están conectados con la situación de crisis económica mundial, que afectó intensamente a la demanda.

A partir de este mínimo, el precio ha ido creciendo como consecuencia, entre otros motivos, de los dos recortes sucesivos de la producción efectuados por la OPEP, cuyo objetivo es alcanzar un precio en torno a los 70 \$/b, aun siendo conscientes de que en la actual coyuntura económica de crisis mundial esta cota es difícil de alcanzar. La mayor parte de los pronósticos apuntan a un paulatino aumento durante 2009.

El Brent comenzó enero de 2008 con una media mensual de 92,0 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 40,4 \$/Bbl.

La evolución de las cotizaciones internacionales del gasóleo de automoción en 2008 fue similar a la del crudo: fortísimo ascenso hasta julio y descenso aún más fuerte hasta diciembre. Esto provoca que, si bien las medias anuales crecen bastante de 2007 a 2008, las medias mensuales de diciembre de 2008 son alrededor de la mitad que las de diciembre de 2007.

La cotización anual media del dólar pasó de 73,08 céntimos de euro en 2007 a 68,35 en 2008, lo que

supuso una importante depreciación y contribuyó a mitigar la subida del crudo y sus derivados. Véase, por ejemplo, que si en dólares por barril la subida anual del crudo fue del 34,35%, en euros por barril tan sólo alcanzó el 23,94%.

La evolución de las cotizaciones del crudo y productos petrolíferos en los últimos años se representan en los gráficos 1.7 y 1.8. Los precios del gas importado en Europa se indican en el Gráfico 1.9, observándose una tendencia alcista en los últimos años. Los precios medios del carbón térmico importado en Europa se indican en el gráfico 1.10, registrándose un fuerte aumento en 2007.

CUADRO 1.2. COTIZACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO TIPO BRENT DATED (DÓLARES POR BARRIL)

Año	Media anual	Media diciembre	Último día de cotización	Media anual €/Bbl
2008	97,26	40,35	36,55 (31/12/08)	65,19
2007	72,39	90,97	96,02 (28/12/07)	52,60
Dif. absoluta	24,87	-50,63	-59,47	12,59
Dif. %	34,35%	-55,65%	-61,94%	23,94%

FUENTE: SEE.

CUADRO 1.3. COTIZACIÓN DE GASOLINA SIN PLOMO I.O. 95 (\$/TM), MERCADOS FOB NWE-ITALY

Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2008	832,2	337,5	304,0 (31/12/08)
2007	684,9	792,6	845,9 (28/12/07)
Dif. Absoluta	147,3	-455,1	-541,9
Dif. %	21,50%	-57,42%	-64,06%

COTIZACIÓN DE GASÓLEO AUTOMOCIÓN \$/TM, MERCADOS FOB NWE-ITALY

Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2008	933,2	453,9	422,9 (31/12/08)
2007	657,0	827,3	859,3 (28/12/07)
Dif. Absoluta	276,2	-373,4	-436,4
Dif. %	42,04%	-45,14%	-50,79%

FUENTE: SEE.

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES



GRÁFICO 1.7. PRECIO DEL PETRÓLEO CRUDO BRENT

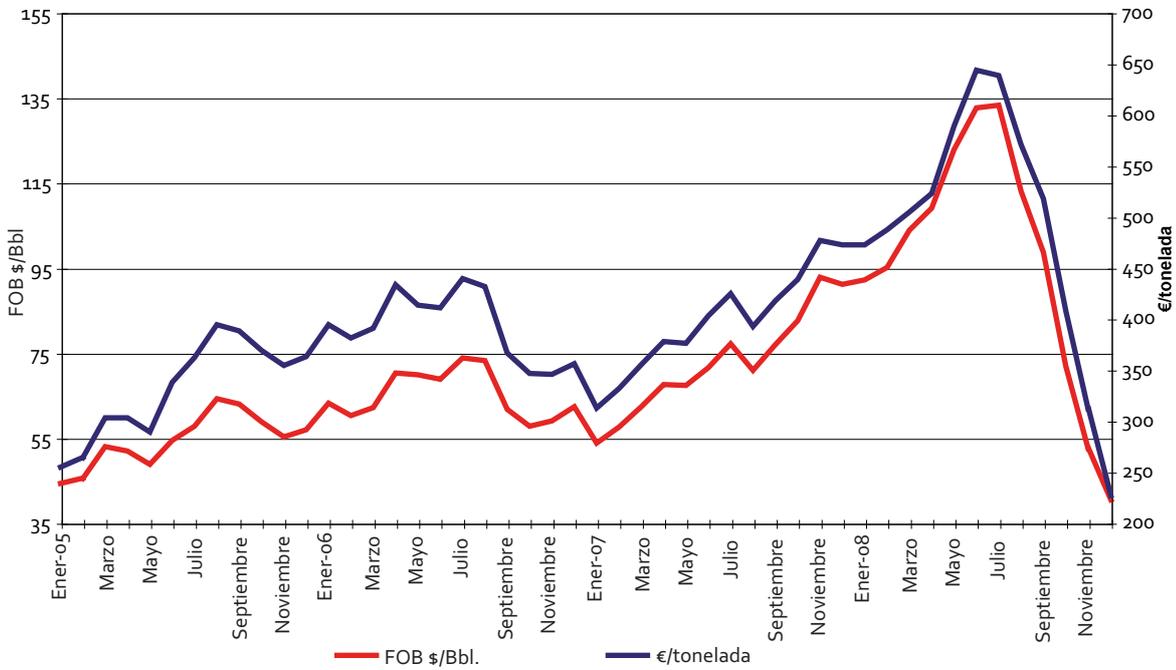


GRÁFICO 1.8. PRECIO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN EUROPA

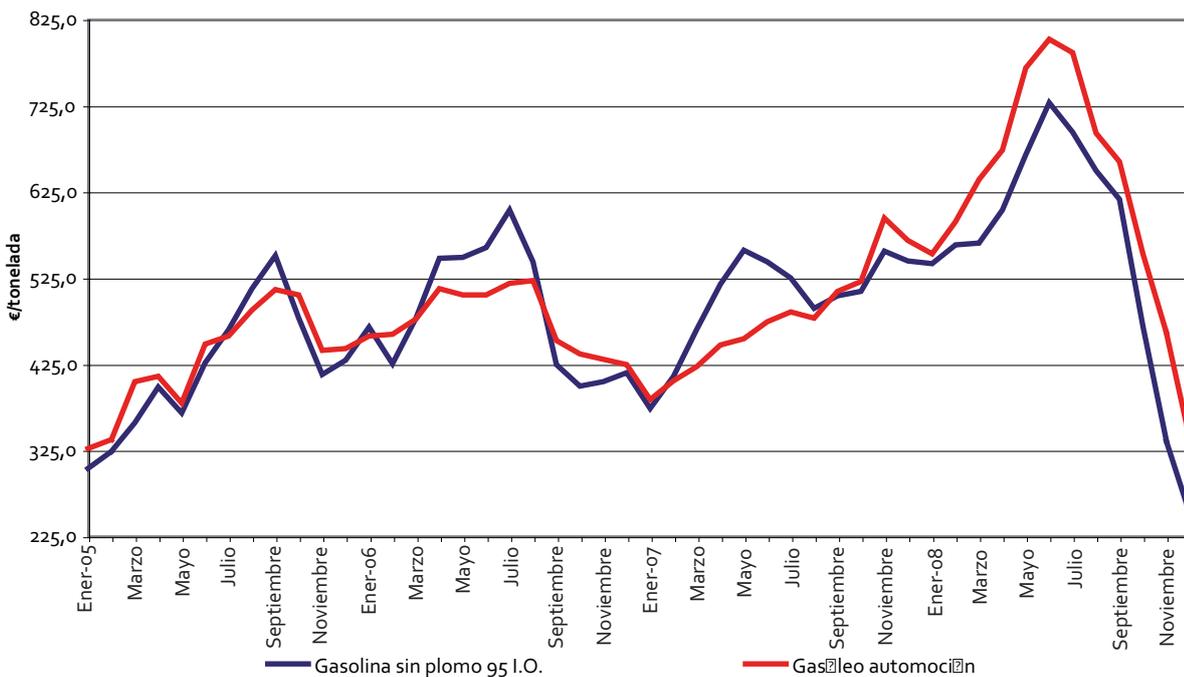




GRÁFICO 1.9. PRECIO DEL GAS NATURAL EN LA UE

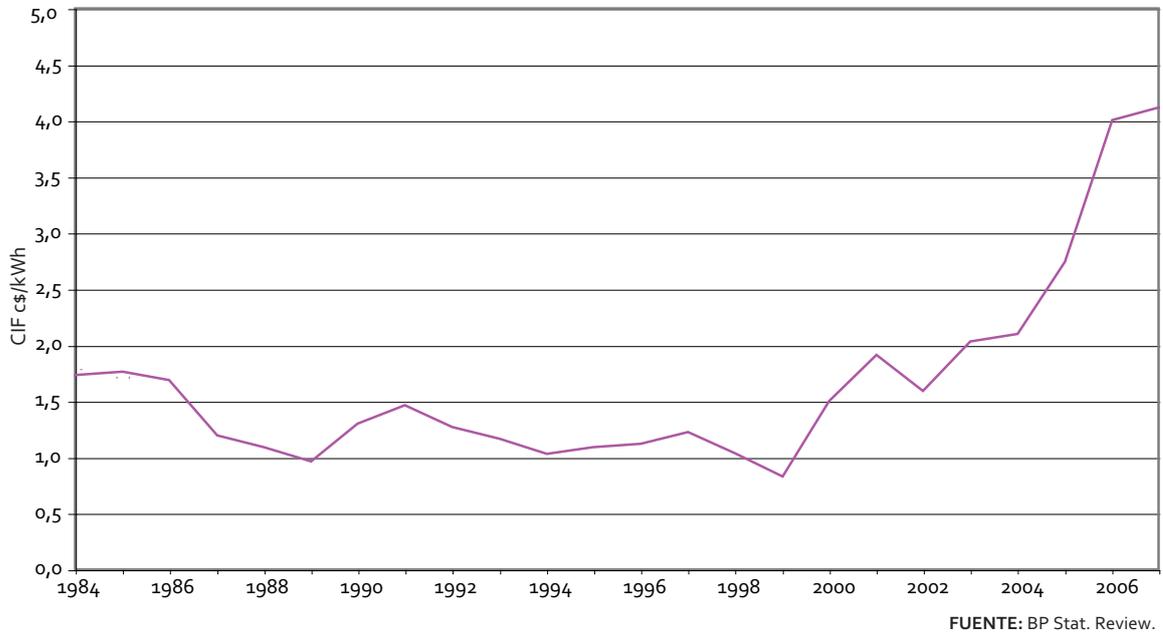
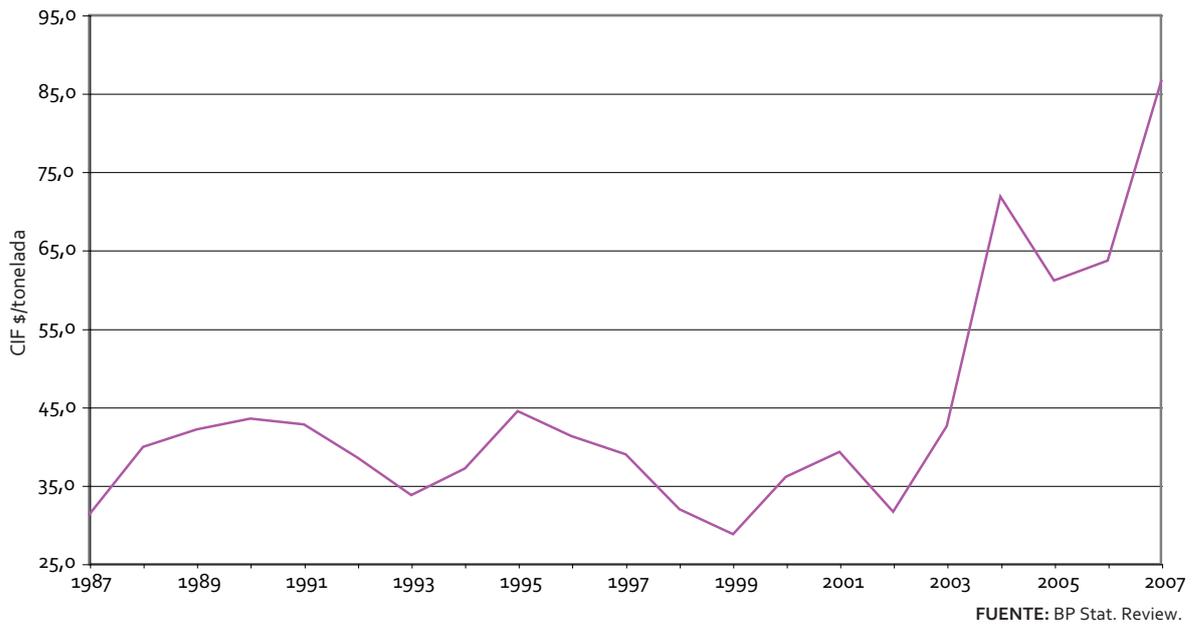


GRÁFICO 1.10. PRECIOS DEL CARBÓN TÉRMICO EN EUROPA



2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA

2.1. DEMANDA DE ENERGÍA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2008, incluyendo el consumo para usos no energéticos fue de 105.347 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 2,3% inferior al de 2007. Esta evolución se ha debido al menor consumo de la demanda industrial y del transporte, especialmente en el segundo semestre del año. Las condiciones climáticas medias han sido ligeramente más severas que las del año anterior.

Por sectores, se ha producido un ligero aumento de la demanda energética en la industria en el total del año, 0,3%, aunque debido a su evolución positiva en el primer semestre que ha compensado la negativa del segundo. El Índice de Producción Industrial ha bajado el 6,5% en el año, bajando la actividad en todos los agregados, excepto el de energía. En los sectores residencial y terciario, la demanda ha bajado el 4,7%, a pesar de las condiciones climáticas citadas. La demanda en el transporte también ha bajado, -2,9%, rompiendo la tendencia de fuertes crecimientos de años anteriores.

La demanda de energía eléctrica ha bajado ligeramente, un 0,2% en 2008, tasa que rompe la tendencia de crecimiento de años anteriores y donde ha sido determinante el significativo descenso del cuarto trimestre. Las diferencias de laboralidad y temperatura han potenciado ligeramente la demanda entre los dos años considerados.

En relación con los combustibles, hay que destacar los descensos del 2,7% en el consumo final de gas, y del 3,7% en el consumo final de productos

petrolíferos, debido al descenso citado de la demanda del transporte y al menor consumo de algunas materias primas en la industria.

En el transporte destaca el descenso del 1,4% en el consumo de querosenos de aviación, también rompiendo la tendencia de fuerte crecimiento de los últimos años asociada al crecimiento continuo del transporte aéreo. Destaca también el descenso del 4,4% en gasóleos A y B, reflejando la ralentización de los tráficos de mercancías y el estancamiento del parque de nuevos turismos. La demanda de gasolinas continúa bajando, acelerándose este año hasta un 5,7%.

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 2.080 Ktep. (cuadro 2.1.3), un 10,2% inferior al de 2007, volviendo a la senda decreciente que se había registrado hasta el año anterior. 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 3,4% y en cemento un 27,7%, debido a la menor actividad de este sector. Ha bajado también la demanda en el resto de sectores industriales.

DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA

CUADRO 2.1.1. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL

	2007		2008		2008/07
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Carbón	2.317	2,1	2.080	2,0	-10,2
Productos petrolíferos	61.928	57,4	59.648	56,6	-3,7
Gas	17.755	16,5	17.273	16,4	-2,7
Electricidad	22.159	20,5	22.112	21,0	-0,2
Energías renovables	3.682	3,4	4.235	4,0	15,0
-Biomasa	3.172	2,9	3.470	3,3	9,4
-Biogas	24	0,0	26	0,0	10,9
-Biocarburantes	386	0,4	601	0,6	55,7
-Solar térmica	93	0,1	129	0,1	38,8
-Geotérmica	8	0,0	8	0,0	6,5
Total	107.840	100,0	105.347	100,0	-2,3

Nota: El consumo final incluye los usos no energéticos:
 - productos petrolíferos: 6652 ktep en 2007 y 6751 ktep en 2008.
 - gas: 477 ktep en 2007 y 141 ktep en 2008.

Metodología: A.I.E.

FUENTE: SEE (Secretaría de Estado de Energía).

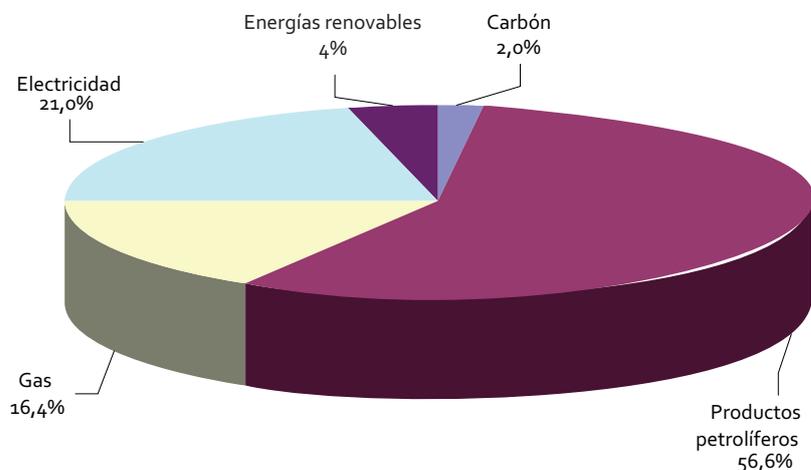
CUADRO 2.1.2. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL. SECTORIZACIÓN

	2007		2008		2008/07
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Industria	36.208	33,6	36.333	34,5	0,3
Transporte	41.103	38,1	39.927	37,9	-2,9
Usos diversos	30.529	28,3	29.087	27,6	-4,7
Total	107.840	100,0	105.347	100,0	-2,3

Metodología: A.I.E.

FUENTE: SEE (Secretaría de Estado de Energía).

GRÁFICO 2.1. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL 2008



CUADRO 2.1.3. CONSUMO FINAL DE CARBÓN

	2007 ktep.	2008 ktep.	2008/7 %
Siderurgia	1.391	1.343	-3,4
Cemento	231	167	-27,7
Resto de industria	664	549	-17,3
Usos domésticos	31	20	-35,8
Total	2.317	2.080	-10,2

Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.

Productos petrolíferos

El consumo final de productos petrolíferos fue 59.648 ktep, con un descenso del 3,7% respecto al de 2007, mostrándose en el cuadro 2.1.4 el desglose por productos. Por sectores, destaca el descenso de la demanda del transporte, en especial de la de gasóleo auto, debido al descenso del tráfico de mercancías y al estancamiento del parque de turismos, que había crecido de forma continua en la última década.

La demanda de querosenos ha bajado un 1,4% pero es la que menos baja del conjunto de los productos del transporte, y se ha debido a la

CUADRO 2.1.4. CONSUMO FINAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

	2007 ktep.	2008 ktep.	2008/7 %
G.L.P.	2.330	2.236	-4
Gasolinas	7.053	6.647	-5,7
Kerosenos	6.079	5.997	-1,4
Gas-oil	36.592	33.360	-8,8
- Gasóleo A+I	32.690	31.267	-4,4
- Gasóleo C	3.902	2.094	-46,3
Otros productos	9.874	11.407	15,5
Total	61.928	59.648	-3,7

Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.

ralentización de la demanda de movilidad aérea turística. En gasolinas, el cambio tecnológico hacia motores diesel en los turismos nuevos, viene provocando que el parque de automóviles que emplean este combustible se haya estancado y la demanda del mismo tienda a bajar, unido en 2008 al descenso de los tráficos, lo que ha significado un nuevo descenso del 5,7% en dicho año.

Finalmente, en el sector doméstico y terciario, bajó la demanda de gasóleo C para calefacción y también la de GLP, debido a la ralentización de la construcción de viviendas nuevas y la sustitución por gas natural.

Gas

Durante 2008 el consumo final de gas fue de 17.273 ktep (cuadro 2.1.5), un 2,7% inferior al de 2007, rompiendo la tendencia de fuerte crecimiento que en general se registró en los años anteriores. En el sector residencial y terciario, aumentó la demanda, en parte debido a las condiciones climáticas ligeramente más severas. En el sector industrial, ha bajado fuertemente la demanda final de gas, excluyendo la generación eléctrica por cogeneración, debido al descenso de actividad de sectores intensivos en el consu-

CUADRO 2.1.5. CONSUMO FINAL DE GAS

	2007 ktep.	2008 ktep.	2008/7 %
Gas natural	17.712	17.231	-2,7
Gas manufacturado	43	42	-0,9
Total	2.317	2.080	-10,2

Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.

mo de esta energía. El gas, no obstante, ha mantenido prácticamente su peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 16,4% en 2008.

Energía eléctrica

El consumo de electricidad para usos finales, en 2008 (cuadro 2.1.6), fue equivalente a 22.112 Ktep con un ligero descenso del 0,2% respecto al consumo del año anterior. En la Península, el descenso de la demanda fue del 0,3%, mientras que en los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) creció el 1,6%. Estas tasas son muy inferiores a las de los años precedentes y son atribuibles a la menor actividad económica y

la mejora de la intensidad energética, junto con temperaturas medias ligeramente más severas. En 2008 volvió a aumentar significativamente la aportación al sistema de los autoprodutores, 11,1%, debido a la mejora de la actividad en cogeneración, tras el ligero descenso del año anterior.

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 2008 ha mejorado un 4% y desde 2004 se observa una tendencia de descenso sostenido de este ratio, un 10,7% en total, rompiendo la tendencia de aumento de los años precedentes (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, para mantener la homogeneidad, ya que éstas han empezado a contabilizarse en los últimos años.

CUADRO 2.1.6. CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD

	2007 ktep.	2008 ktep.	2008/7 %
Peninsular	20.952	20.886	-0,3
Extrapenins	1.207	1.226	1,6
Total	22.159	22.112	-0,2

Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.

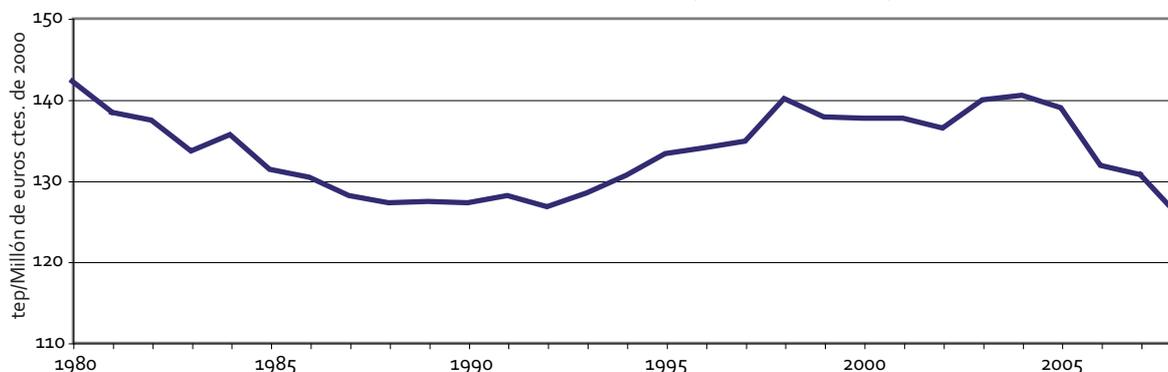
CUADRO 2.1.7. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR UNIDAD DE PIB (TEP./MILLÓN DE EUROS CTES. DE 2000)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2001	2004	2006	2007	2008
PIB	353,20	363,60	391,70	459,20	494,30	515,40	572,80	653,30	713,80	797,00	797,00	806,34
Carbón/PIB	9,92	14,62	12,21	9,48	7,10	5,24	4,46	3,89	3,37	2,95	2,91	2,58
P. Petrolíferos/PIB	106,84	93,18	89,92	86,21	85,94	91,10	93,72	87,32	86,33	79,37	77,70	73,97
Gas/PIB	3,45	3,05	5,12	8,96	10,43	12,71	16,91	19,98	22,89	21,41	22,28	21,42
Electricidad/PIB	21,94	22,68	23,09	22,67	23,24	24,18	24,95	26,42	27,83	28,06	27,80	27,42
Energía final/PIB	142,15	133,53	130,34	127,32	126,71	133,23	140,04	137,62	140,42	131,78	130,69	125,40
Índice (Año 1980=100)	100,00	93,94	91,69	89,57	89,14	93,72	98,51	96,81	98,78	92,71	91,93	88,21

Metodología: A.I.E.
No incluye energías renovables.
PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.
FUENTE: SEE.



GRÁFICO 2.2. INTENSIDAD ENERGÉTICA (ENERGÍA FINAL/PIB)



2.2. DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA

El consumo de energía primaria en España en 2008 fue de 142.070 Ktep (cuadro 2.2.1), con descenso del 3,1% sobre el de 2007, esta tasa no se había registrado anteriormente en España desde que se elaboran balances energéticos con metodología homogénea (1973). 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 2008, inferior al de la energía final, ha tenido relevancia, además del descenso de la energía final, el cambio de estructura de la generación eléctrica que se viene registrando en los últimos años. En concreto en 2008, el aumento de las producciones eléctricas eólicas, solares y con gas en ciclo combinado, lo que ha compensado en parte el descenso de la generación hidroeléctrica y ha permitido un menor recurso a la generación termoeléctrica con carbón y productos petrolíferos, que tienen menor rendimiento por el tipo de tecnología empleada.

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2008:

- El consumo total de carbón fue de 13.917 Ktep, con un descenso del 31,6% sobre el de 2007, debido fundamentalmente a la menor generación eléctrica con este combustible, en parte por la moderación de la demanda y también por el cambio de estructura en la generación que ya se ha comentado.
- El consumo total de petróleo fue de 68.110 Ktep, con descenso del 3,9% respecto al del año anterior, similar descenso de los consumos finales, dado que el consumo en generación eléctrica, aunque ha bajado, tiene una cuantía poco significativa sobre el total.
- La demanda total de gas natural fue de 34.783 Ktep con un aumento del 10,1% respecto a 2007, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 24,5%, destacando el incremento de su uso en generación eléctrica en las nuevas centrales de ciclo combinado, así como en cogeneración. En este año, la cuantía de gas consumida en generación eléctrica ha sido similar a la de usos finales.

- Las energías renovables, sin incluir la hidráulica, contribuyen al balance total con 8.841 Ktep, el 6,2% del total y con crecimiento en el año del 16%. 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 14,5% inferior a la de 2007, tras la relativa recuperación del año anterior.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear subió un 7% en 2008, debido a la menor disponibilidad de algunos grupos en el año anterior.

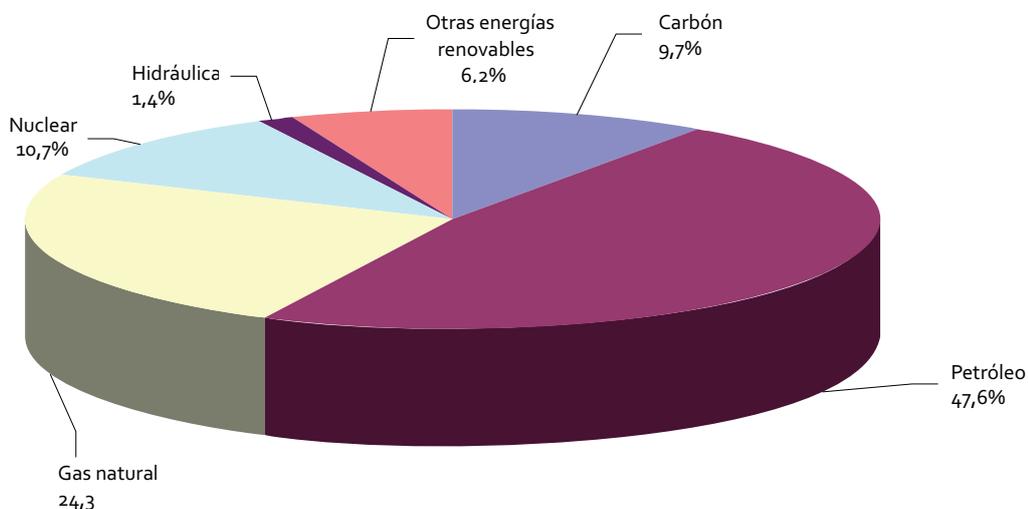
En el cuadro 2.2.2 y gráfico 2.4 se recoge la evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB desde 1980. En 2008 ha mejorado un 4,7% y desde 2004 se observa una tendencia de descenso sostenido de este ratio, un -11,7% en

total, rompiendo la tendencia de aumento en los años anteriores. Esto se ha 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 2008 fue de 30.725 Ktep, un 1,2% superior a la del año anterior, a pesar de los descensos en las fuentes fósiles e hidráulica, que e han compensado con aumentos en nuclear y en otras renovables.

GRÁFICO 2.3. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2008



DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA

CUADRO 2.2.1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA

	2007		2008		2008/07
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Carbón	20.354	13,9	13.917	9,8	-31,6
Petróleo	70.848	48,3	68.110	47,9	-3,9
Gas natural	31.602	21,6	34.783	24,5	10,1
Nuclear	14.360	9,8	15.368	10,8	7,0
Energías renovables	9.965	6,8	10.843	7,6	8,8
-Hidráulica	2.342	1,6	2.001	1,4	-14,5
-Otras energías renovables	7.624	5,2	8.841	6,2	16,0
-Eólica	2.387	1,6	2.735	1,9	14,6
-Biomasa y residuos	4.708	3,2	5.151	3,6	9,4
-Biocarburantes	386	0,3	601	0,4	55,7
-Geotérmica	8	0,0	8	0,0	6,5
-Solar	136	0,1	346	0,2	155,4
Saldo electr. (Imp.-Exp.)	-495	-0,3	-949	-0,7	
Total	146.634	100,0	142.070	100,0	-3,1

Metodología: AIE.
FUENTE: SEE.

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	2004	2006	2007	2008
PIB	353,20	363,60	391,70	459,20	494,30	515,40	572,80	653,30	713,80	767,58	797,00	806,34
Carbón/PIB	37,76	48,50	47,73	41,75	39,00	36,32	31,95	30,77	30,82	25,86	27,44	19,31
Petróleo/PIB	141,76	117,01	103,84	100,23	102,09	105,96	107,66	101,98	99,49	92,19	88,89	84,47
Gas natural/PIB	4,44	6,06	5,96	9,81	11,84	14,56	20,63	25,11	34,56	39,47	39,65	43,14
Nuclear/PIB	3,83	7,64	24,92	31,85	29,41	28,03	26,84	25,41	23,22	20,41	18,02	19,06
Hidráulica/PIB	7,20	6,42	5,83	3,57	3,49	3,88	5,62	6,33	5,78	5,51	5,99	6,14
Saldo electr./PIB	-0,34	-0,02	-0,28	-0,34	0,11	0,75	0,51	0,46	-0,36	-0,37	-0,62	-1,18
Energía primaria/PIB.	194,65	185,61	188,01	186,87	185,94	189,50	193,22	190,06	193,52	183,07	179,36	170,94
Índice (año 1980=100)	100,00	95,36	96,59	96,00	95,52	97,36	99,26	97,64	99,42	94,05	92,15	87,82

Metodología: AIE.
PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.
FUENTE: SEE.

CUADRO 2.3.1. PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN

	2.007	2008	2008/07	2007	2008	2008/07
	Miles de toneladas		%	Miles de tep.		%
Hulla y antracita	7.869	7.306	-7,2	3.731	3.534	-5,3
Linito negro	3.131	2.897	-7,5	960	840	-12,5
Lignito pardo	6.180	0	-100,0	1.174	0	-100,0
Total	17.180	10.202	-40,6	5.865	4.374	-25,4

FUENTE: SEE.

DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA

CUADRO 2.3.2. PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

	2007		2008		2008/07
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	
Carbón	5.865	19,3	4.374	14,2	-25,4
Petróleo	143	0,5	127	0,4	-11,2
Gas natural	16	0,1	14	0,0	-10,9
Nuclear	14.360	47,3	15.368	50,0	7,0
Hidráulica	2.342	7,7	2.001	6,5	-14,5
Otras energías renovables	7.624	25,1	8.841	28,8	16,0
Total	30.348	100,0	30.725	100,0	1,2

Metodología: A.I.E
FUENTE: SEE.

GRÁFICO 2.4. INTENSIDAD ENERGÉTICA (ENERGÍA PRIMARIA/PIB)

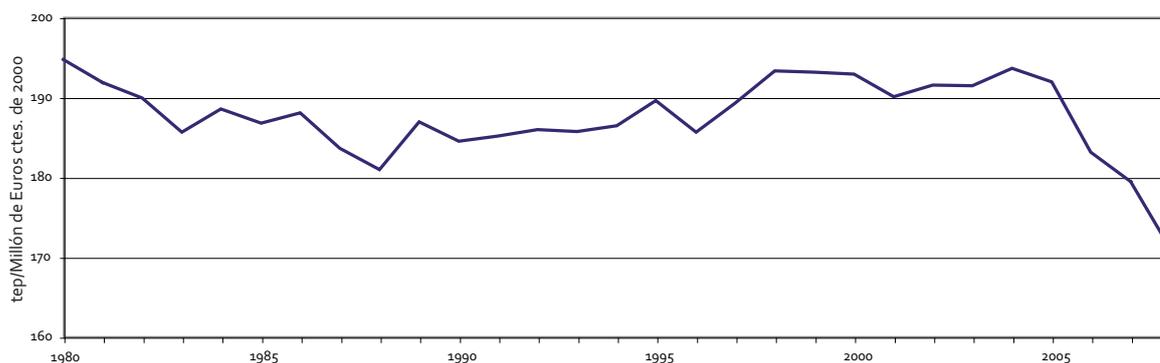
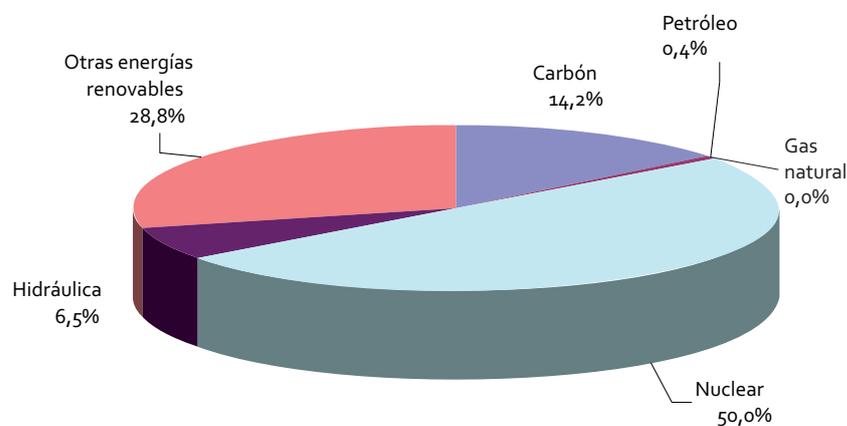


GRÁFICO 2.5. PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA





La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un 25,4%. Expresada en toneladas, bajó la producción tanto en hulla y antracita como en lignito negro, mientras la producción de lignito pardo ha cesado. La producción de carbón ha alcanzado 10,2 Mt en total (cuadro 2.3.1).

La producción de petróleo y gas, que en conjunto supone el 0,4% de la producción nacional de energía, se mantiene en niveles muy bajos con respecto al consumo.

Como se ha indicado, la producción de energía hidroeléctrica bajó un 14,5% y la producción de energía nuclear subió un 7%, mientras la de otras energías renovables creció un 16%, fundamentalmente debido a la generación eólica y solar fotovoltaica.

El descenso de la demanda y aumento de la pro-

ducción interior, ha hecho que el grado de autoabastecimiento energético, expresado en Ktep, se sitúe en el 21,6%, 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.

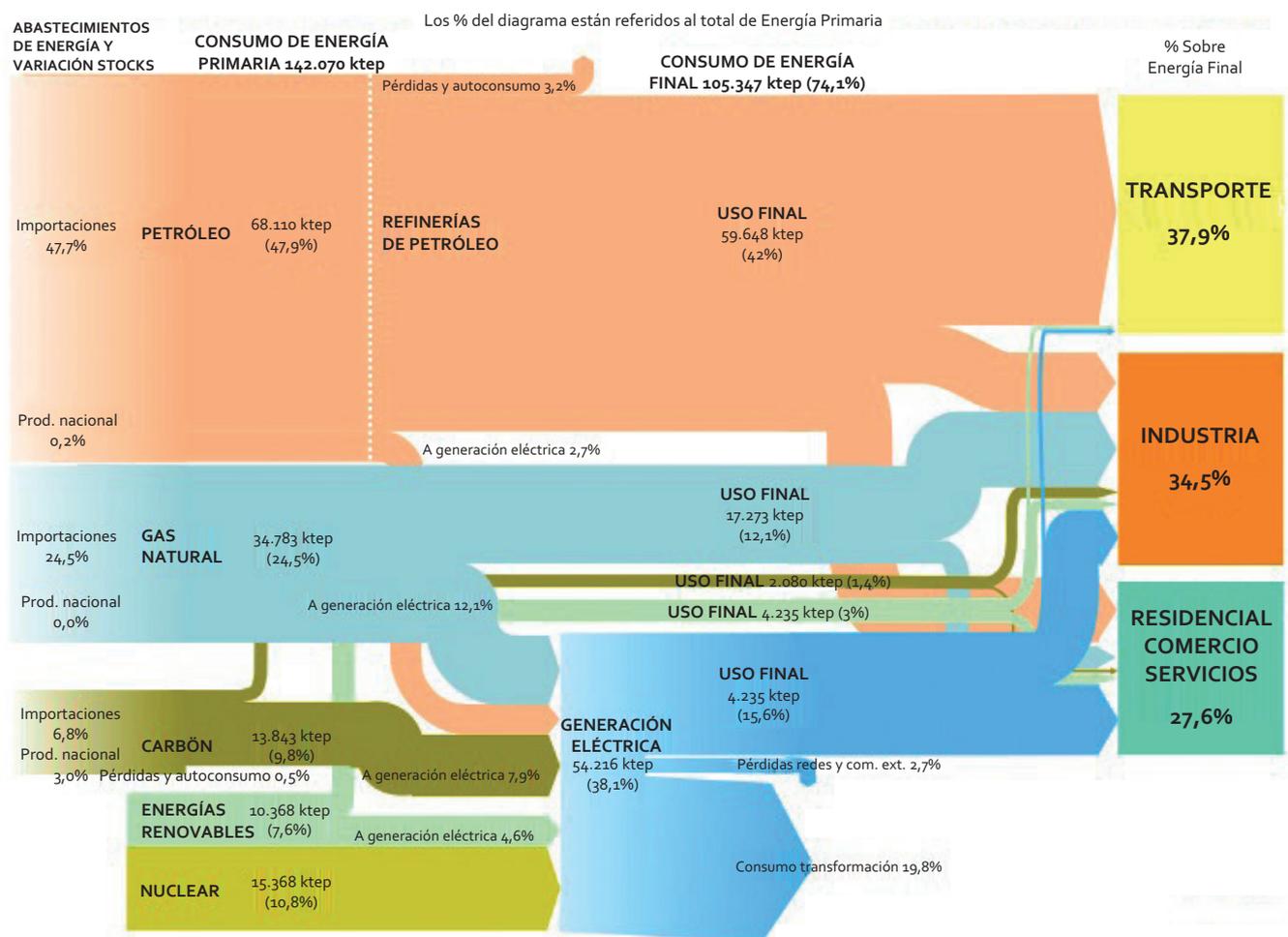
CUADRO 2.3.3. GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO (1)

	2007	2008
Carbón	28,8	31,4
Petróleo	0,2	0,2
Gas natural	0,0	0,0
Nuclear	100,0	100,0
Hidráulica	100,0	100,0
Energías renovables	100,0	100,0
Total	20,7	21,6

(1) Relación entre producción interior y consumo total de energía.
 Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.

DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA

FIGURA 2.6. DIAGRAMA DE SANKEY DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA EN 2008 (METODOLOGÍA AIE)



FUENTE: SEE.

3. SECTOR ELÉCTRICO



3.1. DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda nacional de energía eléctrica en barras de central (demanda b.c.) en 2008 fue de 290334 GWh, que supone un incremento del 0,1% respecto a la del año anterior (cuadro 3.1.1).

En el sistema peninsular, la demanda b.c. fue similar a la del año anterior, correspondiendo a las centrales del sistema de Red Eléctrica de España (REE) un crecimiento del 0,8%, y al Régimen Especial un 11,1%. 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 autoprodutores. En los sistemas extrapeninsulares, la demanda b.c. fue un 1,5% superior a la del año anterior.

Estas tasas, mucho menores que las de los años precedentes, son imputables al descenso de actividad económica, especialmente en la segunda mitad del año, la mejora de eficiencia del consumo eléctrico y a pesar de que las temperaturas extremas han sido ligeramente más severas que en el año anterior.

Partiendo de la demanda en barras de central y una vez deducidas las pérdidas en transporte y

CUADRO 3.1.1. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE CENTRAL

Sistema	2007 (Gwh)	2008 (Gwh)	2008/07 %
1. Peninsular	274.468	274.448	0,0
1.1. Sistema de R.E.E.	262.265	264.307	0,8
- Centrales propias	210.730	208.272	-1,2
- Saldo de I.I. (1)	-5.751	-11.039	
- Adquirida al rég. esp.	57.286	67.073	17,1
1.2. Régimen especial	69.489	77.215	11,1
- Venta a R.E.E.	57.286	67.073	17,1
- Disponible para autoconsumo	12.203	10.141	-16,9
2. Extrapeninsular	15.647	15.886	1,5
2.1. Canarias:	9.217	9.352	1,5
- Régimen ordinario	8.621	8.653	0,4
- Régimen especial	596	699	17,3
2.2. Baleares	5.998	6.122	2,1
- Régimen ordinario	5.858	5.937	1,3
- Régimen especial	140	185	32,5
2.3. Ceuta y Melilla	432	413	-4,4
- Régimen ordinario	423	405	-4,2
- Régimen especial	9	8	-13,8
3. Demanda total nacional (bc) (1+2)	290.115	290.334	0,1

(1) Import.-Export.

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

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 descenso de la actividad económica en el año; el consumo industrial bajó un 1,4%, el del transporte subió el 1% y el de los sectores doméstico y terciario, creció un 0,7%, este último incremento ha sido menor que el de años anteriores, a pesar de las condiciones climáticas citadas, debido al descenso de actividad del sector terciario de la economía y el estancamiento en la construcción de viviendas.

CUADRO 3.1.2. CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD

	2007 (Gwh)	2008 (Gwh)	2008/07 %
Total nacional	257.660	257.118	-0,2
Peninsular	243.623	242.862	-0,3
Extrapesininsular	14.037	14.256	1,6
Industria	110.985	109.414	-1,4
Transporte	5.513	5.566	1,0
Resto	141.162	142.137	0,7

FUENTE: SEE (Secretaría de Estado de Energía).

En el cuadro 3.1.3 se recoge la evolución mensual de la demanda en el sistema de REE. En todos los meses hasta agosto creció la demanda, bajando en los siguientes de forma acelerada. Destacan los aumentos en febrero y abril, relacionados con condiciones climáticas puntuales más severas que las de los mismos meses del año anterior.

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

El cuadro 3.1.5 recoge la evolución del Índice de Producción Industrial (IPI), que bajó un 6,5% res-

CUADRO 3.1.3. DEMANDA ELÉCTRICA PENINSULAR EN B.C. (1)

Mes	2007 (Gwh)	2008 (Gwh)	2008/07	
			Mensual	Acumu.
Enero	24.078	24.772	2,9	2,9
Febrero	21.096	22.892	8,5	5,5
Marzo	22.485	22.667	0,8	3,9
Abril	20.149	21.774	8,1	4,9
Mayo	20.748	21.289	2,6	4,5
Junio	21.041	21.317	1,3	3,9
Julio	22.907	23.430	2,3	3,7
Agosto	21.301	21.623	1,5	3,4
Septiembre	21.131	20.931	-0,9	3,0
Octubre	21.527	20.945	-2,7	2,4
Noviembre	22.829	21.848	-4,3	1,8
Diciembre	24.020	23.231	-3,3	1,3
TOTAL	263.312	266.719		1,3

(1) Incluye compras al régimen especial.
FUENTE: Red Eléctrica de España S.A. y CNE.

CUADRO 3.1.4. DEMANDA ELÉCTRICA PENINSULAR EN B.C. POR ZONAS (1)

Zonas	2007 (Gwh)	2008 (Gwh)	2008/07 %
Catalana	43.014	39.443	-8,3
Centro-Levante	65.188	66.654	2,2
Centro-Norte	27.827	25.888	-7
Noroeste	24.798	23.850	-3,8
Aragonesa	6.524	7.703	18,1
Andaluz	37.620	33.692	-10,4
Total	204.971	197.230	-3,8

(1) Sin incluir compras al régimen especial.
FUENTE: Red Eléctrica de España.

pecto al del año anterior, con descenso de todos sus componentes, excepto la producción y distribución de energías. Destaca el descenso en industria manufacturera y bienes de equipo. El consumo eléctrico del sector industrial ha bajado a tasas menores que la producción por lo que la intensidad energética de la industria ha seguido creciendo por segundo año consecutivo, después del significativo descenso del año 2006.



CUADRO 3.1.5. ÍNDICE DE PRODUCCION INDUSTRIAL (BASE 2000). MEDIA ANUAL

	2007	2008	2008/07
Por ramas de actividad			
Índice general	108,7	101,6	-6,5
Industrias extractivas	89,2	77,6	-13
Industria manufacturera	107,5	99,5	-7,4
Producción y distribución de energía eléctrica gas y agua	122,5	124,1	1,3
Por destino económico de los bienes			
Bienes de consumo	106,2	100,9	-5
Bienes de equipo	108	102,4	-5,2
Bienes intermedios	108	95,6	-11,5
Energía	117,2	118,9	1,5

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 31-12-2008, 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.

CUADRO 3.2.1.1. POTENCIA INSTALADA A 31-12-2008.TOTAL NACIONAL

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
Régimen ordinario	66.449	69,8	74,6
Hidráulica	16.658	17,5	6,8
-Convencional y mixta	14.112		
-Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.716	8,1	18,6
Carbón	11.869	12,5	15,7
-Hulla y antracita nacional	5.880		
-Lignito negro	1.504		
-Lignito pardo	2.031		
-Carbón importado	2.454		
Fuel oil-Gas oil	6.202	6,5	4,0
Gas natural	24.004	25,2	29,5
-Ciclo combinado	21.667		
Régimen especial	28.728	30,2	25,4
Hidráulica	1.965	2,1	1,5
Eólica	15.709	16,5	10,0
Solar fotovoltaica	3.331	3,5	0,8
Carbón	130	0,1	0,1
Gas natural	5.387	5,7	9,5
Fuel oil-Gas oil	1.410	1,5	2,0
Biomasa y Residuos	797	0,8	1,6
Total nacional	95.177	100,0	100,0

FUENTE: SEE, Red Eléctrica de España y CNE.

SECTOR ELÉCTRICO

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto nacional ascendió en 2008 a 316.850 GWh, un 1,5% superior a la del año anterior. La estructura de generación, como puede observarse en el cuadro 3.2.1.2, muestra un aumento significativo de la producción con energías renovables, como eólica, solar fotovoltaica y biomasa, a pesar del descenso en hidroeléctrica.

La producción en centrales nucleares subió un

7%, debido a que en el año anterior se realizó la parada programada de recarga de la mayoría de los grupos. La producción con centrales de carbón, se produjo un descenso del 33,8%, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto total nacional bajó hasta el 15,7%. Esto se ha debido a que varias plantas han estado fuera de servicio para realizar nuevas inversiones que las adapten a la legislación ambiental, junto con los altos precios del carbón durante el año.

CUADRO 3.2.1.2. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN CENTRALES. TOTAL NACIONAL

	2007		2008		2008/7
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
Régimen ordinario	239.607	76,7	236.254	74,6	-1,4
Hidroeléctrica	26.352	8,4	21.430	6,8	-18,7
Nuclear	55.102	17,6	58.971	18,6	7,0
Carbón	75.042	24,0	49.658	15,7	-33,8
-Hulla y antracita nacional	35.751	11,5	23.510	7,4	-34,2
-Lignito negro	8.313	2,7	6.183	2,0	-25,6
-Lignito pardo	13.637	4,4	8.188	2,6	-40,0
-Carbón importado	17.341	5,6	11.777	3,7	-32,1
Fuel oil-Gas oil	12.998	4,2	12.822	4,0	-1,4
Gas natural	70.113	22,5	93.373	29,5	33,2
-Ciclo combinado	68.139	21,8	91.286	28,8	34,0
Régimen especial	72.600	23,3	80.596	25,4	11,0
Hidráulica	4.166	1,3	4.658	1,5	11,8
Eólica	27.754	8,9	31.802	10,0	14,6
Solar fotovoltaica	498	0,2	2.527	0,8	407,8
Carbón	463	0,1	460	0,1	-0,7
Gas natural	28.812	9,2	29.966	9,5	4,0
Fuel oil-Gas oil	6.364	2,0	6.228	2,0	-2,1
Biomasa y Residuos	4.543	1,5	4.955	1,6	9,1
Producción bruta	312.206	100,0	316.850	100,0	1,5
Consumos en generación	11.994		11.751		-2,0
Producción neta	300.213		305.099		1,6
Consumo en bombeo	4.349		3.729		
Saldo de intercambios	-5.751		-11.039		
Demanda (bc)	290.113		290.331		0,1

FUENTE: SEE.



La producción en centrales de fuel-oil en el Régimen Ordinario ha bajado un 1,4%, y sigue bajando su peso en la estructura de generación. El aumento en las de gas es debido a la entrada en operación de las nuevas centrales de gas de ciclo combinado y también en cogeneración, que ha recuperado su actividad después del descenso del año 2006. Destaca el crecimiento de la generación eólica, que ha supuesto el 10% del total.

En el cuadro 3.2.1.3 se muestra el balance eléctrico total nacional por fuentes de energía, apreciándose que sube en gas, nuclear y renovables distintas de la hidroeléctrica, y baja en ésta, en carbón y en productos petrolíferos.

En conjunto, las energías renovables han aportado el 20,6% de la generación bruta total, frente al 20,3% del año anterior y a pesar del descenso citado en hidroeléctrica.

La producción eléctrica neta total nacional fue, en 2008 de 305.099 GWh, con un aumento del 1,6% en relación con dicho valor en 2007. Los consumos en generación han sido inferiores a los del año anterior, por la menor participación de las centrales de carbón y mayor de las eólicas, solar y gas en ciclo combinado. Finalmente, la energía eléctrica en barras de central, disponible para el mercado nacional aumentó ligeramente, un 0,1% en relación con la de 2007, debido al menor consumo en bombeo y al fuerte aumento de las exportaciones.

CUADRO 3.2.1.3. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR FUENTES DE ENERGÍA. TOTAL NACIONAL

	2007		2008		2008/7
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
Régimen ordinario	239.607	76,7	236.254	74,6	-1,4
Hidroeléctrica	26.352	8,4	21.430	6,8	-18,7
Nuclear	55.102	17,6	58.971	18,6	7,0
Carbón	74.188	23,8	49.068	15,5	-33,9
-Hulla y antracita nacional	20.310	6,5	15.632	4,9	-23,0
-Lignito negro	3.994	1,3	2.952	0,9	-26,1
-Lignito pardo	4.378	1,4	147	0,0	-96,6
-Carbón importado	45.506	14,6	30.337	9,6	-33,3
Fuel oil-Gas oil	14.505	4,6	13.929	4,4	-4,0
Gas natural	69.460	22,2	92.856	29,3	33,7
Régimen especial	72.600	23,3	80.596	25,4	11,0
Hidráulica	4.166	1,3	4.658	1,5	11,8
Eólica	27.754	8,9	31.802	10,0	14,6
Solar fotovoltaica	498	0,2	2.527	0,8	407,8
Carbón	463	0,1	460	0,1	-0,7
Gas natural	28.812	9,2	29.966	9,5	4,0
Fuel oil-Gas oil	6.364	2,0	6.228	2,0	-2,1
Biomasa y Residuos	4.543	1,5	4.955	1,6	9,1
Producción bruta	312.206	100,0	316.850	100,0	1,5

FUENTE: SEE.

SECTOR ELÉCTRICO

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 48,9% y el de productos petrolíferos un bajó 13,1%, mientras el de gas en termias subió fuertemente. Debido a esta estructura de generación, con menor recurso a algunos combustibles fósiles en centrales convencionales, el consumo de combustibles para generación, medido en tep, bajó globalmente un 7,9%.

Para generar la energía eléctrica producida en

2008 ha sido preciso consumir, en los diferentes tipos de instalaciones de generación eléctrica, 54.216 Ktep, un 3,1% inferior 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 2007 se indican en el capítulo 11 de este Informe.

CUADRO 3.2.1.4. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. TOTAL NACIONAL

	2007	2008	2008/07	2007	2008	2008/07
	Miles de toneladas (1)		%	Miles de tep.		%
Carbón	38.496	19.664	-48,9	17.068	10.885	-36,2
-Hulla+antracita nacional	9.247	6.712	-27,4	4.349	3.250	-25,3
-Carbón importado	19.210	12.203	-36,5	10.436	6.885	-34,0
-Lignito negro	3.251	707	-78,2	1.003	707	-29,5
-Lignito pardo	6.787	43	-99,4	1.281	43	-96,7
Productos petrolíferos	4.496	3.906	-13,1	4.366	3.813	-12,7
Gas natural	150.825	191.930	27,3	13.574	17.274	27,3
Gas siderúrgico	2.875	2.695	-6,2	288	270	-6,3
Biomasa y Residuos	5.717	6.514	13,9	1.512	1.654	9,4
Total				36.808	33.895	-7,9

(1) Gas natural y gas siderúrgico en millones de termias PCS.
FUENTE: SEE.

CUADRO 3.2.1.5. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. TOTAL NACIONAL

	2007		2008		2008/7
	ktep.	Estructura %	ktep.	Estructura %	%
Hidroeléctrica	2.342	4,2	2.001	3,7	-14,5
Nuclear	14.360	25,7	15.368	28,3	7,0
Carbón	17.356	31,0	11.154	20,6	-35,7
-Nacional	6.645	11,9	4.016	7,4	-39,6
-Importado	10.710	19,1	7.138	13,2	-33,4
Petróleo	4.366	7,8	3.813	7,0	-12,7
Gas natural	13.574	24,3	17.274	31,9	27,3
Eólica	2.387	4,3	2.735	5,0	14,6
Solar	43	0,1	217	0,4	407,9
Biomasa y Residuos	1.512	2,7	1.654	3,1	9,4
Total	55.939	100,0	54.216	100,0	-3,1

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



3.2.2. Explotación del sistema peninsular

En el cuadro 3.2.2.1 se detalla la potencia instalada a 31-12-2008, en el Sistema Eléctrico Peninsular. Este Sistema está constituido por las centrales integradas en el sistema de Red Eléctrica de España, S.A., así como por un conjunto variado de autoproduidores que se integran en el Régimen Especial.

La producción de energía eléctrica, en bornes de generador, en el Sistema Peninsular, ascendió en 2008 a 299.979 GWh, un 1,5% superior a la producción de 2007.

Los consumos en generación fueron inferiores a los del año anterior, pues hubo una menor generación con carbón y creció la producción con gas en ciclo combinado y eólica. La producción eléctrica neta aumentó un 1,6%, alcanzando 289.215 GWh, en barras de central.

El consumo por bombeo bajó en el año, mientras el saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica continúa siendo exportador y con fuerte crecimiento en el año. En consecuencia, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado, creció un 0,2%. En el cuadro 3.2.2.2 se

CUADRO 3.2.2.1. POTENCIA INSTALADA A 31-12-2008. TOTAL PENINSULAR

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
Régimen ordinario	61.817	68,6	0,0
Hidráulica	16.657	18,5	0,0
-Convencional y mixta	14.111		
-Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.716	8,6	0,0
Carbón	11.359	12,6	0,0
-Hulla y antracita nacional	5.880		
-Lignito negro	1.504		
-Lignito pardo	2.031		
-Carbón importado	1.944		
Fuel oil-Gas oil	2.081	2,3	0,0
Gas natural	24.004	26,6	0,0
-Ciclo combinado	21.667		
Régimen especial	28.301	31,4	0,0
Hidráulica	1.965	2,2	0,0
Eólica	15.559	17,3	0,0
Solar fotovoltaica	3.185	3,5	0,0
Carbón	130	0,1	0,0
Gas natural	5.387	6,0	0,0
Fuel oil-Gas oil	1.314	1,5	0,0
Biomasa y Residuos	761	0,8	0,0
Total nacional	90.118	100,0	0,0

FUENTE: SEE, Red Eléctrica de España y CNE.

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.2.2.2. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN CENTRALES. TOTAL PENINSULAR

	2007		2008		2008/07
	Gwh	%	Gwh	%	%
Régimen ordinario	223.823	75,7	220.340	73,5	-1,6
Hidroeléctrica	26.352	8,9	21.430	7,1	-18,7
Nuclear	55.102	18,6	58.971	19,7	7,0
Carbón	71.833	24,3	46.275	15,4	-35,6
-Hulla y antracita nacional	35.751	12,1	23.510	7,8	-34,2
-Lignito negro	8.313	2,8	6.183	2,1	-25,6
-Lignito pardo	13.637	4,6	8.188	2,7	-40,0
-Carbón importado	14.132	4,8	8.394	2,8	-40,6
Fuel oil-Gas oil	423	0,1	291	0,1	-31,2
Gas natural	70.113	23,7	93.373	31,1	33,2
-Ciclo combinado	68.139	23,1	91.286	30,4	34,0
Régimen especial	71.781	24,3	79.639	26,5	10,9
Hidráulica	4.166	1,4	4.658	1,6	11,8
Eólica	27.389	9,3	31.360	10,5	14,5
Solar fotovoltaica	477	0,2	2.436	0,8	411,3
Carbón	463	0,2	460	0,2	-0,7
Gas natural	28.812	9,7	29.966	10,0	4,0
Fuel oil-Gas oil	6.079	2,1	5.961	2,0	-1,9
Biomasa y Residuos	4.396	1,5	4.798	1,6	9,2
Producción bruta	295.604	100,0	299.979	100,0	1,5
Consumos en generación	11.044		10.764		-2,5
Producción neta	284.560		289.215		1,6
Consumo en bombeo	4.349		3.279		
Saldo de intercambios	-5.751		-11.039		
Demanda (bc)	274.460		274.897		0,2

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

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 con gas, nuclear y eólica, mientras bajó la de energía hidroeléctrica y con carbón. La generación del Régimen Ordinario bajó un 1,6%, mien-

tras la del Régimen Especial aumentó un 10,9%. La producción en centrales con fuel del Ordinario ha bajado hasta niveles poco significativos.

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.

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.2.2.3. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR FUENTES DE ENERGÍA. TOTAL PENINSULAR

	2007		2008		2008/07
	Gwh	%	Gwh	%	%
Régimen ordinario	223.823	75,7	220.340	73,5	-1,6
Hidroeléctrica	26.352	8,9	21.430	7,1	-18,7
Nuclear	55.102	18,6	58.971	19,7	7,0
Carbón	70.994	24,0	45.635	15,2	-35,7
-Hulla y antracita nacional	20.310	6,9	15.632	5,2	-23,0
-Lignito negro	3.994	1,4	2.952	1,0	-26,1
-Lignito pardo	4.378	1,5	147	0,0	-96,6
-Carbón importado	42.312	14,3	26.904	9,0	-36,4
Fuel oil-Gas oil	1.915	0,6	1.448	0,5	-24,4
Gas natural	69.460	23,5	92.856	31,0	33,7
Régimen especial	71.781	24,3	79.639	26,5	10,9
Hidráulica	4.166	1,4	4.658	1,6	11,8
Eólica	27.389	9,3	31.360	10,5	14,5
Solar fotovoltaica	477	0,2	2.436	0,8	411,3
Carbón	463	0,2	460	0,2	-0,7
Gas natural	28.812	9,7	29.966	10,0	4,0
Fuel oil-Gas oil	6.079	2,1	5.961	2,0	-1,9
Biomasa y Residuos	4.396	1,5	4.798	1,6	9,2
Producción bruta	295.604	100,0	299.979	100,0	1,5

FUENTE: SEE.

CUADRO 3.2.2.4. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. TOTAL PENINSULAR

	2007	2008	2008/07	2007	2008	2008/07
	Miles de toneladas (1)		%	Miles de tep.		%
Carbón	37.327	18.409	-50,7	16.355	10.118	-38,1
-Hulla+antracita nacional	9.247	6.712	-27,4	4.349	3.250	-25,3
-Carbón importado	18.042	10.947	-39,3	9.722	6.118	-37,1
-Lignito negro	3.251	707	-78,2	1.003	707	-29,5
-Lignito pardo	6.787	43	-99,4	1.281	43	-96,7
Productos petrolíferos	1.310	1.100	-16,0	1.198	1.038	-13,4
Gas natural	150.825	191.930	27,3	13.574	17.274	27,3
Gas siderúrgico	2.875	2.695	-6,2	288	270	-6,3
Biomasa y Residuos	5.450	5.999	10,1	1.462	1.600	9,5
Total				32.876	30.299	-7,8

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

FUENTE: SEE.

Energía Hidroeléctrica

En el cuadro 3.2.2.6 se muestra la energía hidro-

eléctrica producible por meses, observándose que ésta fue en general inferior a la de 2007 en el primer trimestre y superior en general en el resto,

SECTOR ELÉCTRICO

aunque siempre por debajo de la media histórica en acumulado, quedando en diciembre muy por debajo de ésta.

La gestión de reservas, conjuntamente con la evolución, antes indicada, del producible hidráulico, dio

como resultado una producción hidroeléctrica total en bornes de generador en el sistema peninsular de 21.430 GWh, en el Régimen Ordinario, un 18,7% inferior a la del año 2007 y de 4.658 GWh en el Régimen Especial, superior al año anterior.

CUADRO 3.2.2.5. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. TOTAL PENINSULAR

	2007		2008		2008/7
	ktep.	Estructura %	ktep.	Estructura %	%
Hidroeléctrica	2.342	4,5	2.001	4,0	-14,5
Nuclear	14.360	27,6	15.368	30,4	7,0
Carbón	16.642	32,0	10.387	20,5	-37,6
-Nacional	6.645	12,8	4.016	7,9	-39,6
-Importado	9.997	19,2	6.371	12,6	-36,3
Petróleo	1.198	2,3	1.038	2,1	-13,4
Gas natural	13.574	26,1	17.274	34,2	27,3
Eólica	2.355	4,5	2.697	5,3	
Solar	41	0,1	210	0,4	
Biomasa y Residuos	1.462	2,8	1.600	3,2	9,5
Total	51.973	95,4	50.575	94,3	-2,7

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

FUENTE: SEE.

CUADRO 3.2.2.6. ÍNDICE DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA PRODUCIBLE

	2007		2008	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	0,37	0,37	0,32	0,32
Febrero	0,80	0,59	0,20	0,25
Marzo	0,84	0,66	0,32	0,28
Abril	0,85	0,70	1,15	0,46
Mayo	0,94	0,74	1,20	0,58
Junio	0,83	0,75	1,18	0,65
Julio	0,73	0,75	0,94	0,66
Agosto	0,87	0,75	0,98	0,67
Septiembre	0,72	0,75	0,93	0,68
Octubre	0,59	0,74	0,40	0,66
Noviembre	0,29	0,70	0,60	0,66
Diciembre	0,17	0,64	0,75	0,67

FUENTE: Red Eléctrica de España.



Carbón

La producción eléctrica, en bornes de generador, en centrales de carbón del Régimen Ordinario del Sistema Peninsular fue, en 2008, de 46.275 GWh, siendo la participación en la producción total del 15,4%, peso que ha disminuido respecto al año anterior, debido a que varias plantas han estado fuera de servicio para realizar nuevas inversiones que las adapten a la legislación ambiental, junto con los altos precios del carbón durante el año.

El consumo de carbón alcanzó 18.409 Kt, inferior en un 50,7% al del año anterior, destacando, en toneladas, el descenso del 27,4% en hulla y antracita nacional, el descenso del 78,2% en lignito negro y del fin del consumo de lignito pardo, que ha dejado de explotarse, junto con el descenso del 39,3% 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 2008 (cuadro 3.2.2.7), ascendían a 8.580 Kt, un 42,7% superior a las existencias al 31 de diciembre de 2007, debido al bajo consumo en generación eléctrica indicado.

Fueloil y gas natural

En 2008, en el Régimen Ordinario peninsular, se generaron 291 GWh, en bornes de generador, en centrales de fueloil, con descenso del 31,2% y 93.373 GWh en centrales de gas natural, con aumento del 33,2% y alcanzando ya el 31,1% de la generación bruta peninsular.

El consumo de productos petrolíferos en generación de dicho Régimen ascendió, en 2008, a 1100 Kt, un 16% inferior al de 2007. El de gas natural fue de 191930 millones de termias PCS, un 27,3% 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, 3.1360 GWh, un 14,5% superior a la del año anterior y debido a la entrada en servicio de nueva potencia. En biomasa y Residuos, el producción fue 4.798 GWh, un 9,2% superior a la del año anterior. Este año ha registrado el enorme crecimiento de la generación solar fotovoltaica, que ha alcanzado 2.436 GWh.

CUADRO 3.2.2.7. EXISTENCIAS DE CARBÓN EN LAS CENTRALES TÉRMICAS PENINSULARES

	Existenc. en miles de toneladas a:		Variación	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Hulla + Antracita nac.	3.289	5.167	1.878	57,1
Hulla importada	1.919	2.009	90	4,7
Lignito pardo	2	0	-2	-100,0
Lignito negro	803	1.405	602	75,0
Total	6.013	8.580	2.567	42,7

FUENTE: Red Eléctrica de España.

En conjunto, las energías renovables han aportado el 21,5% de la generación bruta peninsular, frente al 21,2% 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 2008 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 2008.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto del sistema extrapeninsular, en

2008, fue de 16.874 GWh, lo que representa un incremento del 1,6% en relación con 2007.

Los consumos en generación aumentaron un 3,2%, por lo que la producción neta, o energía eléctrica disponible en barras de central, ha sido, en 2008, de 15.887 GWh, un 1,5% superior al valor del año 2007.

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 31-12-2008. EXTRAPENINSULAR

	Baleares Mw	Canarias Mw	Ceuta Mw	Melilla Mw	Total Mw
Régimen ordinario	1.958	2.543	57	73	4.631
Hidráulica	0	1	0	0	1
Térmica	1.958	2.542	57	73	4.630
-Carbón	510	0	0	0	510
-Fuel oil-Gas oil	1.448	2.542	46	62	4.098
Régimen especial	96	327	0	3	426
Fuel oil-Gas oil	8	88	0	0	96
Eólica	4	146	0	0	150
R.S.U.	33	0	0	3	36
Solar fotovoltaica	52	93	0	0	145
Total	2.054	2.870	57	76	5.057

Fuente: SEE y Red Eléctrica de España.

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.2.3.2. BALANCE ELÉCTRICO EXTRAPENINSULAR SEGÚN CENTRALES (GWH)

	Balears		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2008/07
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	%
Régimen ordinario	6.216	6.311	9.122	9.170	446	435	15.784	15.917	0,8
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0	
Térmica	6216	6311	9122	9170	446	435	15784	15917	0,8
-Carbón	3209	3383	0	0	0	0	3209	3383	5,4
-Fuel oil-Gas oil	3007	2928	9122	9170	446	435	12575	12534	-0,3
Régimen especial	170	209	639	740	10	9	819	957	16,9
Fuel oil-Gas oil	25	26	261	240	0	0	285	267	-6,5
Eólica	6	6	359	437	0	0	365	442	21,2
R.S.U.	137	149	0	0	10	9	147	158	6,9
Solar fotovoltaica	2	28	19	63	0	0	21	91	
Producción bruta	6.386	6.520	9.761	9.910	456	444	16.602	16.874	1,6
Consumos en generación	388	398	544	559	25	31	956	987	3,2
Demanda (bc)	5.998	6.122	9.217	9.352	432	413	15.646	15.887	1,5

FUENTE: SEE.

CUADRO 3.2.3.3. CONSUMO DE COMBUSTIBLES Y DE ENERGÍA PRIMARIA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA. TOTAL EXTRAPENINSULAR

	Balears		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2008/07
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	%
Consumo de combustibles (Miles de toneladas)									
Carbón	1.169	1.259	0	0	0	0	1.169	1.259	7,7
Productos Petrolíferos	793	570	2305	2143	88	92	3.187	2.805	-12,0
R.S.U.	248	269	0	0	19	16	267	285	6,9
Total	2.210	2.098	2.305	2.143	107	108	4.622	4.350	-5,9
Consumo de energía primaria (Miles de tep)									
Carbón	714	767	0	0	0	0	714	767	7,5
Productos Petrolíferos	801	567	2.283	2.116	85	89	3.168	2.772	-12,5
R.S.U.	47	51	0	0	4	3	51	54	6,9
Eólica	1	1	30	38	0	0	31	38	24,6
Solar	0	2	2	5	0	0	2	8	
Total	1.562	1.386	2.313	2.153	89	92	3.963	3.631	-8,4

FUENTE: SEE.

ESTRUCTURA DE TARIFAS

En 2008 se han realizado dos revisiones de tarifas: en enero y julio, actualizando las tarifas de suministro y de acceso, así como las tarifas y primas de régimen especial.

Esta información ha sido publicada, en la normativa citada a continuación:

- Orden ITC/3.860/2007, de 29 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

– Orden ITC/1.857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008.

Además de dichas revisiones tarifarias, hay que destacar que el 1 de julio de 2008 desaparecieron las tarifas generales de alta tensión, según lo dispuesto en el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, que en su Disposición adicional cuarta contemplaba que “A partir de 1 de julio de 2008 se suprimen las tarifas generales de alta tensión y la tarifa horaria de potencia”.

La desaparición de las tarifas es la culminación del proceso de liberalización del suministro, iniciado el 1 de enero de 1998, y desarrollado a través de medidas normativas con el objeto de fomentar la contratación de energía en el mercado libre y la desaparición progresiva de las tarifas integrales de suministro de energía eléctrica, de acuerdo con lo establecido en la Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, y según lo dispuesto en la Ley 17/2007, de 4 de julio, de modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, donde se establecía el calendario de desaparición de las tarifas integrales contemplando la entrada en vigor del “suministro de último recurso”.

Otras medidas adoptadas en el año 2008 en lo que respecta a las tarifas de suministro para consumidores domésticos en baja tensión han sido: la tarifa social, para consumidores con menos de 3 KW

de potencia contratada en su residencia habitual, con término de potencia gratuito, y el mínimo de consumo gratuito (12,5 kWh al mes) para todos los consumidores domésticos.

3.3.1. Actualización de las tarifas en 2008

A lo largo del año 2008 tuvieron lugar dos revisiones de tarifas:

A partir del 1 de enero de 2008

La Orden ITC/3.860/2007, para el caso de las tarifas integrales, recogió las subidas siguientes a partir del 1 de enero de 2008:

a) Se incrementaron los precios básicos de los términos de potencia y energía de todas las tarifas de suministro de los consumidores finales el 3,3%.

Las tarifas para los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley, de acuerdo con la fórmula de cálculo establecida en el Real Decreto 1.164/2001, de 26 de octubre, se incrementan el 5,4%.

b) Las variaciones medias de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica son las siguientes:

- Tarifas 2.0.A y 2.0A DH:	-20%
- Resto de tarifas:	+3,3%



Para los consumidores domésticos se redujeron los precios de los términos de energía manteniendo los términos de potencia con objeto de lograr un acercamiento entre los precios del mercado libre y la tarifa, cuestión que en el caso de la tarifa 2.0A llegan a la igualdad.

Para los alquileres de equipos se mantuvieron las tarifas a la espera del informe de la Comisión Nacional de Energía solicitado como consecuencia del propio informe que sobre la tarifa eléctrica de 2002 emitió esa Comisión, excepto en el caso de los nuevos contadores electrónicos con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos que se actualizan como las tarifas, incrementándose el 3,3%.

En virtud de lo previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se procede a la actualización anual o trimestral, según corresponda, de las tarifas, primas, límites superior e inferior y determinados complementos, de las instalaciones recogidas en el mismo.

A partir del 1 de julio de 2008

Desaparecen las tarifas de suministro de alta tensión. Se incrementan los precios básicos de los términos de energía de todas las tarifas de suministro de baja tensión manteniendo los términos de potencia con objeto de lograr un acercamiento entre los precios del mercado libre y la tarifa. Los incrementos por tarifas son los que a continuación se resumen:

Tarifa	Incremento Precio Medio
1.0	5%
2.0.1	5,5%
2.0.2	7,33%
2.0.3	8,34%
3.0.1	5%
2.0.1 DHA	5,71%
2.0.2 DHA	7,51%
2.0.3 DHA	8,48%
3.0.1 DHA	5%
3.0.2	5%

Para estas tarifas se establece un consumo mínimo 12,5 kWh al mes que está exento de facturación. Paralelamente se reduce el límite de consumo por encima del cual se penalizan los excesos, de 1.100 kWh al bimestre a 500 kWh al mes, actualizando la penalización al 25% del término de energía básico de la tarifa 2.0.1.

La tarifa G.4, que es la única tarifa de alta tensión destinada a consumidores finales se incrementa el 4,7% en línea con el IPC, con ello las tarifas a los consumidores finales se incrementan un 5,6%.

3.3.2. Evolución de las Tarifas Eléctricas

a) Evolución en España

La evolución de los precios desde 1997 hasta 2008 (primer semestre) se detalla en el cuadro 3.3.1, en el que se representa la evolución de las tarifas integrales desde el año 1997, comparándolo con el valor de IPC correspondiente a cada uno de esos

CUADRO 3.3.1. EVOLUCION DE LAS TARIFAS INTEGRALES

Año	R.D. Tarifas N.º	Incremento anual					
		R.D. Tarifas				IPC	
		1996 = 100		1996 = 100		1996 = 100	
		% Nominal	Acumulado	% Real	Acumulado	%	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	4,05	73,92	2,70	133,31
2007	RD 1634/06, RD 871/07	6,04	105,40	1,84	75,28	4,20	138,91
2008	ORDEN ITC/3860/2007	3,34	108,92	1,94	76,74	1,40	140,86
Total			8,92		-23,26		40,86

FUENTE: SEE.

años. Se representan los porcentajes, tanto real como nominal, así como la evolución de los índices, tomando como base 100 el año 1996.

A partir del 1 de julio de 2008, con la desaparición de las tarifas integrales de alta tensión, únicamente se contemplaban tarifas integrales para los consumidores en baja tensión, situación que se ha mantenido hasta la entrada en vigor del suministro de último recurso el 1 de julio de 2009. Por este motivo, en el segundo semestre de 2008, la evolución de los precios es la reflejada en el apartado anterior.

b) Comparación con otros países

Para la comparación de precios de energía eléctrica con otros países, se han utilizado los datos vigentes a 1 de julio de 2008 en los diferentes paí-

ses de Europa, facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo domésticos e industriales.

Estos datos son los obtenidos con la nueva metodología aplicable a la recopilación de datos sobre precios desde el 1 de enero de 2008, a raíz de la aprobación de la Decisión de la Comisión de 7 de junio de 2007, en la que se modificaron los anexos de la Directiva 90/377/CE del Consejo, relativa a un procedimiento comunitario que garantice la transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y electricidad.

En los cuadros 3.3.2 y 3.3.3 se detallan estos precios, calculados en cent€/kWh, incluyendo todos los impuestos en el caso de los consumidores domésticos, y todos los impuestos excepto el IVA en el caso de los consumidores industriales. Como se puede observar:

CUADRO 3.3.2. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS
PRECIOS EN EURO/KWH, CON IVA (JULIO 2008)

Países	Consumidores tipo				
	Da <1.000 kWh	Db: 1.000 a 2.500 kWh	Dc: 2.500 a 5.000 kWh	Dd: 5.000 a 15.000 kWh	De: >15.000 kWh
Bélgica	0,281	0,234	0,208	0,187	0,167
Bulgaria	0,082	0,081	0,082	0,082	0,090
República Checa	0,271	0,204	0,130	0,107	0,092
Dinamarca	0,307	0,307	0,279	0,249	0,249
Alemania	0,348	0,244	0,220	0,204	0,197
Estonia	0,087	0,087	0,085	0,083	0,074
Irlanda	0,488	0,237	0,203	0,184	0,159
Grecia	0,106	0,094	0,110	0,135	0,171
España	0,320	0,180	0,156	0,149	0,140
Francia	0,234	0,144	0,123	0,108	0,108
Italia	0,270	0,163	0,220	0,239	0,241
Chipre	0,199	0,191	0,204	0,210	0,212
Letonia	0,101	0,100	0,100	0,100	0,100
Lituania	0,092	0,089	0,087	0,082	0,077
Luxemburgo	0,222	0,179	0,156	0,146	0,115
Hungría	0,159	0,159	0,155	0,153	0,162
Malta	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Holanda	0,000	0,139	0,178	0,199	0,187
Austria	0,265	0,203	0,177	0,166	0,153
Polonia	0,174	0,141	0,130	0,123	0,117
Portugal	0,342	0,174	0,153	0,137	0,127
Rumanía	0,110	0,108	0,110	0,110	0,113
Eslovenia	0,193	0,131	0,116	0,109	0,105
Eslovaquia	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Finlandia	0,227	0,153	0,127	0,111	0,093
Suecia	0,297	0,195	0,175	0,151	0,138
Reino Unido	0,168	0,165	0,160	0,140	0,132
Croacia	0,208	0,128	0,118	0,113	0,107
Noruega	0,385	0,247	0,170	0,128	0,115
Media (UE 27)	0,223	0,164	0,154	0,147	0,141
España-media	0,097	0,016	0,002	0,002	-0,001
% diferencia sobre media	43,67	9,65	1,32	1,41	-0,56

FUENTE: Eurostat.

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.3.3. PRECIOS CONSUMIDORES TIPO INDUSTRIALES. PRECIOS EN EURO/KWH, SIN IVA

	Consumidores tipo						
	la <20 MWh	lb >20<500 MWh	lc >500<2.000 MWh	ld >2.000<20.000 MWh	le >20.000<70.000 MWh	lf >70.000<150.000 MWh	lg >150.000 MWh
Bélgica	0,172	0,148	0,110	0,098	0,081	0,074	
Bulgaria	0,077	0,073	0,065	0,059	0,052	0,046	0,044
República Checa	0,168	0,135	0,112	0,094	0,084	0,085	
Dinamarca	0,207	0,110	0,102	0,101	0,094	0,093	
Alemania	0,183	0,128	0,108	0,096	0,090	0,085	
Estonia	0,075	0,065	0,060	0,052	0,044	0,040	
Irlanda	0,175	0,155	0,142	0,128	0,115	0,100	
Grecia	0,138	0,165	0,161	0,106	0,074	0,067	
España	0,138	0,126	0,107	0,089	0,078	0,073	0,051
Francia	0,112	0,078	0,062	0,055	0,059	0,054	
Italia	0,223	0,163	0,148	0,140	0,125	0,120	0,113
Chipre	0,193	0,193	0,181	0,172	0,154	0,155	
Letonia	0,101	0,091	0,080	0,071	0,069	0,068	
Lituania	0,107	0,095	0,084	0,070	0,066		
Luxemburgo	0,159	0,114	0,103				
Hungría	0,150	0,137	0,122	0,109	0,099	0,090	0,082
Malta							
Holanda	0,189	0,136	0,102	0,095	0,089	0,087	0,085
Austria	0,134	0,120	0,107	0,097	0,095	0,089	0,088
Polonia	0,148	0,106	0,091	0,079	0,076	0,072	0,072
Portugal	0,155	0,110	0,090	0,082	0,069	0,061	
Rumanía	0,113	0,108	0,095	0,080	0,068	0,055	
Eslovenia	0,149	0,129	0,099	0,080	0,066	0,078	
Eslovaquia							
Finlandia	0,081	0,076	0,067	0,064	0,057	0,056	
Suecia	0,119	0,087	0,077	0,069	0,062	0,062	
Reino Unido	0,135	0,117	0,109	0,101	0,098	0,099	0,086
Croacia	0,113	0,100	0,095	0,081	0,060	0,054	0,059
Noruega	0,097	0,087	0,087	0,068	0,064	0,047	
Media (UE27)	0,144	0,119	0,103	0,091	0,082	0,079	0,078
España-media	-0,007	0,007	0,004	-0,002	-0,004	-0,006	-0,026
% Díf. sobre media	-4,56	6,14	3,39	-2,19	-4,45	-7,83	-33,90

FUENTE: Eurostat.



En consumidores tipo doméstico: todos los precios en España para los consumidores domésticos se encuentran por encima de la media comunitaria excepto los consumidores tipo De.

En consumidores tipo industrial: Los precios en España para los consumidores industriales, se encuentran por debajo de la media comunitaria o por encima dependiendo del tipo de consumidor.

Otras actuaciones de interés derivadas de la normativa de tarifas

Retribución de las actividades reguladas

A partir del 1 de enero de 2008

Costes considerados

Se fijan los costes reconocidos para la retribución de las actividades reguladas, transporte y distribución de las empresas sujetas al sistema de liquidación a partir de 1 de enero de 2008, 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.

Se incluyen como costes permanentes las cuantías correspondientes a la anualidad que resulta para recuperar linealmente el valor actual neto de los distintos déficits de ingresos de las actividades reguladas:

- Déficit de ingresos hasta el año 2003, excluyendo el déficit consecuencia del sobrecoste extrapeninsular.

- Déficit extrapeninsular hasta 2005.
- Déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005.
- Déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2006.
- Déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007.
- Déficit ex ante de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2008.

A la aplicación de los criterios de revisión de estos costes se añaden los correspondientes a la previsión de los costes de generación, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los otros costes permanentes, y teniendo en cuenta que se considera una mejor previsión del incremento de demanda para 2008 del 4,22%, calculada de acuerdo a criterios de la Comisión Nacional de Energía.

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:

	<u>Miles de €</u>
Costes de transporte:	1.098.822
Costes de distribución:	3.756.723
Costes de gestión comercial:	<u>292.798</u>
TOTAL	5.148.343

Para las empresas de los sistemas insulares y

extrapeninsulares no acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico a partir de 1 de enero de 2008, estos costes son los siguientes:

	<u>Miles de €</u>
Costes de transporte:	118.485
Costes de distribución:	298.113
Costes de gestión comercial:	<u>19.841</u>
TOTAL	436.439

El margen de los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico asciende a partir de 1 de enero de 2008 a 274.635 miles de euros, a los que hay que añadir 14.800 miles de euros en concepto de compensación por interrumpibilidad, régimen especial y otros.

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.

Se considera una partida de 275.900 miles de euros destinada a la financiación del Plan de Acción 2008-2012.

Hay que descontar los ingresos que se han producido por peajes de exportaciones, según información facilitada por Red Eléctrica de España, S.A.

Costes permanentes del sistema

Se incluyen los pagos al Operador del Sistema, al Operador del Mercado, a la Comisión Nacional de

Energía y la financiación del Plan de Viabilidad para la empresa Elcogás, S.A.

También se incluyen las aportaciones de todas las anualidades que resultan para recuperar linealmente el valor actual neto de los distintos déficit de ingresos de las actividades reguladas.

Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento

Comprenden:

- Los pagos por la moratoria nuclear.
- Los pagos de la 2ª parte del ciclo del combustible nuclear.
- El coste destinado a la compensación a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Esta cuantía tiene como objetivo compensar las diferencias de precio del complemento por interrumpibilidad de sus clientes acogidos a este sistema, las diferencias en el precio de adquisición de energía por las instalaciones de producción de régimen especial conectadas a sus redes y por último, las pérdidas de margen por sus consumidores que se pasan al mercado libre.

Otras revisiones de tarifas y precios

En virtud de lo previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la



actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se procede a la actualización anual o trimestral, según corresponda, de las tarifas, primas, límites superior e inferior y determinados complementos, de las instalaciones recogidas en el mismo.

1) Actualizaciones trimestrales

Las actualizaciones trimestrales se realizan, de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007, para las siguientes instalaciones:

1. Subgrupos a.1.1 y a.1.2 en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles definidos en el anexo VII y el IPC.
2. Grupo c.2, de igual manera que las instalaciones del subgrupo a.1.2 del rango de potencia entre 10 y 25 MW que utilicen fueloil.
3. Para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda, de igual manera que las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2.

Las variaciones trimestrales de los índices de referencia utilizados para la actualización han sido, un decremento de 211 puntos básicos para el IPC (variación del 1,846 por ciento en el segundo trimestre y de -0,265 por ciento en el tercer trimestre), un incremento del 1,0975 por ciento para el precio del Gas Natural y un incremento del 7,57 por ciento para el precio del Gasóleo, el GLP y el

Fuel (valores de referencia de 103,69 y 111,53 para el segundo y tercer trimestre respectivamente).

2) Actualizaciones anuales.

Las actualizaciones anuales se realizan, de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007 o a la aplicación directa de la variación del índice de referencia, según se recoja en el propio real decreto citado, según corresponda, para las siguientes instalaciones:

1. Para las instalaciones del subgrupo a.1.4 y del grupo a.2, en función de la evolución del precio del carbón y del IPC, respectivamente, según el anexo VII del citado real decreto.
2. Para las instalaciones de la categoría b), del subgrupo a.1.3, y de la disposición transitoria décima, tomando como referencia el incremento del IPC menos 25 puntos básicos.
3. Para las instalaciones de los grupos c.1 y c.3, tomando como referencia el incremento del IPC y para el grupo c.4, atendiendo al incremento del IPC y del precio del carbón en los mercados internacionales, ponderando al 50 por ciento cada una de las dos variables.
4. Para las instalaciones acogidas al apartado 2 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, tomando como referencia el incremento del IPC.
5. Para las instalaciones acogidas al apartado 3 de la disposición adicional sexta del Real Decreto



661/2007, de 25 de mayo, con el mismo incremento que les sea de aplicación a las instalaciones de la categoría a.1.1 de potencia igual a 50 MW.

Las variaciones anuales de los índices de referencia utilizados han sido, un incremento del IPC de 360 puntos básicos y un incremento del precio del carbón del 5,9 por ciento.

Igualmente se procede a la revisión del valor del complemento por energía reactiva regulado en el artículo 29.1 del Real Decreto 661/2007, y del complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión tomando como referencia el incremento del IPC menos 25 puntos básicos, por ser de aplicación los mismos criterios que rezan para la actualización de las instalaciones de la categoría b) del real decreto.

A partir del 1 de julio de 2008

Las únicas modificaciones de estos costes respecto a los incluidos en la memoria de la revisión de enero de 2008, se refieren a los conceptos afectados por la revisión del precio de generación, algunos de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. Respecto a este precio, se toma la previsión del escenario más bajo de precios del informe de la CNE.

Novedades

– Se establece el plan de sustitución de contadores de medida en los suministros de energía eléctrica de hasta 15 kW de potencia contrata-

da con el fin de impulsar la implantación de los sistemas de telegestión.

- Se crea la tarifa social, de aplicación a suministros domésticos en baja tensión contratados por personas físicas siempre que el suministro esté destinado a residencia habitual del titular, que la potencia contratada sea inferior a 3 kW y tenga instalado el correspondiente ICP.
- Se establece el procedimiento de liquidación a realizar por OMEL de la energías vendidas y compradas a través del despacho económico de la generación en los SEIE hasta la fecha establecida en que la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, asigna al operador del sistema las funciones de liquidación de los sistemas eléctricos insulares y extrape-
ninsulares.
- Se establece para el año 2007, el mecanismo de la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente, dando continuidad al sistema fijado para 2006, aplicando lo dispuesto en los artículos 2, 3 y 4 de la Orden ITC/3315/2007, de 15 de noviembre, por la que se regula, para el año 2006, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente.
- Se modifica el apartado décimo del Anexo III de



- la orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, para asegurar que el pago por capacidad correspondiente al incentivo a la inversión está asociado a la disponibilidad de la instalación.
- Se adapta de forma transitoria la autorización e inscripción de los agentes externos a la figura del comercializador en tanto se desarrolla la normativa que contemple la figura de comercializador con sede fuera del ámbito del MIBEL.
 - Se permite la utilización de perfiles de consumo para la medida de aquellos suministros que desde la entrada en vigor del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, han cambiado su clasificación de tipo de punto de medida pasando de ser tipo 4 a tipo 3, y que no dispongan de registro horario de consumo, hasta el momento en que sustituyan el equipo de medida para adaptarlo a lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.
 - Se establecen los mandatos siguientes:
 - A la CNE para que elabore un informe donde se detalle la subida que debiera corresponder a cada una de las tarifas de suministro y de acceso de tal forma que se cumpla el principio de aditividad tarifaria.
 - A la CNE para que elabore una propuesta motivada sobre los mecanismos de financiación de pagos por capacidad.
 - A la CNE, al OS y al OM para que faciliten el detalle de las cuentas de balance y de gastos e ingresos de los últimos cuatro años y la previsión de gastos del periodo.
 - A la CNE, para que revise los valores unitarios de los costes de inversión y operación y mantenimientos de los SEIE
 - A la CNE para que analice el valor del alquiler de los contadores electrónicos trifásicos con discriminación horaria y posibilidad de telegestión.
 - Se modifican los pagos por capacidad de los comercializadores y consumidores directos en mercado en baja tensión, para acercar los cobros a los pagos
 - Se modifica la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, de 2006, 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, con objeto de adaptar el funcionamiento y precios de las instalaciones de régimen especial en los SEIES a las modificaciones introducidas en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo
 - Se modifica el artículo 7.1 de la 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,

con objeto de posibilitar la retribución de las instalaciones de generación que actúen por seguridad de suministro en estos sistemas.

3.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

Entre las principales disposiciones publicadas durante el año 2008 cabe señalar las siguientes:

– *REAL DECRETO 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008. (B.O.E. nº 55 de 4 de marzo de 2008).*

Este Real Decreto surge como consecuencia del nuevo escenario regulatorio que recoge la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, tras las modificaciones introducidas en ella por la Ley 17/2007, de 4 de julio, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, así como de la necesidad de acometer en los próximos diez años un fuerte ciclo inversor en instalaciones de transporte, para el nuevo período objeto de planificación que abarca desde 2008 a 2016.

– *REAL DECRETO 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. (B.O.E. nº 67 de 18 de marzo de 2008).*

El mencionado Real Decreto propone una revisión del régimen económico de la actividad de distribución de energía eléctrica, para tratar de superar las deficiencias del Real Decreto

2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y por otro lado, permitir que el nuevo modelo pueda ser aplicable también a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

– *REAL DECRETO 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica. (B.O.E. nº 69 de 20 de marzo de 2008) y RESOLUCIÓN de 9 de mayo de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen determinados aspectos de la quinta emisión primaria de energía eléctrica. (B.O.E. nº 118 de 15 de mayo de 2008).*

El Real Decreto 324/2008 extiende la obligación de Endesa e Iberdrola de ofrecer capacidad VPP en las 6ª y 7ª subasta que se celebrarán en septiembre de 2008 y marzo de 2009, respectivamente.

Con el objetivo de hacer los productos VPP más atractivos e introducir una serie de mejoras en la manera de implantar las subastas, el Real Decreto y la Resolución de la Secretaría General de la Energía citados introducen varios cambios importantes, entre los que se incluyen los siguientes:

– Modificación de la definición del producto VPP que será liquidado financieramente en lugar de mediante entrega física de electricidad.



- Eliminación del requerimiento de nominar el producto VPP antes de que el precio de mercado diario esté disponible.
- Eliminación del requerimiento de ser Agente del mercado eléctrico para los Pujadores.
- Eliminación del producto trimestral y cambio de la frecuencia de las subastas a una vez cada 6 meses.
- Cambio del producto punta de manera que a partir de ahora puede ser ejercitado entre las 08:00 y las 20:00 CET todos los días excepto sábados, domingos y festivos nacionales.
- Incremento del contrato nominal de 2 a 10 MW.
- La Entidad Gestora de las Subastas será designada por la CNE, que a su vez será la encargada de supervisar la subasta para asegurar el cumplimiento de los decretos y resoluciones relevantes.
- *RESOLUCIÓN de 1 de agosto de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se autoriza la Oficina de Cambios de Suministrador. (B.O.E. nº 201 de 20 de agosto de 2008).*
- En esta Resolución se autoriza a la sociedad «Oficina de Cambios de Suministrador, S.A. (OCSUM)», a ejercer las funciones atribuidas en el artículo 47 bis de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del sector eléctrico, y en el artículo 83 bis de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, atribuidas a la Oficina de Cambios de Suministrador.

- *REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología (B.O.E. nº 234 de 27 de septiembre de 2008).*

Mediante este Real Decreto, y con objeto de dar continuidad a las inversiones y definir un crecimiento en la implantación de la tecnología fotovoltaica para atender los diferentes objetivos asumidos por España al respecto, se establece un nuevo marco retributivo dotado de unos mecanismos flexibles que permitan una evolución retribución-potencia más coordinada.

El sistema se basa en la inscripción de los proyectos en un registro, una vez han finalizado la mayor parte de la tramitación administrativa, antes de comenzar la ejecución de las obras. La inscripción en dicho registro otorga al promotor el derecho a una tarifa regulada conocida que se hará efectiva, una vez finalice la instalación.

Otras disposiciones son las que se relacionan a continuación:

- *RESOLUCIÓN de 8 de febrero de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se establecen las características de la cuarta subasta regulada en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular (B.O.E. nº 46 de 22 de febrero de 2008).*

- RESOLUCIÓN de 8 de febrero de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban las reglas y el contrato tipo de la cuarta subasta regulada en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 48 de 25 de febrero de 2008).
- RESOLUCIÓN de 8 de febrero de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen determinados aspectos de la cuarta emisión primaria de energía eléctrica. (B.O.E. nº 49 de 26 de febrero de 2008).
- ORDEN ITC/675/2008, de 7 de marzo, por la que se regula la transferencia de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la energía, en el año 2008, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012, de la estrategia de ahorro y eficiencia energética 2004-2012 y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan. (B.O.E. nº 63 de 13 de marzo de 2008).
- ORDEN ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta. (B.O.E. nº 65 de 15 de marzo de 2008).
- REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. (B.O.E. nº 68 de 19 de marzo de 2008).
- RESOLUCIÓN de 13 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se regulan las emisiones primarias de energía previstas en la disposición adicional única del Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica. (B.O.E. nº 129 de 28 de mayo de 2008).
- RESOLUCIÓN de 19 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se establecen las características de la quinta subasta regulada en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 130 de 29 de mayo de 2008).
- RESOLUCIÓN de 19 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban las reglas y el contrato tipo de la quinta subasta regulada en la orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular (B.O.E. nº 131 de 30 de mayo de 2008).
- RESOLUCIÓN de 14 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se



- aprueba la Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia. (B.O.E. nº 152 de 24 de junio de 2008).
- RESOLUCIÓN de 16 de junio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2007, del derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005. (B.O.E. nº 154 de 26 de junio de 2008).
 - ORDEN ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008. (B.O.E. nº 156 de 28 de junio de 2008).
 - RESOLUCIÓN de 17 de junio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2007, del derecho de compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003. (B.O.E. nº 156 de 28 de junio de 2008).
 - ORDEN ITC/1934/2008, de 3 de julio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2008. (B.O.E. nº 162 de 5 de julio de 2008).
 - RESOLUCIÓN de 29 de julio de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se establece el volumen correspondiente al producto base y punta, así como el rango de precios de ejercicio a aplicar en la sexta subasta a que hace referencia la disposición adicional única del Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica. (B.O.E. nº 190 de 7 de agosto de 2008).
 - RESOLUCIÓN de 29 de agosto de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban las reglas y el contrato tipo de la sexta subasta regulada en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. 220 de 11 de septiembre de 2008).
 - RESOLUCIÓN de 2 de septiembre de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se establecen las características de la sexta subasta regulada en la orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 221 de 12 de septiembre de 2008).
 - REAL DECRETO 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07. (B.O.E nº 279 de 19 de noviembre de 2008).
 - RESOLUCIÓN de 20 de noviembre de 2008, de

la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban las reglas y el contrato tipo de la séptima subasta regulada en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 298 de 11 de diciembre de 2008).

– RESOLUCIÓN de 20 de noviembre de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se establecen las características de la séptima subasta regulada en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (B.O.E. nº 298 de 11 de diciembre de 2008).

– ORDEN ITC/3789/2008, de 26 de diciembre, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el primer semestre de 2009. (B.O.E. nº 314 de 30 de diciembre de 2008).

– RESOLUCIÓN de 19 de diciembre de 2008, 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, así como aquellos que han pasado de ser tipo 4 a tipo 3, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, para el año 2009. (B.O.E. nº 314 de 30 de diciembre de 2008).

– ORDEN ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009. (B.O.E. nº 315 de 31 de diciembre de 2008).

3.5. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

El mercado de producción de energía eléctrica, se estructura en los siguientes mercados:

- Mercado diario e intradiario
- Mercados no organizados (contratación bilateral).
- Servicios de ajuste del sistema (resolución de restricciones técnicas del sistema, servicios complementarios y gestión de desvíos).
- Mercados a plazo (subastas VPP y CESUR).

Mercados diario e intradiario

Estos mercados son gestionados por OMEL (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.).

Desde el 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 éstas 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.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español en el 2008, ha ascendido a 231.561 GWh y 15.137.081 kEur, lo que supone un aumento del 15,9% y 85,9%, respectivamente, respecto al año anterior (2007). El aumento del volumen de energía procede de la comparación en el mismo periodo del año anterior, donde se consideraba el proceso de asimilación a contratos bilaterales entre distribución y producción en régimen ordinario, establecido en el artículo 1 del Real decreto Ley 3/2006, proceso que aplicó desde el 3 de marzo de 2006 y que dejó de ser de aplicación a partir del 1 de marzo de 2007, como consecuencia de la publicación de la Orden ITC/400/2007, pero afectó a los dos primeros meses del año 2007.

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, contando en la actualidad con 6 sesiones.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario en el mismo periodo se ha situado en 22.021 GWh y

1.406.212 kEur, lo que supone una disminución del 15,5% y un aumento del 42,27%, respecto al año anterior.

Para el conjunto del mercado de producción, la contratación neta de energía, ha ascendido a 283.996 GWh y 19.605.836 kEur, lo que ha supuesto un aumento del 3,6% en energía y del 55,1% en volumen económico, con respecto al año anterior.

El precio medio aritmético del mercado diario en el sistema eléctrico español correspondiente al periodo ha sido de 6,443 cEur/kWh. Por su parte, el precio medio aritmético del mercado intradiario en el sistema eléctrico español correspondiente al periodo ha sido de 6,483 cEur/kWh.

Los precios medios mensuales aritméticos del mercado diario en el sistema eléctrico español en el periodo comprendido entre enero de 2008 y diciembre de 2008, han variado desde el mayor correspondiente al mes de septiembre de 2008 (7,303 cEur/kWh), al menor correspondiente al mes de abril de 2008 (5,618 cEur/kWh). Para el 5,7% de las sesiones del mercado, la diferencia entre precios máximos y mínimos oscila entre 1 y 2 cEur/kWh. No obstante, en periodos de precios bajos, la diferencia entre precios máximos y mínimos es de menor entidad. El precio medio aritmético del periodo es de 6,443 cEur/kWh.

El precio medio de venta de energía en el conjunto de los procesos de operación técnica ha sido de 7,983 cEur/kWh frente a 5,930 cEur/kWh del mismo periodo del año anterior.

Este precio medio para las energías recompradas al sistema se ha situado en 4,577 cEur/kWh frente a 2,324 cEur/kWh del mismo periodo del año anterior.

La repercusión de estos procesos sobre el precio medio horario final ponderado, incorporando en coste fijo de regulación y el coste de la solución de las restricciones técnicas, asciende a 0,242 cEur/kWh, un 15,1% superior al correspondiente al mismo periodo del año anterior.

En cuanto al precio medio horario final ponderado, se ha situado en 6,903 cEur/kWh.

El volumen de contratación en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español ha ascendido durante el 2008 a 15.137.081 kEur y a 231.561 GWh. La energía en el programa resultante de la casación en el mercado diario tiene un máximo en enero de 2008, con 22.126 GWh.

Durante el 2007, la contratación de intercambios internacionales (ventas y compras) ha supuesto en el mercado diario un total de 7.977 GWh, a los que hay que añadir 3.833 GWh de los contratos bilaterales.

Mercado de servicios de ajuste del sistema

Este mercado es gestionado por el Operador del Sistema (REE) y su función principal es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, es decir, que el suministro de

energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas, y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda.

Dentro de este mercado, cabe señalar los siguientes conceptos:

- Resolución de restricciones técnicas del sistema: Sobre el programa diario base de funcionamiento, se realiza por el operador del sistema una evaluación de seguridad. Si el citado programa no cumple los requisitos de seguridad establecidos, un procedimiento del operador del sistema determina las unidades de venta y ofertas de compraventa existentes que deben agregarse o eliminarse del programa base de funcionamiento. El resultado es el programa diario viable provisional.
- Asignación de regulación secundaria: Sobre la base del programa diario viable provisional, el operador del sistema asigna, mediante subasta basada en el precio marginal, la banda de regulación secundaria a subir o a bajar a las unidades participantes. El resultado es el programa diario viable definitivo.
- Desvíos entre sesiones del mercado intradiario: la garantía del equilibrio físico en la red entre los flujos de producción y consumo de electricidad corresponde al operador del sistema mediante la aplicación de servicios complementarios y gestión de desvíos, salvo que fuera necesaria la instrucción directa a las unidades de producción, lo que constituye la aplicación de procedimientos especiales o de emergencia.



Durante el año 2008, los procesos de operación técnica gestionados por el operador del sistema español, gestión de desvíos y servicios complementarios, han requerido la contratación de una potencia horaria media mensual de banda por valor de 1.243 MW, y una contratación mensual media de energía por valor de 842 GWh.

En volumen económico, estos servicios han supuesto una contratación de 214.549 kEur para la banda y 646.179 kEur para retribuir a las energías de gestión de desvíos y servicios complementarios.

El coste de estos servicios para el consumidor, adicional al precio del mercado diario, ha sido de 393.445 kEur. No obstante, las variaciones en los distintos meses son significativas.

Mercados a plazo

De acuerdo con el Convenio Internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de 2004, el Real Decreto-Ley 5/2005, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, modificó la Ley 54/1997, del sector eléctrico, con objeto de posibilitar la Creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), ampliando el concepto del mercado de producción y abriendo la posibilidad a los distribuidores de que puedan adquirir la energía para su venta a tarifa mediante la contratación bilateral.

Asimismo, existe un reconocimiento mutuo entre

España y Portugal, de la capacidad de los sujetos del sector eléctrico nacional para actuar en los mercados de energía eléctrica.

Cabe señalar que la Orden ITC/3990/2006, habilitó a los distribuidores de más de 100.000 clientes a participar en el mercado a plazo gestionado por OMIP-OMIClear, estando obligados a adquirir energía en el mercado a plazo, y posibilitando la entrega física asociada a estos contratos en OMEL. Para el año 2007, se elevó la obligación de adquisición de energía a adquirir en el mercado a plazo gestionado por OMIP-OMIClear, del 5% al 10% de la energía vendida a clientes a tarifa.

La Orden ITC/1865/2007, de 22 de junio, regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores el segundo semestre del año 2007 y el primer semestre del año 2008. Por su parte, la Orden ITC/1934/2008, de 3 de julio, regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2008.

Como novedad introducida para el fomento de la contratación a plazo, con carácter trimestral y desde junio de 2007, se han venido celebrando tanto las emisiones primarias de energía como las subastas para compra de energía de los distribuidores.

La posibilidad de organizar emisiones primarias de energía eléctrica fue introducida por primera vez en la disposición adicional decimosexta de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, a través del artículo 20.9 de la Ley 36/2003 de medidas de reforma económica, de 11 de noviembre, como instrumento destinado al fomento de la contratación a

plazo. El fomento de la contratación a plazo en el mercado eléctrico pretende evitar que las compañías eléctricas obligadas a las emisiones primarias acaparen la mayor parte de la energía negociada en el mercado spot.

Por medio de las emisiones primarias de energía lo que se persigue en último término es reducir el poder de mercado de los operadores como condición necesaria para una competencia efectiva. Por lo tanto, el fomento de la contratación a plazo es el instrumento por medio del cual se logra la finalidad esencial de las emisiones primarias de energía.

En dichas subastas las empresas Endesa e Iberdrola son los operadores dominantes obligados a actuar como sujetos vendedores. La potencia a subastar está prefijada y se reparte entre los productos base y punta, y dentro de éstos, en productos con entrega de energía trimestral, semestral y anual. Como sujetos compradores no pueden actuar aquellos sujetos de mercado pertenecientes a los grupos empresariales considerados, en cada momento, como operadores principales en el sector eléctrico por resolución de la Comisión Nacional de Energía.

Durante el año 2008 se han celebrado la cuarta, quinta y sexta subastas.

Por otro lado, las subastas de adquisición de energía de los distribuidores (CESUR), están reguladas en la Orden ITC/400/2007. Se aplica a las adquisiciones de energía eléctrica por parte de las empresas distribuidoras (desde la entrada en vigor del suministro de último

recurso serán de las comercializadoras de último recurso), exceptuadas las empresas distribuidoras incluidas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Lo sujetos del mercado que actuarán como vendedores son los siguientes: los productores de energía eléctrica, tanto de régimen ordinario como de régimen especial, los comercializadores, los consumidores que actúen directamente en el mercado, así como sus respectivos representantes. El periodo máximo de entrega de la energía contratada será de un año y coincidirá con los periodos de vigencia de las tarifas reguladas.

La primera subasta se realizó en junio de 2007 con un periodo de entrega de la energía contratada que incluía los meses de julio, agosto y septiembre de 2007. Durante el año 2008 se han realizado asimismo cuatro subastas CESUR.

La Comisión Nacional de Energía ha sido la entidad supervisora de estas subastas, por otro lado, cabe señalar que son realizadas por una entidad independiente que es designada por la propia Comisión, con carácter anual, de acuerdo con los procedimientos previstos en la legislación de contratos de las Administraciones Públicas.

3.6. INFORMACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA EL SECTOR ELÉCTRICO

La actividad eléctrica en España en 2008, ha estado marcada por los siguientes hechos económicos:



- Ralentización de las economías mundiales medida en términos de Producto Interior Bruto. El crecimiento del PIB en 2008 en España fue del 1,2%, dos puntos y medio inferior al del año 2007.
- La actividad eléctrica en España a nivel sectorial se ha caracterizado durante el año 2008 por el crecimiento de la demanda en un 1,3% y por una producción de energía eléctrica en la que destaca la mayor participación de los ciclos combinados de gas (+32,9%), menor producción con carbón (-33,7%) y la caída de la producción hidráulica (-19,6%). La energía nuclear aumentó su producción un 6,6% y la de régimen especial (renovables, cogeneración, residuos, tratamiento de residuos) ha incrementado su aportación en un 18,0% con respecto al año anterior.
- El mercado peninsular ha sido cubierto con un 78,9% de energía generada en régimen ordinario y un 21,1 % por la energía generada por los productores en régimen especial y el saldo de intercambios internacionales.
- En el año 2008 se registró un aumento del 50,1% en el precio medio ponderado del mercado mayorista español, como consecuencia, de la caída de la producción hidráulica, así como del aumento de los precios, tanto de las materias primas en los diferentes mercados, como el registrado por los derechos de emisión de CO₂ durante el año 2008.
- El coste unitario total de los combustibles utilizados en los procesos productivos (incluido los derechos de emisión y la 2ª parte del ciclo de combustible nuclear), reflejó un aumento, con respecto al ejercicio anterior, del 70,7%, muy superior al registrado por el precio medio ponderado de la energía en el mercado (50,1%).
- La cifra de negocios de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de 2008, refleja las disminuciones derivadas de la aplicación del Real Decreto 11/2007 relativo a las detracciones de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica, como consecuencia de la asignación gratuita de derechos de emisión y que supone 1.040 millones de euros para 2008.
- Como consecuencia de las variaciones en los precios de las materias primas, con marcada tendencia al alza, producidas en los últimos años, a partir de 1 de julio de 2007 el Gobierno contempla la posibilidad de proceder a realizar revisiones trimestrales de la tarifa.
- El 1 de enero de 2008 entra en vigor la Orden ITC 3860/2007 por la que se revisa la tarifa eléctrica a partir de la mencionada fecha. Esta revisión supuso un aumento medio de la tarifa eléctrica del 3,3%
- El 28 de junio, se publica en el BOE la Orden ITC/1857/2008 que aumenta tarifas de baja tensión de media un 5,6%, mientras que las tarifas para grandes consumidores industriales G4 se incrementan en un 4,7%. Las tarifas para pequeños distribuidores aumentan en línea con las de baja tensión, y desaparecen el resto de tarifas generales de alta tensión, riegos y nocturna.
- Tanto la Orden ITC 3860/2007, que establecía la

tarifa para 2008, como las consiguientes revisiones trimestrales, han introducido el reconocimiento de un déficit "ex ante" de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas para el año 2008 por importe de 3.900 millones de euros.

- A pesar de que la tarifa eléctrica para 2008 aumentó en el conjunto del año en un 9,1% (3,3% + 5,6%) de media, los ingresos regulados no permitieron cubrir la totalidad de los costes del sistema. Como consecuencia de ello, se ha producido un déficit en los ingresos de las actividades reguladas del sector que, alcanza los 5.819 millones de euros (sin deducir la detracción por CO₂).
- El 16 de junio de 2008 la CNE adjudica, mediante subasta entre las entidades financieras, el Déficit "ex ante" relativo a 2007, por importe de 1.300 millones de euros.
- El 30 de septiembre de 2008 se celebra una nueva subasta del Déficit ex ante, por importe de 3.825 millones de euros que fue declarada desierta.
- La inversión realizada por las compañías eléctricas en España durante 2008, ascendió a 6.950 millones de euros invertidos,, de los cuales, 4.340 millones de euros fueron destinados a activos afectos a la producción de electricidad y 2.610 millones de euros a ampliación y mejora de las líneas de distribución.
- Para llevar a cabo el proceso inversor y además financiar el déficit reconocido durante el ejercicio, las empresas se han visto obligadas a acudir al

recurso de la deuda, lo que ha motivado que la cifra relativa al endeudamiento correspondiente a las actividades eléctricas desarrolladas en España haya aumentado en 6.293 millones de euros.

Estados financieros

En los cuadros 3.6.1 y 3.6.2 se presentan los Balances consolidados de las actividades eléctricas desarrolladas en España, correspondientes a las empresas integradas en UNESA, para los años 2007 y 2008. Asimismo se recogen las Cuentas consolidadas de Pérdidas y Ganancias y los ratios económico-financieros por tipos de actividades.

Análisis económico

Variación de las magnitudes más significativas de la actividad eléctrica nacional en 2008

La cifra de negocios ha registrado un incremento en el periodo analizado del 20,6 %, equivalente a 3.606 millones de euros. Esta variación ha sido consecuencia, fundamentalmente, de los mayores precios de generación (50,1%) y del aumento de volúmenes y precios de la energía vendida en el mercado liberalizado. No obstante, la evolución de cada una de las actividades ha sido muy diferente:

La cifra de ventas de las actividades liberalizadas de Generación-Comercialización se ha visto incrementada en un 24,3% equivalente a 3.399 millones de euros, efecto del el incremento del precio y

CUADRO 3.6.1. BALANCE POR ACTIVIDADES CONSOLIDADO DE EMPRESAS DE UNESA
EJERCICIO 2008 (ESTIMACIÓN PROV.) (MILL. EUROS)

Conceptos	Generación+Comercialización		Distribución		Total Unesa	
	2008 (E)	%	2008 (E)	%	2008 (E)	%
ACTIVO						
Inmovilizado	40.226	62,23	2.4417	37,77	64.643	100
Activo intangible	3.120	85,71	520	14,29	3.640	100
Inmovilizaciones materiales	3.1724	58,79	22.234	41,21	53.958	100
Inversiones financieras	5.382	76,39	1.663	23,61	7.045	100
Activo circulante	10.470	88,25	4.000	33,72	11.864	100
Existencias	1.737	92,00	151	8,00	1.888	100
Clientes	4.470	55,31	3.612	44,69	8.082	100
Otro activo circulante	1.657	87,49	237	12,51	1.894	100
Activos mantenidos p/venta	2.606					
Total Activo	50.696	64,08	28.417	35,92	79.113	100
Conceptos	Generación+Comercialización		Distribución		Total Unesa	
	2008 (E)	%	2008 (E)	%	2008 (E)	%
PASIVO						
Fondos propios	14.901	68,37	6.895	31,63	21.796	100
Ingresos diferidos	238	4,49	5.068	95,51	5.306	100
Provisiones para riesgos y gastos	2.526	54,44	2.114	45,56	4.640	100
Acreedores a largo plazo	16.170	65,70	8.440	34,30	24.610	100
Acreedores a corto plazo	15.928	72,97	5.900	27,03	21.828	100
Pasivos mantenidos p/venta	933					
Total Pasivo	50.696	64,08	28.417	35,92	79.113	100

de la cantidad de la energía negociada en el mercado libre, además de por la desaparición de la tarifa de alta tensión a mediados del ejercicio analizado. La cifra de negocios de la actividad de Distribución recoge un incremento del 10,4%, a consecuencia del aumento de la retribución asignada con carácter regulado y de los ajustes de Las liquidaciones de años anteriores de OMEL y CNE.

En cuanto a de la actividad eléctrica en su conjunto, la cifra de negocios ha crecido en 3.606 millones de euros (20,6%); donde el coste de los combustibles, incluyendo el de los derechos de emisión de CO₂ consumidos en el ejercicio, ha

experimentado un aumento de 67,0%, equivalente a 2.975 millones de euros. Sin tener en consideración el coste de los derechos de emisión de CO₂, la cifra más representativa al analizar la partida de aprovisionamientos, sería el consumo de combustibles utilizados en los procesos productivos que ha experimentado una subida cercana al 45,1%, equivalente a 1.911 millones de euros.

El margen bruto (margen de contribución) de la Actividad Eléctrica Nacional correspondiente al año 2008 se sitúa en 12.137 millones de euros, registrando una disminución del 0,5% a consecuencia de los siguientes hechos:

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.6.2. BALANCE POR ACTIVIDADES CONSOLIDADO DE EMPRESAS DE UNESA.
EJERCICIO 2007 (MILL. EUROS)

Conceptos	Generación+Comercialización		Distribución		Total Unesa	
	2007	%	2007 (E)	%	2007 (E)	%
ACTIVO						
Inmovilizado	35.323	60,95	22.627	39,05	57.950	100
Activo intangible	2.025	80,84	480	19,16	2.505	100
Inmovilizaciones materiales	29.136	58,90	20.330	41,10	49.466	100
Inversiones financieras	4.162	69,61	1.817	30,39	5.979	100
Activo circulante	8.520	87,70	3.560	36,64	9.715	100
Existencias	1.347	96,63	47	3,37	1.394	100
Clientes	3.501	50,35	3.453	49,65	6.954	100
Otro activo circulante	1.307	95,61	60	4,39	1.367	100
Activos mantenidos p/venta	2.365					
Total Activo	43.843	62,61	26.187	37,39	70.030	100
Conceptos	Generación+Comercialización		Distribución		Total Unesa	
	2007	%	2007 (E)	%	2007 (E)	%
PASIVO						
Fondos propios	13.876	69,31	6.145	30,69	20.021	100
Ingresos diferidos	230	5,26	4.143	94,74	4.373	100
Provisiones para riesgos y gastos	2.370	52,93	2.108	47,07	4.478	100
Acreeedores a largo plazo	14.901	64,80	8.095	35,20	22.996	100
Acreeedores a corto plazo	11.660	67,18	5.696	32,82	17.356	100
Pasivos mantenidos p/venta	806					
Total Pasivo	43.843	62,61	26.187	37,39	70.030	100

La disminución del 2,5% de la producción en régimen ordinario.

El aumento de los precios del mercado de derechos de CO₂, que pasan de representar 0,72 €/Tm. en 2007 a 22,7 €/Tm. en 2008, lo que ha significado que el coste medio unitario de los derechos de emisión para producir un MW eléctrico haya pasado de suponer 1,0 euros en el año 2007 a 6,7 euros en el ejercicio 2008.

El incremento del precio medio ponderado de la energía en el mercado (OMEL) (23 €/MWh), como consecuencia, tanto del precio de los combusti-

bles fósiles y del CO₂, como de la estructura de producción (mix de producción) en 2008.

Los Costes gestionables de la Actividad Eléctrica Nacional, constituidos por los gastos de personal y los gastos por servicios externos, han aumentado un 2,6%. Los gastos por servicios externos han aumentado en 133 millones de euros (+4,1%), que se justifica como consecuencia de la entrada en funcionamiento de nueva potencia instalada a lo largo de 2008. Los gastos de personal en 2008 se han mantenido prácticamente inalterables, registrando un crecimiento del 0,1%.



El resultado bruto de explotación (EBITDA) obtenido ha aumentado un 6,0%, equivalente a 492 millones de euros, respecto al año anterior. Evolución que contrasta con la variación del margen bruto. Ello responde básicamente a la cuantía imputada como "Otros ingresos de explotación" durante el ejercicio 2008 por importe de 1.537 millones de euros, un 82,6% superior a la cantidad reflejada el año anterior por este concepto.

Este aumento se corresponden fundamentalmente con la valoración de los derechos de emisión de CO₂ recibidos por las empresas de forma gratuita, cuyo precio medio ha aumentado hasta alcanzar la cifra de 890 millones de euros.

El resultado neto de explotación (EBIT) registra un incremento del 10,1%, equivalente a 562 millones de euros. Este crecimiento, mayor que el del EBITDA, es consecuencia de la reducción del 2,7% en la cifra de dotación de amortizaciones y provisiones, equivalente a 70 millones de euros, efecto de la aplicación de la nueva normativa contable, y de la revisión de las vidas útiles de instalaciones.

El resultado financiero de la Actividad Eléctrica en 2008 ha aumentado su saldo negativo en 173 millones de euros, un 17,0% respecto al obtenido el año anterior, ya que los gastos financieros, que ascendieron a 1.191 millones de euros, se han visto incrementados como consecuencia de la confluencia de diversos factores:

Por una parte se produce un efecto negativo como consecuencia de los menores tipos de inte-

rés utilizados para el cálculo del valor actual de las obligaciones por expedientes de regulación de empleo, en comparación con el tipo utilizado en el cierre del ejercicio 2007, como efecto directo de la caída de los tipos de interés de mercado. Por otra, la gestión activa de las partidas que componen los ingresos financieros, no ha sido suficiente para compensar el aumento registrado por los gastos financieros.

La deuda financiera bruta relativa a las actividades eléctricas a 31 de diciembre de 2008, se situó en 39.500 millones de euros, frente a los 33.207 millones de euros que registraba a finales del ejercicio 2007. De este importe más de 8.600 millones de euros están financiando activos regulatorios, tanto déficit relativo a las actividades reguladas, como compensaciones extrapeninsulares pendientes de recuperar.

A pesar de la caída de los tipos de referencia en los mercados financieros a finales de 2008, el coste medio de la deuda representativa del ejercicio, que se ha situado en el 4,9%, supera con un margen de 0,4 puntos porcentuales al coste medio de la deuda relativo a 2007 (4,5%).

Como consecuencia de la evolución del margen financiero reflejado y del incremento del Resultado Neto de Explotación (EBIT) comentado en apartados anteriores, el Resultado Ordinario (Resultado antes de impuestos y de venta de activos y participaciones financieras) durante el ejercicio 2008, ha reflejado un aumento de 406 millones de euros (+8,8%), situándose en 4.988 millones de euros a fin de 2008.

En 2008, las operaciones que se han registrado como resultado por venta de activos de actividades eléctricas nacionales, han arrojado un saldo neto positivo de 131 millones de euros. Entre otras, la valoración de la participación de HC Energía en EDP Renovables, tras la salida a Bolsa y la venta de la participación financiera en REE y otras.

El tipo medio del impuesto de sociedades correspondiente al año 2008 ha sido del 30,1%, que es 2,4 puntos superior al del ejercicio 2007, que se situaba en el 27,7%, ocasionado en parte, por la tributación autonómica que ha afectado a algunas compañías que realizan actividades de Distribución.

Durante el ejercicio 2008 se han registrado un Resultado Neto (después de impuestos) procedentes de actividades interrumpidas por valor de 320 millones de euros. Por lo que el resultado global del ejercicio, tanto de las actividades desarrolladas en continuidad como la de las consideradas como interrumpidas, ha arrojado un saldo final de 3.897 millones de euros, un 6,0% más que los 3.677 millones de euros obtenidos el ejercicio precedente.

Inversiones

Las compañías eléctricas españolas han destinado durante el año 2008 el 80% de los recursos brutos generados por las actividades eléctricas desarrolladas en España, a inversión en sus propias actividades, hasta un total de 6.950 millones de

euros. La actividad de Distribución ha absorbido el 38% de la mencionada cifra, y el resto, ha sido destinado al mantenimiento y ampliación de la potencia instalada dentro del territorio nacional, principalmente Ciclos Combinados e instalaciones eólicas.

Déficit de tarifas

El denominado déficit tarifario se produce cuando lo que se paga a través de la factura es insuficiente para cubrir los costes de producción de la electricidad. Cuando se incurre en déficit, el sistema eléctrico asume esta deuda que, una vez reconocida a las compañías eléctricas, se paga a lo largo de los años siguientes mediante la tarifa de la electricidad.

En 2008, el déficit estimado de ingresos en el sistema, ha supuesto una cifra cercana a los 4.779 millones de euros.

En un principio y a efectos de poder hacer efectivos los derechos de cobro derivados de los desajustes tarifarios (Orden ECO 2714/2003), la administración ha establecido un procedimiento por el cual los titulares de tales derechos podrán ceder a terceros los mismos. Las empresas cedieron el derecho de cobro generado por los desajustes tarifarios producidos entre 2000 y 2002, y el generado en 2005, lo que permitió eliminar de sus balances un importe global de 5.352 millones de euros.

Con posterioridad, el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, reconoció ex ante un déficit de



ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas. Dicho déficit ex ante se financiará con los ingresos que se obtengan mediante la subasta de los derechos de cobro correspondientes, que consistirán en el derecho a percibir un determinado porcentaje de la facturación mensual por tarifas suministro y tarifas de acceso que deberán ser satisfechos en un plazo máximo de 15 años.

A partir de 2007, se han adjudicado mediante subasta 1.300 millones de euros (de los 1.500 millones de euros subastados), resultando las otras dos subastas desiertas.

Quedan pendientes de monetización los desajustes de tarifa relativos a 2006 y 2008 por un importe estimado a 31.12.08 de 8.600 millones de euros.

Los desajustes tarifarios desde su inicio en el año 2000, alcanza la cifra de 16.000 millones de euros, lo que está produciendo graves problemas en el contexto actual de crisis financiera, lo que podría poner en riesgo la sostenibilidad del Sistema. Por ello, el 30 de abril de 2009, el Real Decreto-Ley 6/2009 establece con un conjunto de medidas destinadas a resolver el problema producido por la deuda acumulada, que asegure que el sistema eléctrico hará frente a todos los pagos con la garantía del Estado.

Para garantizar la financiación de la deuda actual, los derechos de cobro se cederán a un fondo de titulización de nueva creación. El Estado avalará durante 2009 hasta un máximo de 10.000 millones de euros los valores que emita dicho fondo relativos a los déficits tarifarios reconocidos y pendientes de cesión a terceros.

Asimismo, el Estado avalará los derechos de cobro generados entre el 1 de enero de 2009 y el 31 de diciembre de 2012 que se cedan al fondo.

Endeudamiento y tasa de coste de financiación

La deuda financiera de las actividades eléctricas a 31 de diciembre de 2008 asciende a 39.500 millones de euros, lo que representa un incremento del 19,0% con respecto al ejercicio 2007.

Este incremento responde tanto a las necesidades de fondos para acometer el proceso inversor, por importe de 6.950 millones de euros (4.340 en generación y 2.610 en distribución), como la obligada financiación del déficit de tarifas generado en el sistema, que en 2008 ascendió a 4.779 millones de euros.

A pesar de aumento de los recursos propios generados por las actividades eléctricas nacionales, el mayor incremento puesto de manifiesto por la cifra de endeudamiento ha motivado que se reduzca el ratio e autonomía financiera, utilizado para observar la evolución de la estructura de capitales (ratio de autonomía financiera = inverso del ratio de endeudamiento), pasando de representar un 73% en 2007 al 69% en el ejercicio actual.

En cuanto a la composición de esta deuda por tipos de instrumentos financieros, señalar que el 58,1% corresponde a préstamos y créditos, el 31,6% a obligaciones y bonos y el 10,3% a pagarés.

Con respecto a la composición por divisas de la deuda financiera, se mantiene la situación de absoluto predominio de la deuda denominada en euros. La tasa de coste de la deuda financiera durante 2007, ha sido de un 4,%, superior al 4.9% registrado en 2007.

Rentabilidad de la inversión.

La rentabilidad sobre activos (ROA) del conjunto de las actividades eléctricas desarrolladas en España ha sido en 2008 del 5,4%, significativamente inferior al 6,8% que registraba el año previo a la entrada en vigor la Ley 54/1997.

Ello es consecuencia de varios factores.

En primer lugar, el aumento del precio de la energía en el mercado de producción (Pool) durante 2008, ha sido contrarrestado por la subida observada en el coste de los combustibles y en los derechos de emisión de CO₂, lo que ha colaborado a que la rentabilidad de los activos (ROA) implicados en las actividades eléctricas nacionales descienda hasta situarse en el 5,4%.

En segundo lugar, el moderado comportamiento de las magnitudes fundamentales que definen la situación económica de la Actividad Eléctrica Nacional.

Otro de los motivos que ha hecho que la caída de la rentabilidad haya sido aún mayor de la inicialmente esperada ha sido el aumento que ha experimentado el tipo medio del impuesto de sociedades, que ha pasado de suponer un 27,7% en 2007 al 30,1% en 2008.

A ello hay que añadir que las empresas han tenido que compatibilizar esta situación con el esfuerzo realizado en inversión y renovación tecnológica por importe de 6.950 millones de euros.

Estas cifras cobran toda su importancia cuando las comparamos con el **coste de la financiación** empleada (WACC), tanto de los capitales propios como ajenos, para financiar los mencionados activos.

El coste medio ponderado de los capitales, tanto propios como ajenos, que han dado cobertura a la financiación del activo total de las empresas del sector eléctrico durante el último ejercicio 2008, se sitúa en el entorno del 6,8%. La reducción observada en el coste medio ponderado del capital (WACC) en 2008, viene directamente influenciada por la caída de la capitalización bursátil de las compañías y por tanto por el menor peso del coste del capital propio.

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.6.3. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS (NORMATIVA NIIF)

Conceptos	Generación			Distribución			Total UNESA		
	2008 (E)	2007	%	2008 (E)	2007	%	2008 (E)	2007	%
Cifra de negocios	17.358	13.959	24,3	5.367	4.861	10,4	22.725	18.820	20,7
Aprovisionamientos	-8.920	-6.259	42,5	-402	-158	154,4	-9.322	-6.417	45,3
Derechos de emisión	-1.266	-202	526,7	0	0		-1.266	-202	526,7
Margen Bruto	7.172	7.498	-4,3	4.965	4.703	5,6	12.137	12.201	-0,5
Otros Ingresos de explotación	1.277	563	126,8	260	279	-6,8	1.537	842	82,5
TREI	52	56	-7,1	238	239	-0,4	290	295	-1,7
Gastos externos	-2.024	-1.858	8,9	-1.316	-1.350	-2,5	-3.340	-3.208	4,1
Gastos de personal	-993	-1.016	-2,3	-989	-964	2,6	-1.982	-1.980	0,1
Ebitda	5.484	5.243	4,6	3.158	2.907	8,6	8.642	8.150	6,0
Amortizaciones y provisiones	-1.588	-1.650	-3,8	-936	-944	-0,8	-2.524	-2.594	-2,7
Ebit	3.896	3.593	8,4	2.222	1.963	13,2	6.118	5.556	10,1
Rdo. Financiero	-745	-589	26,5	-446	-429	4,0	-879	-879	0,0
Rdo. Sociedades participación	50	34	47,1	11	10	10,0	47	47	0,0
Rdo. Venta activos	132	339	-61,1	-1	114	-100,9	453	453	0,0
Rdo. Antes de impuestos	3.333	3.377	-1,3	1.786	1.658	7,7	5.739	5.177	10,9
Impuesto Sociedades	-935	-992	-5,7	-607	-405	49,9	-1.542	-1.397	10,4
Rdo. del Ejercicio	2.398	2.385	0,5	1.179	1.253	-5,9	3.577	3.638	-1,7

**CUADRO 3.6.4
RATIOS 2008 (E)**

	Generación+Comercialización	Distribución	Total
Rdo. Neto explotación d.imp./venta	16,5	27,3	20,8
Ventas/Activos netos (veces)	0,2	0,2	0,3
R.O.A.: Rentabilidad del Activo Neto (%)	5,5	5,2	5,4
Rentab. S./ fondos propios (R.O.E.:Rdo. d. imp/f.propios) %	18	9,9	14,4
Endeudamiento: Acreedores/Acreedores+F.Propios	68	54,5	63,1

RATIOS 2007

	Generación+Comercialización	Distribución	Total
Rdo. Neto explotación d.imp./ventas	18,2	30,5	23
Ventas/Activos netos (veces)	0,3	0,2	0,2
R.O.A.: Rentabilidad del Activo Neto(%)	5,8	5,7	5,7
Rentab. S./ fondos propios (R.O.E.:Rdo. d. imp/f.propios)%	17,2	12,2	15,1
Endeudamiento: Acreedores/Acreedores +F.Propios	65,3	57,3	63,2

4. SECTOR NUCLEAR

4.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

En España hay 8 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en 6 emplazamientos, que suponen una potencia instalada de 7.716 MWe, lo que representa el 8,1 % de la potencia total de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2008 ha sido de 58.971 GWh, lo que ha supuesto una contribución del 18,6% al total de la producción nacional. En 2008 esta producción eléctrica ha aumentado un 7 % respecto a la del año anterior, debido a que en 2007 tuvieron lugar paradas prolongadas de las centrales nucleares de Vandellós II y de Cofrentes, para llevar a cabo trabajos planificados, y coincidieron en dicho año las paradas de recarga de 7 de las 8 unidades existentes.

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 2008 ha sido del 86,91%, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 87,40%.

4.2. PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2008, la fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., ha fabricado elementos combustibles, tanto para el mercado nacional (34%), como para la exportación (66%). Durante dicho año se fabricaron 921 elementos, conteniendo 288,8 toneladas de uranio, de ellos, 406 corresponden al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 515 al BWR (reactor de agua en ebullición). De estos, para la exportación se han destinado 612 elementos combustibles, conteniendo 173,2 toneladas de uranio. Los destinos de los elementos fabricados han sido Bélgica, Finlandia, Francia, Alemania, y Suecia.

CUADRO 4.1. POTENCIA ELÉCTRICA Y PRODUCCIÓN DE ORIGEN NUCLEAR EN 2008

Central	Tipo en servicio (1.ª conexión)	Año entrada Instalada (MWe)	Potencia Bruta (GWh)	Producción
S.M.Garóña	BWR	1971	466	4.016
Almaraz I	PWR	1981	974	7.491
Ascó I	PWR	1983	1028	7.694
Almaraz II	PWR	1983	983	8.606
Cofrentes	BWR	1984	1.085	8.155
Ascó II	PWR	1985	1.027	7.487
Vandellós II	PWR	1987	1.087	7.239
Trillo	PWR	1988	1.066	8.283
Total			7.716	58.971

PWR= reactor de agua a presión
BWR= reactor de agua en ebullición.
FUENTE: SEE.

Por lo que respecta a las centrales nucleares españolas, ENUSA en 2008 ha gestionado y suministrado un total de 309 elementos combustibles, conteniendo 115,6 toneladas de uranio, para las centrales de Almaraz I y II, Ascó I y II, Vandellós II y Garoña.

Las cantidades contratadas por ENUSA en el 2008 para las centrales nucleares españolas han sido: 1.793 toneladas de concentrados de uranio (U_3O_8), 1.513 toneladas en servicios de conversión y 1.260.000 UTS (Unidades de Trabajo de Separación) en servicios de enriquecimiento.

4.3. SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

El combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares a finales de 2008 se indica en el cuadro 4.2.

CUADRO 4.2. COMBUSTIBLE IRRADIADO ALMACENADO EN LAS CENTRALES NUCLEARES

Unidad	Uranio almacenado a 31-12-08 (Kg)
José Cabrera (central fuera de servicio desde abril de 2006)	95.750
Sta. M. ^a de Garoña	312.895
Almaraz I	498.839
Almaraz II	467.391
Ascó I	444.091
Ascó II	436.883
Cofrentes	551.493
Vandellós II	357.958
Trillo	233.637 + 149.643 (almacén temporal en el emplazamiento)

FUENTE: SEE.

Residuos radiactivos de baja y media actividad

La instalación de El Cabril, situada en la provincia de Córdoba y propiedad de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA), está destinada al almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de media y baja actividad.

El ejercicio del año 2008 ha supuesto dos grandes hitos en la instalación: por un lado, el cambio de almacenamiento de la plataforma norte a la sur, tras 16 años y, por otro, el inicio del almacenamiento de residuos radiactivos de muy baja actividad en su estructura específica.

Durante dicho año, se recibió un total de 1.246,5 m³ de residuos radiactivos de baja media actividad (RBMA) (1.186 m³ procedentes de centrales nucleares, 59 m³ de instalaciones radiactivas y 1,5 m³ procedentes de intervenciones especiales en acerías) y 137 m³ de residuos radiactivos de muy baja actividad (RBBA) (116 m³ procedentes de centrales nucleares y 21 m³ de instalaciones radiactivas). Con la cantidad recibida en 2008, El Cabril acumula un total de 28.218 m³ de residuos radiactivos, encontrándose el almacenamiento de baja y media actividad al 58,73% y el de muy baja actividad al 0,37%.

4.4. INDUSTRIA DE FABRICACIÓN DE EQUIPOS

La empresa Equipos Nucleares, S.A. (ENSA) es la principal compañía española para el suministro de grandes componentes para las instalaciones nucleares y cuenta con una planta de fabricación ubicada en Maliaño (Cantabria).



En el ámbito nacional, durante 2008 ENSA inició la fabricación de seis contenedores más del modelo ENSA-DPT para el almacén temporal individualizado de CN Trillo, e hizo entrega de dos nuevos contenedores, que se cargaron en la central durante el verano de dicho año. Por tanto, en la actualidad se encuentran cargados en el almacén un total de 16 contenedores DPT, lo que supone 336 elementos de combustible gastado almacenados en seco.

También se entregaron doce contenedores para combustible irradiado para CN José Cabrera y se completó la fabricación de ocho cápsulas de confinamiento de acero inoxidable destinadas a esta central. Se realizaron, asimismo, las pruebas requeridas, tanto en fábrica como en central, para realizar la carga de los contenedores durante 2009.

Por otra parte, se fabricaron y montaron parcialmente los bastidores de almacenaje para combustible gastado para CN Cofrentes, operación que tiene prevista su finalización a mediados de 2009.

ENSA ha formado con la empresa Técnicas Reunidas una UTE para el diseño y fabricación de cambiadores de calor para centrales eléctricas nucleares y térmicas convencionales y en 2008 se entregaron a CN Vandellós II dos cambiadores de calor. También se continuó fabricando cabezales para elementos combustibles suministrados por ENUSA a diversas centrales nucleares.

En el ámbito internacional, en 2008 ENSA firmó un acuerdo de colaboración con SEC (China) para

la participación de ambas empresas en proyectos locales, un acuerdo con Westinghouse-Francia, para el suministro de bastidores de almacenamiento en las piscinas de combustible gastado a la empresa francesa EDF, y se constituyó conjuntamente con ENUSA, Tecnatom y Ringo Válvulas el "Spanish Nuclear Group for China, AIE", para actuar en el mercado chino.

También se finalizaron y entregaron cuatro generadores de vapor para la central de Diablo Canyon (EEUU) y un generador de vapor para la central de Qinshan (China). Además. Se han recibido pedidos para el suministro de dos vasijas ESBWR (North Anna y Victoria County, EEUU) de GE-Hitachi, generadores de vapor para una planta AP-1000 de Westinghouse, con opción a una segunda, y para seguir desarrollando y fabricando el PBMR (Sudáfrica).

La construcción del ITER en Francia, presenta también importantes oportunidades para ENSA, que se espera que se concreten a medio plazo. Se constituyó un consorcio con Areva y DCN (Francia) y MAN (Alemania), que consiguió precalificarse para la fabricación de la cámara de vacío de ITER. También se creó la "Plataforma de Fusión", apoyada por el Ministerio de Ciencia e Innovación, CDTI y CIEMAT, en la que ENSA participa activamente y se ha firmado un acuerdo internacional para el suministro de componentes del reactor experimental Jules Horowitz, en consorcio formado por CIEMAT y en el que participan otras empresas españolas, y para el desarrollo del European Sodium Fast Reactor, junto con otras 25 empresas europeas. Ambos proyectos tienen sede en Francia.

4.5. EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS

4.5.1. Parque nuclear

CN Cofrentes: Incremento de la capacidad de almacenamiento de combustible gastado

Por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 24 de julio de 2008 se autorizó al titular de C.N. Cofrentes la sustitución de los bastidores de la piscina Este de almacenamiento de combustible irradiado.

Los trabajos de cambio de bastidores se han venido desarrollando en 2008 y está prevista su finalización en los primeros meses de 2009, y consisten en la sustitución de los bastidores de acero inoxidable por otros de alta densidad de acero borado, para así incrementar la capacidad de almacenamiento de la piscina Este en 1.201 posiciones adicionales para elementos de combustible irradiado.

CN José Cabrera: actividades de preparación al desmantelamiento

Esta central nuclear cesó definitivamente su explotación el 30 de abril de 2006, 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 declaró el cese definitivo de la explota-

ción de la central y se establecieron las condiciones a las que debían 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), construido en el propio emplazamiento de la central. La autorización de 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 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. Las obras de este ATI se concluyeron en 2007.

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.

Por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 12 de marzo de 2008 se autorizó la puesta en marcha del Almacén Temporal Individualizado de C.N. José Cabrera, junto

con las operaciones necesarias para el traslado del combustible desde la piscina hasta el ATI.

Durante el año 2008 se han venido realizando operaciones relacionadas con las actividades previas al desmantelamiento, entre las que destacan: gestión residuos operacionales; caracterización de la instalación, plan gestión combustible; descontaminación RCS y circuitos auxiliares; embidonado de resinas; caracterización de material radiactivo en el foso de combustible gastado; y entrega equipos en la instalación relacionados con la carga de contenedores de combustible.

Con fecha 7 de mayo de 2008 ENRESA, de acuerdo con el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, ha presentado en el MITYC la documentación soporte para la solicitud de autorización del Plan de desmantelamiento conjuntamente con el cambio de titularidad de CN José Cabrera. Esta documentación se ha remitido a la Junta de Castilla La Mancha, en cumplimiento del preceptivo trámite de alegaciones y al CSN para su informe preceptivo.

En relación con la Declaración de Impacto Ambiental del Proyecto de Desmantelamiento de la Central, en julio de 2008, ENRESA presentó el Estudio de Impacto Ambiental correspondiente, para ser sometido al trámite de información pública de acuerdo con lo establecido con la normativa vigente.

CN Almaraz

De acuerdo con lo establecido en el punto segundo de la Autorización de Explotación de CN Almaraz, otorgada por Orden del Ministerio de Econo-

mía de 8 de junio de 2000, el titular de la instalación presentó el 6 de junio de 2008, en el MITYC, una solicitud de renovación de la citada Autorización, por un periodo de 10 años a partir del 8 de junio de 2010, fecha de expiración de la autorización vigente. El MITYC ha solicitado al CSN el preceptivo informe en relación con la solicitud.

Asimismo, tal como establece el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, el 18 de junio de 2008 el MITYC solicitó a la Comunidad Autónoma de Extremadura sus alegaciones en relación con esta solicitud.

Por otro lado, con fecha 31 de octubre de 2008, el titular de CN Almaraz ha solicitado la autorización del proyecto para el aumento de potencia térmica del reactor de un 8% sobre la potencia térmica autorizada, hasta 2947 MWt. El MITYC ha pedido igualmente al CSN su informe preceptivo.

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 2008 el importe pendiente de compensación al "Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear" se elevaba a 504,511 M€; de los que 262,901 M€ correspondían a CN Lemóniz, 233,994 M€ a CN Valdecaballeros y 7,616 M€ a CN Trillo II. Estas cantidades resultan las mismas que a 31 de diciembre de 2007, ya que la anualidad percibida no ha cubier-

to los intereses que generó la deuda durante el año 2008 y, habiendo renunciado el único beneficiario de la cantidad pendiente de compensación a los citados intereses, resulta un importe pendiente de compensación idéntico al año anterior.

4.5.2. Instalación de almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de Sierra Albarrana (El Cabril)

La Dirección General de Política Energética y Minas por Resolución de 21 de julio de 2008 autorizó a ENRESA la modificación de diseño de la instalación nuclear de almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de Sierra Albarrana (Centro de Almacenamiento El Cabril), para el almacenamiento de residuos radiactivos de muy baja actividad, con los límites y condiciones sobre seguridad nuclear y protección radiológica asociados a la autorización de explotación que se recogen en el propio Anexo de la citada Resolución.

El 1 de octubre de 2008, se puso en explotación la celda 29 de la plataforma Este, comenzando las operaciones de almacenamiento.

4.5.3. Desmantelamiento de instalaciones

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

Por Orden del MITYC 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 el año 2008 se ha finalizado la intervención en los edificios 13, 53 y 18 quedando pendiente una actuación asociada a futuros trabajos en el exterior de estos edificios. También se ha finalizado la intervención en el edificio 76, y en el área del reactor JEN-1 han continuado las tareas de desmontaje de diversos componentes y sistemas, así como la descontaminación de paramentos en el interior de la piscina de alta.

Asimismo, se han llevado a cabo actividades de extracción de lodos y descontaminación de paramentos en el interior de los tres depósitos enterrados en el edificio 12 (depósito radiactivo, depósito de inertes y depósito de piscina), escarificado del pozo de bombas y el suelo de la cavidad del recinto de los depósitos.

Se han llevado a cabo tareas de desbrozado y limpieza como paso previo a la caracterización de los terrenos de la zona del Montecillo incluyendo una campaña de sondeos en esta zona.

4.6. I+D

La Plataforma Tecnológica de I+D de energía nuclear de fisión CEIDEN, creada en abril de

2007, ha continuado con sus actividades de coordinación de planes y programas nacionales de I+D, así como la participación en programas internacionales. Tiene actualmente varios programas o proyectos en curso. La mayoría de éstos se iniciaron en la etapa anterior (cuando el CEIDEN era un Comité estratégico de I+D Nuclear) y siguen su desarrollo enriquecidos con las incorporaciones de nuevas entidades. Estos programas son:

- Criterios de diseño y seguridad para el almacenamiento y transporte en seco de combustible gastado.
- Proyecto de extracción de materiales de los internos de la vasija de la CN José Cabrera, para su estudio.
- Iniciativa Jules Horowitz Reactor.
- Reactores Avanzados.
- Ingeniería Civil.

El 8 de mayo de 2008 se celebró en la sede del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la Asamblea General de la Plataforma Tecnológica del CEIDEN, en la que se resaltaron los hechos más destacables ocurridos en el periodo entre asambleas relacionados con la I+D, como la puesta en marcha del VII Programa Marco de la UE, aprobado en 2007, la constitución de la Plataforma tecnológica europea de energía nuclear sostenible, la aprobación del nuevo Plan Nacional de I+D y la edición del Plan estratégico de I+D del CSN.

4.7. NORMATIVA APROBADA Y EN ELABORACIÓN

4.7.1. Normativa nacional aprobada

Modificación del Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas

Durante 2007 se llevó a cabo de forma casi completa la tramitación del Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, aprobado por el Real Decreto 1836/1999. Esta tramitación estuvo condicionada por la aprobación de la Ley 33/2007, de reforma de la Ley 15/1980, de creación del CSN. Finalmente, el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, aprobado por Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, fue modificado mediante el Real Decreto 35/2008, de 18 de enero (BOE 18-2-08).

Mediante esta modificación se incide en el ejercicio efectivo de la denominada "cultura de la seguridad", determinándose, en desarrollo de los establecido en la Ley 33/2007, la obligación del titular de establecer un procedimiento para que el personal de la instalación, así como el de las empresas contratadas y el de las externas que prestan sus servicios en la misma, pueda comunicar las deficiencias o disfunciones que, a su juicio, pudieran afectar a la seguridad nuclear o radiológica. Asimismo, se establece que las Administraciones competentes, con carácter previo a la concesión de autorización o modificación significativa de cualquier instalación no nuclear que por sus características y situación pudiera suponer un impacto sobre la seguridad de las instalaciones nucleares y radiactivas existentes, informen al CSN, con el fin de que exista un intercambio de información sobre requisitos de seguridad.

En lo relativo al régimen de concesión de autorizaciones, se establece la intervención de la Comunidad Autónoma en la que se ubique la instalación en el proceso de concesión de autorizaciones; se desarrolla el contenido de la documentación requerida en el procedimiento de autorización del desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares y se desarrolla, igualmente, el régimen de concesión de licencias de operador y supervisor. En cuanto a la protección física de materiales y de instalaciones nucleares y radiactivas, se incluyen nuevos requisitos con vistas a la concesión de las autorizaciones correspondiente.

Por lo que respecta a los Comités de Información de las centrales nucleares, se amplía el número de componentes para dar representación no sólo a los municipios en los que esté ubicada la instalación, sino también a los comprendidos en la Zona I de los Planes de Emergencia Nuclear, y a la Dirección General de Protección Civil y Emergencias. También se contempla la posibilidad de que puedan formar parte de este Comité otros representantes designados por el MITYC, a iniciativa propia o a propuesta del Comité

4.7.2. Normativa nacional en elaboración

Revisión de legislación sobre responsabilidad civil por daños nucleares

Antecedentes

El régimen jurídico internacional que regula la reparación de daños causados por accidente nuclear tiene su base en dos convenios, desarro-

llados 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 unos 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 ratificado los Protocolos de enmienda de los Convenios de París y Bruselas que se aprobaron en 2004, tras un largo proceso que se inició en 1997.

Los Convenios de París y Bruselas establecen que la responsabilidad por daño nuclear es objetiva, es decir, independiente de cualquier actuación del responsable, determinan los valores mínimos de responsabilidad atribuible a los operadores, que eventualmente puede completarse mediante fondos públicos, y delimitan el plazo de tiempo en el que se han de reclamar las compensaciones por los daños. Además, obligan a que la responsabilidad debe quedar cubierta mediante una garantía financiera, ya sea mediante una póliza de seguro o mediante otra garantía solvente que se considere válida.

Los aspectos más significativos de los Protocolos de enmienda aprobados en 2004 de los Convenios de París y Bruselas son los siguientes:

- Aumento de las cantidades mínimas por las que un explotador será responsable en los términos del Convenio de París.

- Introducción de una definición más amplia y detallada de daño nuclear.
- Extensión del ámbito de aplicación geográfico del Convenio de París.
- Extensión del periodo de reclamación de las víctimas.
- Aumento de las cantidades asignadas a los tramos de compensación complementaria del Convenio de Bruselas.

Estos Convenios establecen tres tramos de responsabilidad:

- Primero: Hasta, al menos, 700 M€, a cubrir por el titular de la instalación.
- Segundo: Desde la cifra anterior que cubra el titular de la instalación, hasta 1.200 M€, a cubrir por el Estado, siempre que tal responsabilidad no le sea atribuida al titular de la instalación.
- Tercero: Desde 1.200 a 1.500 M€, a cubrir con fondos públicos que se aportan entre todos los Estados Parte de los Convenios.

Situación actual

En la actualidad, la responsabilidad civil por daños nucleares en España está regulada por los Capítulos VII, VIII, IX y X de la Ley 25/1964, sobre energía nuclear, y por el Decreto 2177/1967, por el que se

aprueba el Reglamento sobre cobertura de riesgos nucleares. La cobertura exigible al operador establecida en la Ley 25/1964 fue actualizada en 2007, como más adelante se comenta, mediante la disposición adicional primera de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997 (BOE 5-7-07), fijándose una responsabilidad de los titulares de las instalaciones nucleares por daños a las personas y a los bienes de hasta 700 M€. Esta cobertura es establecida por los titulares de las instalaciones mediante la correspondiente póliza de seguros.

Asimismo, la disposición adicional segunda de la misma Ley establece la responsabilidad de los titulares de las instalaciones nucleares de los daños medioambientales que tengan su origen en dichas instalaciones, promoviendo una serie de actuaciones a fin de asegurar dicha responsabilidad, que necesitan ser desarrolladas mediante un Real Decreto posterior.

Anteproyecto de Ley por el que se reforma el régimen vigente de responsabilidad civil por daños nucleares

Al objeto de incorporar al ordenamiento jurídico español las nuevas obligaciones resultantes de la enmienda de 2004 de los Convenios de París y de Bruselas, se está en proceso de elaboración de un anteproyecto de Ley que reemplazará a la regulación existente.

Cabe indicar, no obstante que, ante las posibles dificultades para que los operadores puedan obtener cobertura para ciertos tipos de daños por

medio de una póliza de seguros, se contempla que la garantía financiera que exigen los Convenios pueda obtenerse, además de mediante una póliza de seguro en las condiciones que ofrezca el mercado de seguros, y como último recurso, mediante una garantía otorgada por el sistema de la tarifa eléctrica como contrapartida al pago de una prima. Esta garantía resultaría complementaria a la cobertura de la póliza de seguro para aquellos tipos de daños para los que el mercado de las compañías de seguros no ofrece cobertura.

Como novedades más relevantes del anteproyecto de Ley cabe señalar:

	Situación actual	Revisión prevista
Cantidad máxima de la que responde el titular de una central nuclear	700 M€	1.200 M€
Definición de daño nuclear daños a personas y daños a propiedades incluye también daños medioambientales	daños a personas y daños a propiedades	incluye también daños medioambientales
Límite temporal para presentar reclamación 10 años 30 años, para daños a personas, y 10 para otros daños	10 años	30 años, para daños a personas, y 10 para otros daños

Asimismo, en el borrador del anteproyecto de Ley se contempla la responsabilidad de los titulares de instalaciones radiactivas y de los responsables de los transportes de fuentes radiactivas por los daños producidos a bienes, personas y medioambiente como consecuencia de la liberación accidental de radiaciones ionizantes.

No obstante, es de esperar que la entrada en vigor de los Protocolos de enmienda de los Convenios

de París y Bruselas se retrase de manera significativa con respecto a lo inicialmente previsto, además de por los motivos ya señalados en relación con la posible falta de cobertura en el mercado de las compañías de seguros, por la obligación impuesta por una Decisión del Consejo de la UE de que el depósito de los instrumentos de ratificación del Convenio de París debe realizarse conjuntamente por todos los Estados de la UE que son Parte del mismo.

Por ello, teniendo en cuenta que estos Protocolos de enmienda fueron ratificados por España el 18 de noviembre de 2005 y que, además, en 2007 se aprobó la Ley 26/2007, de responsabilidad medioambiental (BOE 24-10-07), que excluye expresamente a las instalaciones nucleares de su ámbito de aplicación, se consideró conveniente introducir una reforma de carácter transitorio del vigente régimen de responsabilidad civil hasta la entrada en vigor de esta futura Ley anticipando parte de las nuevas obligaciones de los Convenios enmendados.

Con este fin, mediante las disposiciones adicionales primera y segunda de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997 (BOE 5-7-07), se introdujeron respectivamente, una modificación del artículo 57 de la Ley 25/1964, sobre energía nuclear, al objeto, como ya se ha indicado, de incrementar la responsabilidad de los titulares de las instalaciones nucleares por daños a las personas y a los bienes hasta 700 M€, y una disposición adicional (nueva) de esta misma Ley, por medio de la cual se crea un régimen de responsabilidad civil por los daños nucleares al medioambiente dentro del territorio nacional.

En este nuevo régimen, que quedará derogado cuando se produzca la entrada en vigor de la nueva Ley de responsabilidad civil por daños nucleares, la cobertura de los daños nucleares al medioambiente la proporcionará el propio sistema de la tarifa eléctrica como contraprestación al abono de una prima por parte de los titulares. El valor de las primas para las diferentes instalaciones y actividades nucleares deberá regularse mediante un Real Decreto.

Proyecto de Real Decreto, sobre la vigilancia y control de los traslados de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado, por el que se modifica el Real Decreto 2088/1994

El Real Decreto 2088/1994, de 20 de octubre, incorporaba al derecho español la Directiva 92/3/EURATOM del Consejo, de 3 de febrero de 1992, relativa a la vigilancia y al control de los traslados de residuos radiactivos entre Estados miembros o procedentes o con destino al exterior de la Comunidad.

Esta Directiva ha sido modificada por la 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, con el fin de tener en cuenta la experiencia adquirida, abordar situaciones inicialmente no previstas, tratar de simplificar el procedimiento establecido para el traslado de residuos radiactivos entre Estados miembros y garantizar la coherencia con otras disposiciones comunitarias e internacionales; especialmente con la Convención conjunta sobre seguridad en la gestión del combustible gastado y sobre seguridad en la gestión de desechos radiactivos, de 5 de

septiembre de 1997, o 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.

Además de clarificar los procedimientos a seguir, uno de los aspectos más novedosos de esta nueva Directiva es la ampliación de su campo de aplicación al incluirse las transferencias de combustible gastado, no sólo en el caso de que éste vaya a ser destinado al almacenamiento definitivo, sino también cuando se destine al reprocesamiento, lo que no estaba incluido en el ámbito de aplicación de la Directiva a la que sustituye, lo que, desde la perspectiva de la protección radiológica, carecía de justificación.

Mediante este Proyecto de Real Decreto sobre la vigilancia y control de los traslados de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado se incorporará a nuestro ordenamiento interno la referida Directiva 2006/117/EURATOM del Consejo.

Proyecto de 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 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 y ratificada por España el 9 de noviembre de 2007.

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 creó 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, Justicia, Fomento y Asuntos Exteriores y Cooperación. El proyecto de Real Decreto está actualmente en proceso de tramitación, habiéndose finalizado el trámite de audiencia.

Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Estatuto del Consejo de Seguridad Nuclear

Mediante la Ley 33/2007, de 7 de noviembre, se modificó la Ley 15/1980, de 22 de abril, de creación del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), estableciéndose en ella que el CSN se regirá por

un Estatuto propio elaborado por el Consejo y aprobado por el Gobierno, de cuyo texto dará traslado al Congreso y al Senado antes de su aprobación.

En cumplimiento de lo anterior, en septiembre de 2008 el CSN remitió al MITYC una propuesta de nuevo Estatuto para dicho Organismo.

El proyecto de Real Decreto, que sustituye al vigente Estatuto aprobado por Real Decreto 1157/1982, de 30 de abril, desarrolla la estructura, organización interna, funciones y régimen jurídico del Organismo, se encuentra en tramitación.

Proyecto de Real Decreto por el que se aprueba el Reglamento sobre instalación y utilización de rayos X con fines de diagnóstico médico

El Real Decreto 1891/1991, de 30 de diciembre, sobre instalación y utilización de aparatos de rayos X con fines de diagnóstico médico venía a cumplir una previsión de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear, que exceptuaba a estos aparatos de su régimen de autorizaciones y disponía que tuvieran una regulación específica, sin perjuicio de que, las instalaciones que utilizan dichos aparatos, por su condición de emisores de radiación, estén sujetas al Real Decreto 783/2001, de 6 de julio, por el que se aprueba el Reglamento sobre protección sanitaria contra radiaciones ionizantes.

Dada la intensa producción de normativa relacionada con el tema, tanto a nivel nacional como en el

ámbito comunitario, la evolución del sector, así como el hecho de que en la práctica reguladora de los rayos X de diagnóstico médico han convergido la Administración Central, las Comunidades Autónomas y el Consejo de Seguridad Nuclear, se precisa establecer una nueva regulación en este ámbito.

Este proyecto de Real Decreto tiene por objeto regular:

- La utilización de equipos e instalaciones de rayos X, con fines de diagnóstico médico, incluyendo el uso médico-legal y veterinario.
- El régimen de autorización previa a que se someten las actividades de venta y asistencia técnica de estos equipos e instalaciones.
- La acreditación del personal que presta sus servicios en las instalaciones de rayos X de diagnóstico.
- La realización de servicios y certificación de características técnicas por parte de Servicios y Unidades Técnicas de Protección Radiológica.

Este nuevo Reglamento introduce algunas mejoras en los procedimientos de registro de instalaciones y de autorización de empresas de venta y asistencia técnica, precisa las competencias y responsabilidades de estas últimas, y regula la coordinación de registros.

Se incluye un capítulo destinado a regular el funcionamiento de las instalaciones de rayos X en las que se requiere a éstas la implantación de un Pro-

grama de Protección Radiológica, cuyo modelo detallado se proporciona, que permitirá asegurar la mejora de la seguridad radiológica de estas instalaciones y un superior compromiso con ella por parte de sus titulares. Asimismo se regula de forma más detallada la responsabilidad del titular de la instalación.

Por último, este Reglamento encomienda al CSN la definición detallada de modelos y formularios para simplificar y normalizar las comunicaciones previstas entre los titulares de las actividades reguladas y la Administración, y promueve que éstas se desarrollen preferentemente por vías telemáticas, para facilitar dichas comunicaciones a ambas partes.

Este proyecto de Real Decreto, que se basa en una propuesta del CSN, se encuentra en avanzado estado de tramitación.

4.7.3. Normativa comunitaria en elaboración

Decisión del Consejo por la que se revisa el vigente acuerdo de cooperación en el ámbito de los usos pacíficos de la energía nuclear con Canadá

EURATOM y Canadá concluyeron un acuerdo marco sobre investigación y desarrollo en materia nuclear que entró en vigor el 18 de noviembre de 1959. Este acuerdo original se ha venido modificando y completando su ámbito de aplicación mediante enmiendas parciales en los años 1978, 1981, 1985 y 1991.

La Comisión Europea ha incluido en su programa de trabajo la negociación de un nuevo acuerdo que, sobre la base de la experiencia adquirida, consolide en un nuevo acto refundido las enmiendas que se han venido introduciendo en el pasado. Además, se aprovecharía esta tramitación para introducir aspectos que todavía no están cubiertos en el acuerdo vigente y que revisten un especial interés. En concreto, las transferencias de tecnología sensible, que es aquella vinculada al diseño y operación de reactores de tipo CANDU (debido a que este tipo de reactores son particularmente sensibles desde el punto de vista de la proliferación nuclear).

Durante el 2008 la Comisión ha continuado los contactos con Canadá, a la espera de un mandato de negociación del Consejo que le permita comenzar a negociar el nuevo acuerdo de cooperación. Las discrepancias en el seno del Consejo en relación con el alcance de dicho acuerdo están ralentizando el consenso necesario para obtener el mandato, por lo que se espera que dicho expediente continúe abierto durante el año 2009.

Directiva (EURATOM) del Consejo por la que se establece un marco comunitario sobre seguridad nuclear

La propuesta regula a nivel comunitario un conjunto de principios comunes en el campo de la seguridad nuclear, ya incluidos en la Convención sobre Seguridad Nuclear, firmada en el seno del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA). La propuesta parte del trabajo realizado

por la Asociación de Reguladores Nucleares de Europa Occidental (WENRA) para las instalaciones existentes, considera que sólo unos reguladores fuertes e independientes pueden garantizar la seguridad de las centrales nucleares, y consagra en la legislación comunitaria los principios que figuran en los principales instrumentos internacionales.

Con esta propuesta se busca alcanzar una serie de objetivos operacionales:

- Refuerzo del papel de los reguladores nacionales y de su independencia.
- Responsabilidad del titular de la licencia en materia de seguridad bajo el control del organismo regulador.
- Prioridad a la seguridad.
- Transparencia en las cuestiones relacionadas con la seguridad de las instalaciones y su gestión.

La presentación de la propuesta y el debate se iniciaron en la Presidencia francesa. Se espera que la Directiva pueda ser acordada durante la Presidencia sueca, en el segundo semestre de 2009.

El Grupo de Alto Nivel en Seguridad Nuclear (ENSREG), formado por los reguladores de los Estados miembros, ha examinado varias veces la propuesta y ha manifestado su apoyo a la misma. Sus consideraciones y sugerencias están siendo tenidas en cuenta en la redacción del texto.

4.8. APLICACIÓN DE SALVAGUARDIAS INTEGRADAS A LAS INSTALACIONES NUCLEARES ESPAÑOLAS

Por ser susceptible de ser utilizado para fines no pacíficos, el material nuclear debe ser objeto de particular protección, entendiéndose por “salvaguardias” el conjunto de medidas establecidas para detectar la desviación de los materiales nucleares para usos no declarados.

Las salvaguardias nucleares las ejercen los Organismos internacionales que tienen asignadas tales competencias en virtud de los compromisos internacionales contraídos por los Estados Parte. En el ámbito de la UE se aplican dos sistemas de salvaguardias en paralelo:

- Salvaguardias de EURATOM: derivan de las obligaciones que se establecen en el Capítulo VII del Tratado EURATOM (Control de seguridad), en virtud de las cuales los Estados miembros deben declarar el material nuclear y el uso previsto del mismo. Las salvaguardias de EURATOM son aplicadas por la Comisión Europea.
- Salvaguardias del Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA), de Naciones Unidas: derivan de los compromisos contraídos como parte contratante del Tratado sobre la no Proliferación de las Armas Nucleares (TNP). Este Tratado obliga a suscribir un acuerdo con el OIEA para la aplicación de su sistema de salvaguardias a todas las actividades en las que se manejan materiales nucleares. Los Estados miembros de la UE no poseedores de armas

nucleares han suscrito con el OIEA un Acuerdo de Salvaguardias conjunto (INFCIRC/193), cuyas medidas las aplican los inspectores de este Organismo de manera coordinada con las derivadas del Tratado EURATOM. Este acuerdo se ha suplementado en abril de 2004 con la entrada en vigor de un Protocolo Adicional que amplía el ámbito de aplicación de las salvaguardias y da derechos de acceso adicionales a los inspectores del OIEA a las instalaciones y actividades obligadas.

En los últimos años, tanto el OIEA como la Comisión Europea han venido impulsando una reforma de sus respectivos sistemas de salvaguardias con el objeto de mejorar su eficiencia y eficacia.

Para los Estados que disponen de los que se conocen como Acuerdos de Salvaguardias amplios y que además tienen en vigor un Protocolo Adicional, tal como ocurre en los Estados miembros de la UE, el objetivo del OIEA es introducir, a la mayor brevedad, lo que se conoce como “salvaguardias integradas” (SI). Se trata del establecimiento en cada Estado de un conjunto integrado de medidas de salvaguardias óptimo, tomando en consideración todos los medios y fuentes de información disponibles, tales como inspecciones, declaraciones, imágenes por satélite, etc.

A pesar de que el objetivo que persiguen las salvaguardias integradas es optimizar el uso de los recursos, y de que de ello, a la larga, se beneficien los operadores por suponer una reducción de la intensidad de las inspecciones de acuerdo con el potencial riesgo de proliferación de cada Estado, la transición a las salvaguardias integradas es un

proceso complejo y no exento de dificultades, ya que lleva aparejada una importante actualización de las prácticas en uso desde hace muchos años.

El aspecto más relevante en este sentido es que, para satisfacer los objetivos que se ha fijado el OIEA, resulta imprescindible introducir el factor "sorpresa" en, al menos, una parte de las actividades de inspección, las cuales, hasta ahora, se llevan a cabo de forma anunciada para EURATOM, los Estados y los operadores. En el futuro próximo, un número reducido de las inspecciones se realizarán con corto preaviso de tiempo, del orden de 24 horas, e incluso, en algunas instalaciones concretas, serán sin anuncio previo.

La Comisión Europea, en parte siguiendo la estela del camino emprendido por el OIEA, y en parte con iniciativas de cuño propio, también está reformando las modalidades de aplicación de las salvaguardias del Tratado EURATOM (TE). El objetivo es adaptar las salvaguardias del TE al modelo de las salvaguardias integradas, de manera que ambos sistemas puedan seguir aplicándose de forma conjunta, aunque respetando los objetivos y peculiaridades de cada uno.

Desde el año 2006 se ha producido una continua comunicación entre las partes implicadas (Estados miembros, Comisión Europea y OIEA) con el fin de establecer los procedimientos a seguir en la aplicación de este sistema. En 2008 los Estados miembros que tenían más dificultades para implementar de manera inmediata las salvaguardias integradas han mantenido varias reuniones multilaterales y bilaterales con la Comisión y el OIEA.

España mantuvo una reunión en Viena el 22 de abril de 2008 en la que se alcanzaron importantes acuerdos para avanzar en la aplicación de las salvaguardias integradas. Además, España recibió la declaración por parte del OIEA de ausencia de actividades no declaradas a raíz de las evaluaciones que dicho Organismo ha llevado a cabo en base a las declaraciones que le han sido remitidas por España, de acuerdo con lo establecido en el Protocolo Adicional, y de la información complementaria que se le ha suministrado. Esta declaración es el primer paso, y requisito necesario, para poder aplicar las salvaguardias integradas en un país.

A principios del mes de junio, la Secretaría General del OIEA remitió a los Estados miembros un conjunto de procedimientos genéricos para la aplicación de las salvaguardias integradas en los diferentes tipos de instalaciones nucleares. Estos procedimientos habían sido acordados, sin consultar a los Estados miembros, entre los respectivos servicios de la Comisión y el OIEA en el Grupo de Enlace de Bajo Nivel (LLLC) (creado por el Acuerdo de salvaguardias entre los Estados miembros de la UE no poseedores de armas nucleares, EURATOM y el OIEA), siendo la intención que dichos procedimientos fueran aprobados por el Grupo de Enlace de Alto Nivel (HLLC) en su reunión del 4 de julio. Esta situación, que no tenía en cuenta los acuerdos alcanzados en las reuniones bilaterales mantenidas con España y otros países, hizo que estos Estados reaccionaran y se acordara una declaración para ser leída por la Presidencia francesa en la reunión del HLLC del día 4 de julio.

En la reunión del HLLC, en la que participaron los Estados de la troika en representación de la UE y España, en su propia representación, tras la lectura de la declaración de la UE, a la que España se adhirió, se comprobó que no era posible alcanzar un acuerdo sobre la aprobación de los procedimientos genéricos. El OIEA planteó que la falta de acuerdo daría lugar a importantes dificultades para el Organismo, ya que el presupuesto del año 2009 preveía que ya se aplicarían las salvaguardias integradas en la UE. Tras analizar la situación creada, se planteó la posibilidad de aprobar los procedimientos con carácter provisional. Se llegó a una solución de compromiso consistente en comunicar al OIEA que la Comunidad estaría dispuesta a una adopción provisional de los procedimientos siempre que los mismos se aplicaran de manera flexible y que se retomaran las negociaciones bilaterales con los Estados que así lo desearan. Esta comunicación ha sido adoptada unánimemente por los 27 Estados miembros.

España ha mantenido a lo largo del 2008 sus conversaciones con la Comisión y el OIEA para garantizar la introducción de las salvaguardias integradas de manera adecuada y solicitando un procedimiento específico para las instalaciones españolas, tal como se acordó en la reunión del HLLC para aquellos países que lo desearan. España ha mostrado su interés en la introducción de las salvaguardias integradas de manera flexible en la UE y la voluntad de cooperación en este sentido, a pesar de las incertidumbres que se manifestaban en el proceso. La Comisión Europea ha garantizado que las preocupaciones por parte española serán tenidas en cuenta y que se establecerán las conversaciones necesarias para adoptar los procedimientos específicos

para la aplicación de las salvaguardias integradas en las instalaciones españolas con las suficientes garantías jurídicas.

El 10 de diciembre de 2008 se mantuvo una reunión en Madrid con los operadores de las centrales nucleares españolas. Representantes de la Comisión y del OIEA presentaron, en base a los documentos genéricos aprobados provisionalmente, como sería la futura aplicación de las salvaguardias integradas en los reactores españoles. En dicha reunión las autoridades españolas reafirmaron la necesidad de disponer en un documento escrito lo allí expuesto de manera clara y precisa. Este documento debe hacer constar aspectos tales como la forma de notificación de las inspecciones, el tiempo de notificación avanzada para hacer factible la presencia de los inspectores de EURATOM, las actuaciones en caso de que no haya presencia de inspectores de EURATOM, las actividades de inspección, el procedimiento de actuación en caso de que, por circunstancias operativas (seguridad, protección física, protección radiológica, sucesos operacionales, etc.), no pueda llevarse a cabo alguna de las actividades previstas, puntos de contacto, etc. La UE y el OIEA acordaron redactar el documento en base a las presentaciones hechas en la reunión y remitirlo a las autoridades españolas para su aprobación antes de la implantación de las salvaguardias integradas en España, prevista para el 2009.

4.9. ACTIVIDAD DE ORGANISMOS INTERNACIONALES

La actividad nuclear en el ámbito internacional se centra, básicamente, en tres organizaciones 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 2008.

4.9.1. 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.

Grupo de Alto Nivel en Seguridad Nuclear y Gestión de Residuos (ENSREG)

En marzo de 2007 el Consejo Europeo adoptó un Plan de Acción Europeo relativo a una Política

Energética para Europa para el período 2007-2009, en el que, en relación con la energía nuclear, se establece la creación de un Grupo de alto nivel —que tiene entre sus objetivos el asesorar a la Comisión en el establecimiento de normas europeas adicionales en los campos de la seguridad de las instalaciones nucleares y la seguridad de la gestión del combustible irradiado y los residuos radiactivos—, y el establecimiento de un Foro Europeo de Energía Nuclear, concebido como un foro en el que se lleve a cabo una amplia discusión entre los más relevantes representantes de los colectivos interesados sobre las oportunidades y los riesgos de la energía nuclear.

El Grupo de Alto Nivel en Seguridad Nuclear y Gestión de Residuos (ENSREG) fue creado mediante una Decisión de la Comisión Europea de 17 de julio de 2007 y su reunión constitutiva tuvo lugar el 12 de octubre de ese año. La segunda reunión de este grupo se celebró el 11 de enero de 2008, siendo su principal objeto la aprobación de las reglas de funcionamiento, la definición del plan de trabajo para el 2008 y el establecimiento de 3 grupos de trabajo para desarrollar las actividades del plan:

- Grupo de Trabajo sobre Seguridad Nuclear.
- Grupo de Trabajo sobre Gestión de Residuos.
- Grupo de Trabajo sobre Transparencia.

Estos grupos de trabajo tienen como objetivo la entrega de sus resultados a finales de 2008, de manera que el ENSREG pueda elaborar un informe general que deberá ser entregado al Consejo y al Parlamento Europeo antes de julio de 2009.

Por otra parte está teniendo especial relevancia el trabajo desarrollado por el ENSREG en materia de seguridad nuclear, cuyas conclusiones son tenidas en cuenta por el grupo de trabajo del Consejo en el que se está desarrollando el proyecto de Directiva que regule un marco de Seguridad Nuclear para la UE.

Foro Europeo de Energía Nuclear

Se trata de un Foro de alto nivel que cuenta con representación de representantes, tanto del ámbito institucional como del sector industrial y financiero europeo.

La República Checa y Eslovaquia se han ofrecido para albergar las reuniones de este Foro, por lo que está previsto que sus reuniones se celebren alternativamente en Bratislava y Praga. Se han celebrado 3 reuniones hasta la fecha, 2 en Bratislava y una en Praga.

En la primera reunión se acordó el establecimiento de tres grupos de trabajo, sobre:

- Riesgos,
- Transparencia y
- Oportunidades

Los resultados de dichos grupos de trabajo son expuestos en las reuniones plenarias del Foro. Entre los principales asuntos discutidos cabe citar los siguientes: cómo garantizar un alto nivel de seguridad nuclear en Europa, qué principios básicos

deberían fundamentarla, la conveniencia de un marco general en materia de seguridad nuclear, cómo trasladar los costes de la generación nuclear a los precios de la electricidad, cómo desarrollar nuevos conceptos de redes eléctricas o cómo involucrar al público en general en los proyectos nucleares.

Comité Consultivo de la Agencia de Aprovechamiento de EURATOM

El Tratado EURATOM prevé la creación de esta Agencia y establece entre sus tareas y obligaciones las de velar por el abastecimiento regular y equitativo en materiales nucleares de los usuarios de la UE. En 2008 fue publicada la Decisión del Consejo, de 12 de febrero de 2008, por la que se establecen los nuevos Estatutos de esta Agencia, que derogaban a los anteriores que databan de noviembre de 1958.

El objeto de estos nuevos Estatutos es el de tener en cuenta el aumento del número de Estados miembros, así como la necesidad de aplicar disposiciones financieras modernas a la Agencia y de fijar su sede, lo que se hace en Luxemburgo. Entre otras cosas, se reduce el número de representantes de los Estados miembros en este Comité Consultivo, pasando, en el caso de España, de cinco a tres.

Entre las cuestiones tratadas en 2008 en este Comité Consultivo cabe destacar; el Informe anual de la Agencia, en el que se hace un seguimiento del mercado de materiales y servicios relativos a la primera parte del ciclo de combustible nuclear en la UE; las

cuentas de 2007; el borrador de presupuesto para 2009; un Informe sobre las necesidades y las capacidades de enriquecimiento; y un borrador sobre las reglas de actuación de la Agencia.

Cooperación exterior en materia de seguridad nuclear

Desde el 1 de enero de 2007 prácticamente toda la cooperación exterior de la UE en materia nuclear, incluyendo las aportaciones al Fondo para el Sarcófago de Chernobil que administra el BERD, se realiza con cargo al nuevo Instrumento de Cooperación en Seguridad Nuclear (ICSN) establecido mediante el Reglamento (EURATOM) nº 300/2007.

Tan sólo se presta asistencia exterior en materia nuclear con cargo a otros instrumentos en relación con las ayudas a la creación de infraestructura gubernamental para Estados candidatos a la adhesión a la UE, a través del Instrumento de Pre-adhesión, y determinadas ayudas en relación con el control del comercio exterior de materiales y componentes vinculados a la proliferación nuclear, a través del Instrumento de Estabilidad.

La dotación económica del ICSN es de 217 M€ para el período 2007-2009. El ICSN contempla el establecimiento de un Comité Asesor de expertos de los Estados miembros.

Durante el año 2008 tuvieron lugar 2 reuniones del Comité (además de una reunión técnica). La primera tuvo por objeto la aprobación de una parte del plan de acción para el 2008, dotando con 23 M€ a proyectos repartidos casi en su totalidad

entre Rusia y Ucrania, y muy especialmente esta última con 15 M€ del total destinados al Fondo para el Sarcófago de Chernóbil.

La segunda completó el plan de acción con otros 48 M€ con mayor alcance geográfico, permitiendo la entrada a nuevos países como Egipto o Jordania (aunque su cuantía aún es muy baja y priman Rusia, Ucrania y Armenia) y aumentando la cooperación a través del OIEA.

Con estas aportaciones, la contribución en materia de seguridad nuclear con cargo al Instrumento hasta el año 2008 asciende ya a los 148 M€, casi un 68% del total presupuestado para el periodo 2007-2009.

La Comisión también indicó su intención de continuar incrementando la cooperación con nuevos países para el futuro, principalmente en el ámbito mediterráneo, sudeste asiático o iberoamericano.

Comité sobre Fondos de Desmantelamiento

En el 2005 la Comisión Europea constituyó un Grupo Asesor de Expertos sobre Fondos de Desmantelamiento (DFG), cuyo objetivo era dar soporte técnico a la Comisión para elaborar una Recomendación sobre la gestión de fondos financieros para el desmantelamiento de instalaciones nucleares, el combustible gastado y los residuos radiactivos.

Los trabajos que actualmente lleva a cabo el DFG se enmarcan dentro de la política de la CE para la armonización de políticas y prácticas en áreas de sensibilidad estratégica. En este sentido, se ha

creado en 2008 un Core Group que lidera los trabajos del grupo orientados ahora hacia la elaboración de una guía para la implementación de la Recomendación en los Estados miembros. Los resultados de estos trabajos se presentarán el próximo otoño en la reunión plenaria del grupo.

4.9.2. Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE)

Comité de Dirección

En 2008, en la reunión de este Comité que tuvo lugar en abril, además de temas habituales relativos al gobierno de la Agencia, destacan el Informe sobre el presupuesto 2007-2008; el Programa de Trabajo 2009-2010; el Informe sobre las actividades de los Comités Técnicos Permanentes de la NEA; y la evolución del Programa Multinacional de Evaluación de Diseño. Como tema de debate político se trató la gestión de la vida de las centrales nucleares.

En la reunión que tuvo lugar en octubre se celebró el cincuenta aniversario de esta Agencia. Este evento fue presidido por el Secretario General de la OCDE, y contó con la participación del Director General del Organismo Internacional de Energía Atómica, y, entre otros Ministros, del Ministro de Industria, Turismo y Comercio español, D. Miguel Sebastián.

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 las dos reuniones que tuvieron lugar en 2008 se trataron temas tales como: los informes de los países, el seguimiento de los distintos proyectos y actividades incluidas en el Programa de Trabajo (p.e.: datos sobre la energía nuclear en la OCDE, financiación de centrales nucleares, actividades del Grupo del Uranio, perspectiva en la gestión definitiva de residuos, límites al desarrollo de la energía nuclear, escenarios de transición de reactores térmicos a rápidos, competencia en el mercado de la industria nuclear); el seguimiento de las actividades de los Grupos de Trabajo sobre "Aspectos económicos de la energía nuclear" y sobre "La energía nuclear y la seguridad en el suministro"; y propuestas para el Programa de Trabajo 2009-2010.

Comité de Derecho Nuclear (NLC)

En junio tuvo lugar una reunión técnica para tratar la propuesta alemana sobre exclusión de pequeñas cantidades de material nuclear del ámbito de aplicación de la Convención de París sobre responsabilidad civil por daños nucleares.

Posteriormente, en la reunión anual del NLC, celebrada en noviembre, se concretó el documento de

la propuesta alemana y se trataron los temas más relevantes a nivel de los países integrantes de la OCDE, como la presentación de un resumen de los trabajos del grupo INLEX del OIEA, los informes de Finlandia, Chequia y Canadá sobre los procedimientos de evaluación de impacto ambiental nuclear, un informe del representante de la Comisión Europea sobre los últimos desarrollos legislativos y casos jurídicos del Tribunal de Justicia, y un resumen de los últimos desarrollos legislativos de los países integrantes de la OCDE, con presentaciones de Turquía, Japón y Canadá.

Asimismo, tuvo lugar una sesión informativa de actualidad sobre las perspectivas jurídicas relativas a los acercamientos multilaterales del ciclo de combustible nuclear.

4.9.3. Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA-Naciones Unidas)

Conferencia General

La Conferencia General anual de este Organismo, que fue la 52ª, tuvo lugar del 29 de septiembre al 4 de octubre, con la asistencia de, aproximadamente, 1.400 delegados de los 130 Estados miembros que participaron. Entre los temas tratados en ella se incluyeron:

- Contribuciones al Fondo de Cooperación Técnica para 2009 y fortalecimiento de las actividades de cooperación técnica del Organismo.
- Elección de Miembros de la Junta de Gobernadores para el período 2008-2010.

- Medidas para fortalecer la cooperación internacional en materia de seguridad nuclear, radiológica y del transporte y de gestión de desechos.
- Seguridad física nuclear – medidas de protección contra el terrorismo nuclear.
- Fortalecimiento de las actividades del Organismo relacionadas con la ciencia, la tecnología y las aplicaciones nucleares.
- Fortalecimiento de la eficacia y aumento de la eficiencia del sistema de salvaguardias y aplicación del modelo de Protocolo adicional.
- Aplicación del acuerdo de salvaguardias entre el Organismo y la República Popular Democrática de Corea en relación con el TNP.
- Aplicación de las salvaguardias del OIEA en el Oriente Medio.

Asimismo, se presentó el Informe anual de 2007, se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo para 2009 de 236.692.573 \$, más 58.150.017€ (el presupuesto del OIEA se hace, parte en euros y parte en dólares), en el que a España le corresponde el 2,939% del total (6.950.610 €, más 1.714.656 \$) y las contribuciones voluntarias al Fondo de Cooperación Técnica para 2009, para las que se estableció una cifra objetivo de 85 M\$, de la que a España le corresponden 2.290.400 \$.

Durante la celebración de esta Conferencia General tuvo lugar un Foro científico sobre “El papel del OIEA en el futuro”.

Junta de Gobernadores

Esta Junta es el órgano ejecutivo del Organismo y examina todas las cuestiones de importancia, incluso las peticiones de ingreso y el programa de actividades, el presupuesto y el informe anual. Está facultada para aprobar todos los acuerdos de salvaguardias, los proyectos importantes y las normas de seguridad. Para facilitar las discusiones en la Junta, en su día se decidió crear dos Comités Permanentes, que de ella dependen: Comité del Programa de Trabajo y Presupuesto, y Comité de Asistencia Técnica.

Está compuesta por 13 miembros designados por la propia Junta (criterio de desarrollo alcanzado en tecnología nuclear) y por otros 22 elegidos por la Conferencia General (criterio de representación geográfica equitativa), con un mandato de dos años, eligiendo 11 cada año. En 2008 se reunió en seis ocasiones, en los meses de marzo, junio, agosto, septiembre, octubre y noviembre.

España se reincorporó a esta Junta en octubre de 2008 (ejerció la vicepresidencia en el período 2001-2002 y la presidencia en 2003-2004), al ser propuesta su designación durante la 52ª Conferencia General que se celebró en septiembre. Este puesto lo ocupará durante dos años.

Entre las cuestiones más relevantes tratadas en 2008 están: el cumplimiento de las salvaguardias en la República Democrática Popular de Corea; la aplicación del Acuerdo de salvaguardias en relación con el TNP y de las disposiciones pertinentes en relación con las Resoluciones 1.737 (2006), 1.747 (2007), 1.803 (2008) y 1.835 (2008) del Consejo de

Seguridad de Naciones Unidas en la República Islámica de Irán; aplicación del acuerdo de salvaguardias en India, Siria y Libia; el estado de la concertación de Acuerdos de salvaguardias y Protocolos Adicionales; la seguridad física y las medidas de protección contra el terrorismo nuclear; los informes correspondientes a 2007 relativos a: informe anual, aplicación de las salvaguardias, examen de la seguridad nuclear, examen de la tecnología nuclear, y cooperación técnica; y el nombramiento del nuevo Director General del Organismo.

4.9.4. Grupo de Suministradores Nucleares (GSN)

Durante 2008, el trabajo del GSN estuvo centrado en diversas iniciativas para reforzar el régimen internacional de control de exportaciones. El debate de las sesiones del Grupo giró en torno a la modificación del documento INFCIRC/254, que recoge las directrices que han de seguir los miembros del GSN de cara a controlar las exportaciones a otros países. En concreto, están siendo sometidos a revisión los párrafos 6 y 7.

La revisión del párrafo 6 de las directrices (que se refiere a controles especiales sobre exportaciones sensibles, tales como enriquecimiento y reprocesamiento) busca 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.

Por lo que se refiere a la revisión del párrafo 7, se centra en la redefinición de las condiciones espe-

ciales que se han de aplicar a las exportaciones de tecnología, equipos o instalaciones vinculadas con el enriquecimiento de uranio.

Se espera que los debates continúen a lo largo de 2009.

4.9.5. Fondos nucleares gestionados por el BERD

El Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD) viene gestionando una serie de fondos internacionales cuyo ámbito está vinculado a la energía nuclear. En concreto, administra la denominada Cuenta de Seguridad Nuclear, dirigida a financiar proyectos para mejorar la seguridad nuclear en Rusia y los Nuevos Países Independientes de la antigua esfera soviética; la denominada "Ventana Nuclear de la Dimensión Nórdica" de la UE, cuyo objeto es contribuir a la recuperación medioambiental de diferentes regiones del norte de europea próximas a la UE con contaminación radiactiva, como consecuencia, sobre todo, de actividades militares realizadas en el pasado; el Fondo del Sarcófago de Chernóbil, cuyo objeto es la financiación de un nuevo confinamiento de seguridad para la accidentada central nuclear ucraniana, y tres Fondos internacionales de ayuda al desmantelamiento de las centrales nucleares de Ignalina (Lituania), Kozloduy (Bulgaria) y Bohunice (Eslovaquia), cuyo desmantelamiento fue impuesto por motivos de seguridad por parte de las autoridades comunitarias como condición a la adhesión a la UE. España es contribuyente directo a estos últimos cuatro fondos, y está representada en los respectivos órganos de gobierno de los mismos.

Asamblea de contribuyentes al Fondo para la construcción del nuevo confinamiento de seguridad de la central nuclear de Chernóbil (CSF)

Este fondo ha recibido contribuciones por valor de casi 800 M€ de 29 países (entre ellos, España, cuya contribución asciende a 5 M€) y de la UE.

Como se ha indicado anteriormente, juntamente con este fondo, el BERD gestiona la llamada "Cuenta de Seguridad Nuclear", que tiene por objeto recibir contribuciones que permitan el desmantelamiento de las unidades 1, 2 y 3 de Chernóbil.

Los proyectos más importantes que actualmente son financiados por ambos fondos (la construcción de un nuevo confinamiento para la unidad 4 y la conclusión de un almacén temporal de almacenamiento de combustible irradiado de las unidades 1, 2 y 3), se encuentran todavía en preparación, a punto de terminar la fase de diseño. El diseño final de ambos proyectos está previsto para 2009 y los trabajos de construcción para 2012.

En todo caso, el coste final del proyecto será superior al previsto inicialmente, por lo que las futuras contribuciones de la Asamblea de donantes serán fundamentales. Por el momento el BERD ya ha contribuido con 135 M€ adicionales.

Hasta ahora, la participación de la industria española a las actividades financiadas con cargo a este Fondo se limita a actividades de auditoría por parte de Empresarios Agrupados.



Fondos internacionales de apoyo a la clausura de las centrales nucleares de:

- Ignalina, unidades 1 y 2 (Lituania).
- Kozloduy, unidades 1, 2, 3 y 4 (Bulgaria).
- Bohunice V1, unidades 1 y 2 (Eslovaquia).

El coste estimado de la fase preparatoria del desmantelamiento de esas unidades (que incluye actividades de ingeniería, consultoría y servicios) es de unos 200, 200 y 150 M€, respectivamente, con una duración de unos 10 años. Las contribuciones comunitarias a la ayuda al desmantelamiento de estas centrales, previstas en los Protocolos de Adhesión y posteriormente concretadas en los respectivos instrumentos financieros establecidos a tal efecto, se hacen de forma escalonada, de acuerdo con estipulado en el presupuesto comunitario y de conformidad con las perspectivas financieras de la UE.

Por otra parte, diversos Estados, entre ellos España, han realizado contribuciones bilaterales a estos fondos. En concreto, España realizó una contribución a cada uno de los tres fondos de 1,5 M€ en 2002, pasando a ser miembro de pleno derecho de las 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 que, hasta la fecha, superan más de tres veces la cantidad aportada, lo que evidencia importantes oportunidades de negocio para las empresas españolas del sector energético.

Entre otros proyectos con participación de empresas españolas, destaca la asignación en el 2004 de la Unidad de Gestión del Proyecto para la central de Bohunice a un consorcio formado por las empresas españolas Iberdrola Ingeniería y Consultoría, Empresarios Agrupados y Soluziona, junto con la empresa francesa EDF. Este contrato se ha extendido en el 2008, si bien, en el momento presente, sólo forman parte del consorcio las empresas españolas. Igualmente, el Consorcio formado por Iberdrola y Belgoprocess ha sido finalmente adjudicatario para la construcción de una planta de incineración de residuos radiactivos por plasma en Kozloduy. Actualmente existen varias ofertas de empresas españolas para importantes proyectos en licitación con cargo a estos fondos.

Previsiblemente el BERD hará una solicitud de nuevas aportaciones de los Estados contribuyentes en un futuro próximo para completar la financiación de los proyectos necesarios en la fase de pre-desmantelamiento de las citadas centrales.

5. SECTOR CARBÓN



5.1. SITUACIÓN ACTUAL

5.1.1. Panorámica general del sector

Globalmente la producción de hulla más antracita disminuyó un 7,13% en 2008 con respecto al año 2007. Este hecho se debe principalmente a que hubo cierres de unidades de producción en diciembre del año 2007 y a una menor producción en algunos pozos. En lignitos negros disminuyó la producción en un 8,17% fundamentalmente por el cierre definitivo de producción en Barcelona, el de una unidad de Lérida y una interrupción de producción en Zaragoza. La producción de lignito pardo fue nula cerrándose las instalaciones de Puentes de García Rodríguez y de Meirama (cuadro 5.1.1). Se produjo en el año un aumento significativo en los stocks de carbón.

5.1.2. Demanda interior

La demanda de carbón en toneladas indica en el cuadro 5.1.2 bajó fuertemente en 2008. La demanda de hulla más antracita, disminuyó un 27,4%. La demanda de lignito negro también disminuyó en un 25,7% y por último la de lignito pardo ha sido insignificante, puesto que las minas se cerraron en diciembre de 2007. Si la demanda total se expresa en toneladas equivalentes, disminuye un 31,6%. La reducción de la demanda se centra prácticamente en el sector eléctrico. Los condicionantes medioambientales, que han obligado a la instalación de unidades depuradoras de gases de emisión, junto con la puesta en marcha de los nuevos grupos de ciclos combinados que funcionan con gas natural es la causa de la disminución de la demanda de carbón. Debido a ello, se

CUADRO 5.1.1. BALANCE DE CARBÓN

	2007	2008	2008/07	2007	2008	2008/07
	(Miles de toneladas)			(Miles de tec) (1)		
+ Producción	17.180	10.202	-40,6	8.378	6248	-25,4
Hulla y antracita	7.869	7.306	-7,2	5.330	5048	-5,3
Lignito negro	3.131	2.897	-7,5	1.371	1.200	-12,5
Lignito pardo	6.180	0	-100,0	1.677	0	-100,0
+ Variación de stocks (2)	3.234	-2.345		2.464	-1.614	
Hulla y antracita	3.084	-1.951		2.400	-1.431	
Lignito negro	138	-545		60	-226	
Lignito pardo	13	150		3	44	
+ Importación	25.437	21.171	-16,8	20.144	17.495	-13,2
Hulla coquizable	3.659	3.364	-8,1	3.565	3.258	-8,6
Hulla no coquizable	20.804	17.603	-15,4	15.636	14.040	-10,2
Coque	974	204	-79,1	944	197	-79,1
- Exportación	2.004	2.459	22,7	1.910	2.249	17,7
Hulla y antracita	951	1.835	93,0	836	1.612	93,0
Coque	1.053	624	-40,8	1.075	637	-40,8
= Consumo interior bruto	43.847	26.569	-39,4	29.077	19.881	-31,6

(1) Toneladas equivalentes de carbón.

(2) Existencias iniciales - Existencias finales.

FUENTE: SEE.

CUADRO 5.1.2. SECTORIZACIÓN DEL CONSUMO DE CARBÓN

	2007	2008	2008/07	2007	2008	2008/07
	(Miles de toneladas)			(Miles de tec)		
1. Generación eléctrica	38.496	21.548	-44,0	24.383	15.549	-36,2
1.1. Compañías eléctricas	38.413	21.501	-44,0	24.319	15.508	-36,2
Hulla y antracita	9.247	6.712	-27,4	6.212	4.643	-25,3
Lignito negro	3.251	2.415	-25,7	1.432	1.010	-29,5
Lignito pardo	6.787	218	-96,8	1.830	61	-96,7
Carbón importado	19.217	12.156	-36,4	14.845	9.794	-34,0
1.2-Autoprodutores	83	47	-43,4	64	41	-35,2
2. Transf. en coquerías y A.H.	3.740	3.491	-6,7	3.388	3.117	-8,0
3. Fábricas de cemento	387	280	-27,6	330	238	-27,7
4. Inyección en H.A.	770	673	-12,6	599	513	-14,4
5. Resto de industria	359	493	37,6	311	405	30,2
6. Usos domésticos	64	45	-29,7	45	29	-35,8
7. Consumos propios y pérdidas	32	40	25,0	21	29	39,7
Total	43.847	26.569	-39,4	29.077	19.881	-31,6

FUENTE: SEE.

ha incrementado notablemente el almacenamiento de carbón nacional en los parques de las centrales.

También la demanda de hulla coquizable disminuyó un 6,7%, por la menor actividad de la siderurgia.

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 5.1.3 se indica la evolución media 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 tercia de carbón.

En el año 2008 el precio medio del carbón que percibe ayudas fue de 50,7158 euros/t con un PCS



CUADRO 5.1.3. EVOLUCIÓN MEDIA DE LOS INGRESOS PARA LAS EMPRESAS MINERAS

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
INGRESO P+A												
cts euro/termia	1,3797	1,47849	1,46647	1,49051	1,58066	1,56864	1,54451	1,59652	1,5655	1,73249	1,78183	1,74950
Precio		0,77531	0,73924	0,77531	0,82339	0,81137	0,78909	0,83769	0,90315	0,97132	1,00250	1,17210
Ayuda		0,70318	0,72722	0,72121	0,75728	0,75728	0,75542	0,75883	0,66235	0,76117	0,77933	0,7597

FUENTE: SEE.

medio de 4.327 kcal/kg. Expresado el precio en céntimos de euro por termia de poder calorífico fue de 1,1721. Este precio supone un incremento del 18,50% sobre el precio de 2007, expresado el precio sobre toneladas vendidas y del 16,92% si el precio se expresa en céntimos de euro por termia, puesto que el PCS medio se incrementó desde 4.269 kcal/kg del año 2007 a 4.327 kcal/kg en el año 2008.

Por tanto el valor de la producción de carbón CECA adquirido por centrales eléctricas, por el que se pagaron ayudas fue de 505,393 millones de euros. Se adquirieron 66,3 miles toneladas de carbón CECA sin derecho a ayudas por el que se pagaron 3,054 millones de euros. Por lo tanto el valor de la producción total del carbón entregado al sector eléctrico fue de 508,448 millones de euros, frente a 596,971 millones de 2007.

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 248,981 millones de euros de ayudas al funcionamiento, para empresas privadas y los 78,615 millones de euros para empresas públicas. Por tanto los ingresos para empresas que extraen carbón CECA en el año 2008 y cobran ayudas desde P.G.E. fueron de 836,040 millones de euros, superiores en 48,02 millones de euros a los del año 2007. Es necesario estimar en otros 50

millones de euros los ingresos por ventas de granos de carbón a las calefacciones y otros usos domésticos. El sector, concretamente HUNOSA, ha percibido además desde S.E.P.I. otros 105,916 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 2008 era de 5.836 trabajadores, frente a los 6.405 del año 2007 lo que origina una disminución de empleo del 8,88%. Teniendo en cuenta el empleo en los lignitos pardos que había en 2007, la mano de obra total empleada en el año 2008 ha sido de 5.836 trabajadores frente a 6.405 en el año 2007, lo que supone una disminución del 13,10%. Esta aceleración en las disminuciones de plantillas se debe, además del cierre de las instalaciones productoras de lignito pardo, a la introducción de la medida de reducción de la edad de prejubilación, que se sitúa en 52 años equivalentes, desde 1998 (cuadro 5.2.2)

5.1.4. Comercio exterior

En el sector de la minería del carbón el saldo comercial, en el año es netamente importador,

puesto que prácticamente no existe exportación de carbón español (cuadro 5.1.1), aunque desde el año 2006 se reexportan carbones importados. 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 no coquizable disminuye un 15,4%, pasando de 20,8 millones de toneladas a 17,6 millones de toneladas, debido al descenso de su uso en generación eléctrica. Es de notar el comienzo de la operación de reexportación de carbones en 2006, que alcanza en 2007 casi el millón de toneladas y en 2008 alcanza 1,8 millones de toneladas.

También varía la distribución de la importación entre hulla y antracita. Se debe a criterios de clasificación. Ciñéndose al criterio empleado en la estadística de comercio exterior, de que la antracita es el carbón con volátiles inferiores al 10%, prácticamente las importaciones de antracita disminuyen a la mitad de lo que reflejan las series históricas. No obstante algunas empresas eléctricas importadoras denominan antracitas a hullas con contenido en volátiles entre 15 y 10%. Se está tratando de que todas adopten en sus comunicaciones el criterio de EUROSTAT que denomina antracitas a carbones con menos del 10% de su contenido en volátiles.

En unidades monetarias la importación varía desde 1.373,86 millones de euros en 2006, a 1.479 millones de euros en 2007 y a 2.062,167 millones de euros en 2008. No obstante el valor

del carbón neto importado en 2007 fue de 1.418,66 millones de euros y en 2008 ese valor del carbón importado neto se cifra en 1.889,534 millones de euros. Los precios unitarios del carbón térmico se incrementaron desde un promedio de 57,95 euros/t en 2006, a 60,52 euros/t y a 87,47 euros/t en el año 2008. No obstante desde noviembre de 2008 el precio vuelve a disminuir a niveles del año 2007.

Los almacenamientos de carbón en centrales térmicas se han incrementado en el año 2008 en prácticamente dos millones y medio de toneladas sobre diciembre de 2007. Se ha debido además del incremento de generación por gas natural, ya citado, a la interrupción de generación por montaje de las instalaciones desulfuradoras en las principales centrales de carbón.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2008 por las empresas eléctricas fue de 84,26 euros/tonelada en situación CIF, para un carbón de 5.940 kcal/kg, frente a 51,93 euros/tonelada para un carbón con PCS medio de 6.008 kcal/kg del año 2007. El precio medio estimado de hulla coquizable en el mismo período, CIF puerto español en el mismo año, fue de 148,62 euros/t y en dólares 218,59 \$/t frente a 122,546 euros/t y en dólares de 146,47 \$/t del año 2007.

El coste del carbón importado en el año 2008 puede estimarse en 2.062.166.782 euros frente a 1.479.052.861 euros del año 2007. El coste de la importación neta de carbón en 2008 fue de 1.889.543.158 euros, frente a 1.418.660.277 euros del año 2007.

5.2. ESTRUCTURA DEL SECTOR

En diciembre del año 2007 cerraron Carbones de Pedraforca S.A., unidad subterránea de Compañía General Minera de Teruel S.A., Coto Minero Jove S.A., Mina La Camocha S.A., Mina La Sierra S.L., Minas de Valdeloso S.A., Minas del Principado S.A., Unión Minera Ebro Segre S.A. y Virgilio Riesco S.A. También se cerró la unidad de cielo abierto de González y Díez S.A. La reducción de producción que originó el cierre de aquellas capacidades así como alguna producción menor que la prevista en el resto de unidades ocasionó una reducción de producción de 817 mil toneladas.

En el año 2008 se han producido varias concentraciones empresariales. Se ha formado Coto Minero Cantábrico S.A. como resultado de la fusión de Minero Siderúrgico de Ponferrada S.A. con Hullas del Coto Cortés S.A. Además UMINSA ha integrado en su estructura las sociedades Campomanes Hermanos S.A. y González y Díez S.A.

A finales del 2008 existen realmente 17 empresas que extraían carbón CECA. Entre ellas 6 empresas tienen menos de 25 trabajadores, 1 empresa tiene

entre 25 y 50 empleados, 2 tienen entre 50 y 100 trabajadores, 4 empresas tienen entre 100 y 500 empleados y 4 empresas tienen más de 500 trabajadores.

Desde el punto de vista de producción 3 empresas, con menos de 25 kt de capacidad anual produjeron el 0,44% de la producción total (45,24 kt). 2 empresas con capacidades anuales entre 25 y 50 kt produjeron el 0,66% de la producción total (67,17 kt). 2 empresas con capacidades anuales entre 50 y 100 kt produjeron el 1,64% de la producción (167,5 kt). 3 empresas con capacidades anuales entre 100 y 500 kt producen el 7,16 % de la producción (729,69 kt) y 7 empresas con capacidad superior a 500 kt anuales producen el 90,1% de la producción (9.117,3 kt).

5.3. LA POLÍTICA CARBONERA EN EL AÑO 2008

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

CUADRO 5.2.1. MANO DE OBRA EMPLEADA EN MINERÍA

	2006	2007	2008	2008/07
Hulla	5.048	4.435	4.032	-9,1
Antracita	1.863	1537	1.435	-6,6
Lignito negro	451	433	369	-14,8
Total carbón CECA	7.362	6.405	5.836	-8,9
Lignito pardo	310	311	0	-100,0
Total	7.672	6.716	5.836	-13,1

FUENTE: SEE.

la normativa general de ayudas del Tratado CE. La Comisión entendiendo la especificidad del sector propuso al Consejo un Reglamento especial. Se publica el Reglamento (CE) 1407/2002 del Consejo de 23 de junio de 2002 sobre las ayudas estatales a la industria del carbón.

En esa disposición se definen tres tipos de ayudas: ayudas para cubrir la diferencia entre costes e ingresos de empresas que cerrarán lo más tardar en 2007 (ayudas a la reducción de actividad, art. 4 del Reglamento), ayudas o bien para cubrir diferencias entre costes e ingresos en empresas que mantendrán una producción mínima que garantice el acceso a las reservas de carbón o bien ayudas a la inversión para empresas que nunca percibieron ayudas para cubrir la diferencia entre costes e ingresos, puesto que ambas ayudas son incompatibles entre sí (ayudas para garantizar el acceso a reservas de carbón, art. 5 del Reglamento) y por último ayudas para financiar costes excepcionales de cierres de unidades de producción (art. 7 del Reglamento).

Las ayudas se otorgan a empresas pero se aplican a cada unidad de producción de estas empresas.

El Reglamento se desarrolla mediante la Decisión de la Comisión de 17 de octubre por la que se establece un marco común para la comunicación de la información necesaria para la aplicación del Reglamento (CE) nº 1407/2002 del Consejo, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. En esta disposición se definen los costes de las unidades de producción y se detalla la información que requiere la Comisión para estudiar las ayudas.

Por último la U.E. ha publicado un Reglamento del Consejo, el Reglamento (CE) nº 405/2003 relativo al control comunitario de las importaciones de hulla originaria en Terceros países. Mediante esta disposición se comunicará a la Comisión el carbón térmico y siderúrgico importados y sus precios y características al objeto de que ese organismo fije los precios internacionales sobre los que se basarán las ayudas.

La Comisión Europea el 2 de julio de 2008 en su Decisión C(2008)3003 final aprueba las ayudas otorgadas por España a las empresas mineras de carbón, para cubrir la diferencia entre costes e ingresos, de acuerdo con los artículos 4 y 5.3 del Reglamento (CE) nº 1407/2002, en los años 2006 y 2007. Sumaban 468,5 millones de euros y 450,2 millones de euros respectivamente.

Las disposiciones normativas nacionales que regularon la actividad de la minería del Carbón en el año 2008 fueron las siguientes:

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

– ORDEN ITC/3666/2007, de 14 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2008, 2009 y 2010, correspondientes a las previstas en el artículo 5.3 del Reglamento (CE) nº 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. (Corrección de errores B.O.E. de 7 de marzo)



Regulación de ayudas al transporte de carbón entre cuencas y al almacenamiento en centrales térmicas

- Resolución de 25 de febrero de 2008, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se realiza una nueva convocatoria complementaria a la de 13 de marzo de 2007, de las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras correspondientes a las anualidades de 2006 y 2007.
- Orden ITC/3186/2008, de 4 de noviembre, por la que se regulan las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras para las anualidades de 2008, 2009 y 2010.
- Resolución de 16 de diciembre de 2008, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras correspondientes a la anualidad de 2008.
- Orden ITC/3218/2008, de 5 de noviembre, por la que se regulan las ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas superiores a las cuantías necesarias para cubrir setecientos veinte horas de funcionamiento para las anualidades de 2008, 2009 y 2010.
- Resolución de 19 de diciembre de 2008, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del

Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas superiores a las cuantías necesarias para cubrir setecientos veinte horas de funcionamiento, correspondientes a la anualidad de 2008. En el B.O.E. de 16 de enero de 2009 se publica una corrección de errores de esta Resolución.

Disposición básica relativa a prejubilaciones para el período 2006-2012

- 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 sobre las cargas excepcionales de reestructuración de la minería del carbón

- 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.
- Orden ITC/2304/2007, de 25 de julio, por la que se modifica la 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.

- Resolución de 23 de octubre de 2008, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas por costes laborales mediante bajas incentivadas y las ayudas destinadas a compensar los costes derivados del cierre de unidades de producción de las empresas mineras de carbón, para el ejercicio de 2008.
- Real Decreto 180/2008, de 8 de febrero, por el que se establece el régimen de ayudas de los costes derivados de las labores de cese, abandono, y rehabilitación de antiguas zonas de extracción de carbón. (Corrección de errores en el B.O.E. de 18 de marzo).

Disposición que regula la reactivación económica de las comarcas mineras para el año 2008:

- Orden ITC /3666/2007, 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 período 2007-2012.
- Orden ITC/3741/2007 de 18 de diciembre, por la que se modifica la Orden ITC /3666/2007, 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 período 2007-2012.

- Resolución de 26 de febrero de 2008, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el ejercicio 2008.

Disposición que regula el otorgamiento de ayudas a las infraestructuras de las comarcas mineras

- Real Decreto 1112/2007 de 24 de agosto, por el que se establece el régimen de ayudas al desarrollo de las infraestructuras en las comarcas mineras del carbón.

Complementariamente a la actividad minera se ejecutaron por el Instituto actividades de desarrollo económico de las comarcas mineras. Entre 1998 y el año 2008 se han firmado con la Comunidades Autónomas convenios para la ejecución de 1.172 proyectos de infraestructura con un coste de 2.800 millones de euros, de los que el 59% se destinan a transportes y comunicaciones y el resto se distribuye en proyectos de creación de suelo industrial, urbanismo, mejora de medio ambiente y creación de centros de formación.

Entre 1998 y 2007 se presentaron 2.225 proyectos



empresariales, de los que hoy están en vigor 1.547. La inversión comprometida es de 5.004,023 millones de euros. El empleo comprometido de 19.742 puestos, de los que ya están en activo 14.462 puestos de trabajo. La cuantía de la subvención comprometida a fin de 2007 era de 759,547 millones de euros y la pagada hasta finales de 2007 es de 483,934 millones de euros. En el año 2008 se publicó la convocatoria a la que se han presentado 354 proyectos, con una inversión prevista de 1.841 millones de euros y una creación de empleo de 5.838 puestos de trabajo. Se está terminando de resolver esa convocatoria.

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: existían al inicio de 2008 20 empresas beneficiarias, con 327,596 millones de euros de ayudas autorizadas desde P.G.E. Se devengaron ayudas en el año 2008, para transporte de carbón entre cuencas, por valor de 8,615 millones de euros. Se devengaron por almacenamientos de carbón, por encima de 720 horas de funcionamiento de las centrales térmicas, en el año 2008 3,936 millones de euros.
- Ayudas a costes sociales de reestructuración: Se han pagado 321,050 millones de euros a trabajadores prejubilados y vales de carbón.
- Ayudas para la financiación de costes técnicos de reducción de capacidad: en el año 2008 se han adquirido obligaciones de ayudas por este concepto, por valor de 4,671 millones de euros,

correspondientes a cierres efectuados en años previos. Quedan pendientes de adquirir obligaciones hasta finales de 2009

Además S.E.P.I. ha pagado en el año 2008 105,916 millones de euros para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA y otros 28,257 millones de euros para financiar costes sociales y 18,361 millones de euros para financiar costes técnicos de cierres de capacidad.

Se presupuestaron en el Instituto para 2009, 332,9 millones de euros para financiar pérdidas de explotación en ese año. Además se prevén 328 millones de euros para costes sociales y 40 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 22,72 millones de euros para cubrir costes técnicos y sociales de sus cierres en 2009. Se prevén en el presupuesto del Instituto para 2009, 200 millones de euros para el desarrollo industrial alternativo de las Comarcas mineras del carbón, incrementando las ayudas de los años anteriores dedicadas a este fin y otros 450 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 Política Energética y Minas.

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:

Un convenio por 1.685.790 euros (280,5 Mpta), que cubre diversos aspectos de seguridad, tales como uso de barreras frente a explosiones en minería de interior, cursos en formación de equipos autorescatadores, análisis de siniestralidad, y

actuaciones en normativa de puesta en mercado de productos para minería, catalogación, etc.

b) Con la Consejería de Sanidad del principado de Asturias y en concreto el Instituto Nacional de la Silicosis

Se han firmado dos convenios relativos a Seguridad Minera con este Instituto por valor total de 336.310 euros (55,9 Mpta).

6. SECTOR GAS

6.1. DEMANDA

Las ventas de gas natural en 2008, excluyendo consumos propios y pérdidas, fueron 445.769 GWh, con incremento del 10,3% respecto al año 2007 (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, que alcanzó el 24,5% en 2008.

El consumo de gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural fue 573 GWh, con aumento del 3,4% en 2008. 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 36,2% 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 se estima que ha subido un 5% en 2008, tasa inferior a la del año anterior debido especialmente al descenso de la demanda en los últimos meses del año, por la menor actividad económica.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2008 se estima en 223174 GWh, un 50% del total, de los que el 20% 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 gas para generación en centrales del Régimen Ordinario ha crecido sustancialmente, debido a los nuevos grupos de ciclo combinado, alcanzando ya el 40,1% de las ventas totales de gas. En 2008 ha habido un aumento del 4% en el consumo de gas atribuido a la generación eléctrica por cogeneración.

CUADRO 6.1. DEMANDA DE GAS (GWH) (1)

	2007	2008	Estructura %	% 2008/07
Doméstico-comercial	56.785	59.617	13,4	5,0
- Gas natural	56.231	59.044	13,2	5,0
- Gas manufacturado (2)	554	573	0,1	3,4
Industrial	166.449	161.732	36,2	-2,8
Materia prima	6.158	1.818	0,4	-70,5
Cogeneración (3)	42.685	44.394	9,9	4,0
Generación eléctrica convencional	132.694	178.780	40,1	34,7
Total gas natural	404.217	445.769	99,9	10,3
Total gas natural y manufacturado	404.771	446.342	100,0	10,3
Demanda final de GLP (butano y propano) (4)	2076	2.062		-0,7

(1) No incluye consumos propios ni pérdidas.

(2) Gas procedente de fuentes distintas del gas natural

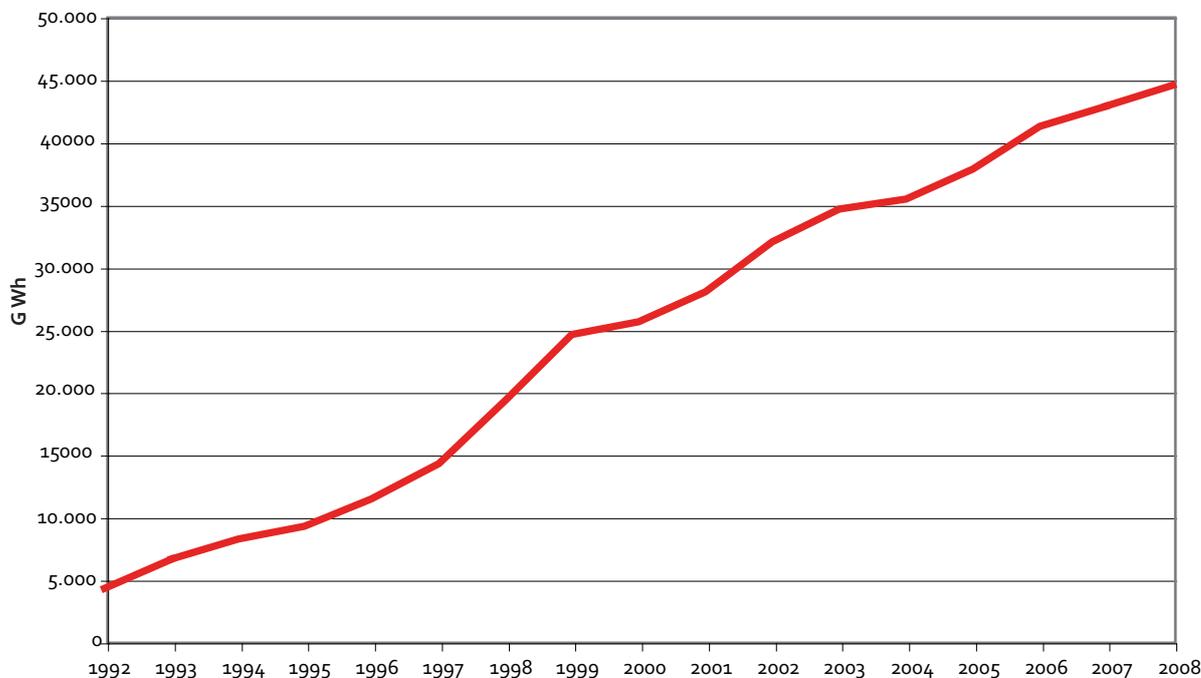
(3) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

(4) Miles de toneladas.

FUENTE: SEE.



GRÁFICO 6.1. ESTIMACIÓN DEL GAS NATURAL EMPLEADO EN GENERACION ELÉCTRICA POR COGENERACIÓN (EXCLUYENDO EL EMPLEADO EN LA PARTE TÉRMICA)



El sector del gas natural en España al inicio de 2008 lo formaban dos mercados, uno liberalizado en el que los comercializadores adquieren gas y lo suministran a los clientes en condiciones libremente pactadas, accediendo a las instalaciones de terceros para efectuar el suministro y un mercado regulado en el que las empresas distribuidoras suministran gas a los clientes a tarifa en condiciones y precios regulados y para ello adquieren el gas de los transportistas a los que están conectadas sus instalaciones.

Hay que destacar que el 1 de julio de 2008 culmina el proceso de liberalización plena del sector gasista español. A partir de esa fecha, todos los consumidores pasan a ser suministrados por empresas comercializadoras. Por ello, aunque la cuota de participación del mercado regulado a lo

largo del año es de 95,8%, hay que resaltar que dicha cuota es del 100% a partir del mes de julio.

El número de clientes de gas natural o manufacturado ha aumentado un 4,7% en 2007 hasta alcanzar los 6,78 millones.

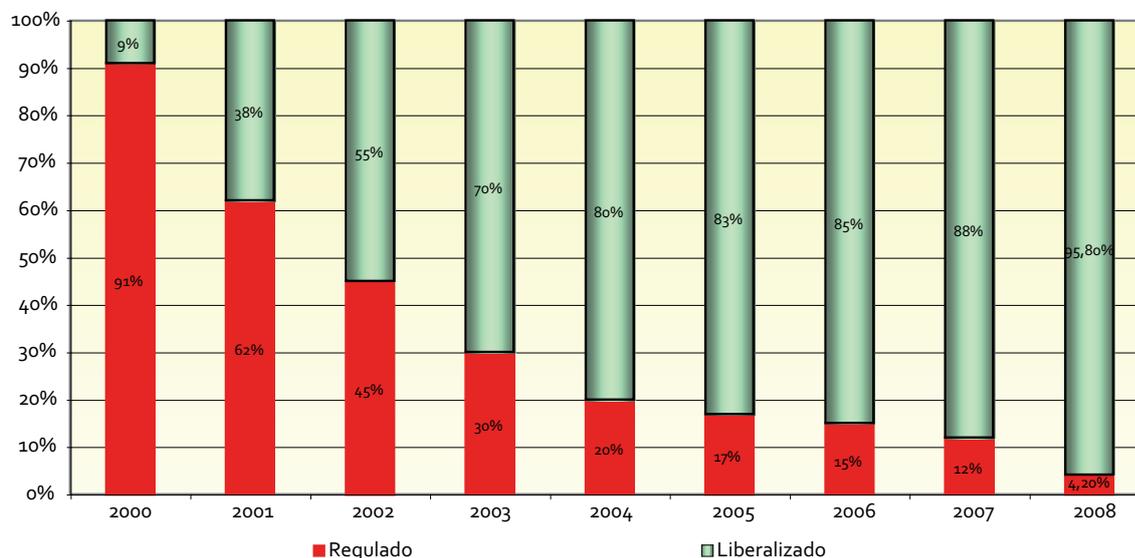
6.2. OFERTA

6.2.1. Estructura Empresarial del Sector de Gas Natural en España

Empresas transportistas

Las empresas transportistas son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de

GRÁFICO 6.2. EVOLUCIÓN MERCADO LIBERALIZADO Y REGULADO



FUENTE: SEE.

regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural. Las empresas titulares de instalaciones de transporte, en el año 2008, son las siguientes:

- Enagas, S.A.: principal empresa transportista en España (con una cuota del 90%),
- Naturgas Energía Transporte, S.A.U.
- Transportista Regional del Gas, S.A.
- Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.L.: titular del gasoducto que conecta el Barcelona-Valencia con la térmica de Castejón.
- Endesa Gas Transportista, S.L.
- Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG): empresa titular de la planta de regasificación localizada en el puerto exterior de Bilbao (Zierbana).
- Gas natural transporte, SDG, S.L.
- Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (SAGGAS)
- Septentrional de Gas, S.A.
- Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.L.
- Regasificadora del Noreste, S.A.
- Gas Extremadura Transportista, S.L.

Empresas Distribuidoras

Son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción operación y mantenimiento de 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:

- Tolosa Gasa, S.A.
- Gas Natural Distribución, SDG, S.A.
- Gas Natural Cantabria SDG, S.A.
- Gas Natural Castilla León, S.A.
- Gas Natural Navarra, S.A.
- Gas Natural Rioja, S.A.U.
- Gas Natural La Coruña, S.A
- Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.
- Gas Natural 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 del Gas, S.A.
- Endesa Gas Distribución, S.A.
- Gesa Gas, S.A.U.
- Gas Mérida, S.A.
- Naturgas Energía Distribución, S.A.
- Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.
- Gas Directo, S.A.

Empresas Comercializadoras

Son las sociedades mercantiles que, accediendo 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 adquieren el gas natural para su venta a los consumidores o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.

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 de 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, a 31 de diciembre de 2008, son las siguientes:

- Iberdrola, S.A.
- Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.
- Cepsa Gas Comercializadora, S.A.
- BP Gas España, S.A..
- Shell España, S.A.
- Unión Fenosa Comercial, S.L.
- Carboex, S.A.
- Gas Natural Comercializadora, S.A.
- Gas Natural Servicios, S.A.
- GDF Suez Comercializadora, S.A.
- Endesa Energía, S.A.
- Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.
- Repsol Comercializadora de Gas, S.A.
- Electrabel España, S.A.
- Ingeniería y Comercialización de Gas, S.A.
- Hidrocarbónico Energía S.A.U.
- Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.
- Molgas Energía, 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.
- Comercializadora Ibérica de Gas, S.A.
- E.ON Energía, S.L.
- Sonatrach Gas Comercializadora, S.A.
- E.ON Generación, S.L.
- EDF Trading Limited
- Galp Energía España, S.A.U.
- Elektrizitats-Gesellschaft Launfenburg España, S.L.
- Sampol Ingeniería y Obras, S.A.
- ESSENT ENERGY TRADING IBERIA, S.L.U.

6.2.2. 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 sumi-

nistro 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 Enagás S.A., como transportista principal, tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema por el Real Decreto-Ley 6/2000.

La Directiva comunitaria 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural exige la separación jurídica y funcional de las denominadas actividades de red de las actividades de producción y suministro. Por ello, la ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modificó la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la citada Directiva ha modificado el modelo gasista español inicialmente previsto en la Ley del Sector de Hidrocarburos, en el que los distribuidores y transportistas, bajo determinadas condiciones, realizaban la actividad de suministro y Enagas, S.A. realizaba el suministro de gas a los distribuidores para su venta en el hasta ahora segmento regulado del mercado.

Asimismo, la citada Ley 12/2007, de 2 de julio, reforzó la independencia de las funciones del Gestor Técnico, obligando a separar las actividades que realiza como gestor del sistema de aquéllas que desempeña como transportista. Para ello, el Gestor Técnico ha creado una unidad orgánica

específica encargada de la gestión técnica del sistema y así lo recogerá en sus Estatutos.

Por otra parte, el Gestor Técnico del Sistema ha ampliado su ámbito de actuación a la red de transporte secundario, que se incluye en la planificación obligatoria. Complementariamente, se garantiza la necesaria coordinación entre las planificaciones realizadas por el Gobierno y por las Comunidades Autónomas.

6.2.3. Procedencia de los abastecimientos

En el año 2008 el total de los abastecimientos de gas natural para el consumo interior se produce a través de importaciones e intercambios comunitarios al ser prácticamente nula la producción nacional. Las importaciones durante el año 2008 ascendieron a 457.711 GWh, lo que supone un incremento del 11,9 % respecto el año anterior.

Un 72 % de dichos aprovisionamientos llega en forma de gas natural licuado (GNL) a las plantas de regasificación disponibles en el sistema, lo que permite una gran diversificación de aprovisionamientos. El 28% restante se importa en forma de gas natural a través de las conexiones internacionales de Larrau, Tarifa y Badajoz.

En lo que respecta a la distribución por orígenes, las cifras muestran la consolidación del objetivo de diversificación de suministros: diez orígenes diferentes con cuotas de participación muy repartidas. Se amplían las fuentes de importación de GNL incorporándose Noruega desde la planta de Snovit, y Guinea Ecuatorial.



Nigeria concentra gran parte de las importaciones de GNL, seguida de Egipto, Argelia, Qatar y Trinidad y Tobago. En cuanto a las importaciones de GN por gasoducto, Argelia sigue siendo el principal proveedor con una cuota cercana al 35,5%, seguido de Noruega.

6.2.4. Exploración y producción interior de hidrocarburos

Investigación y Exploración

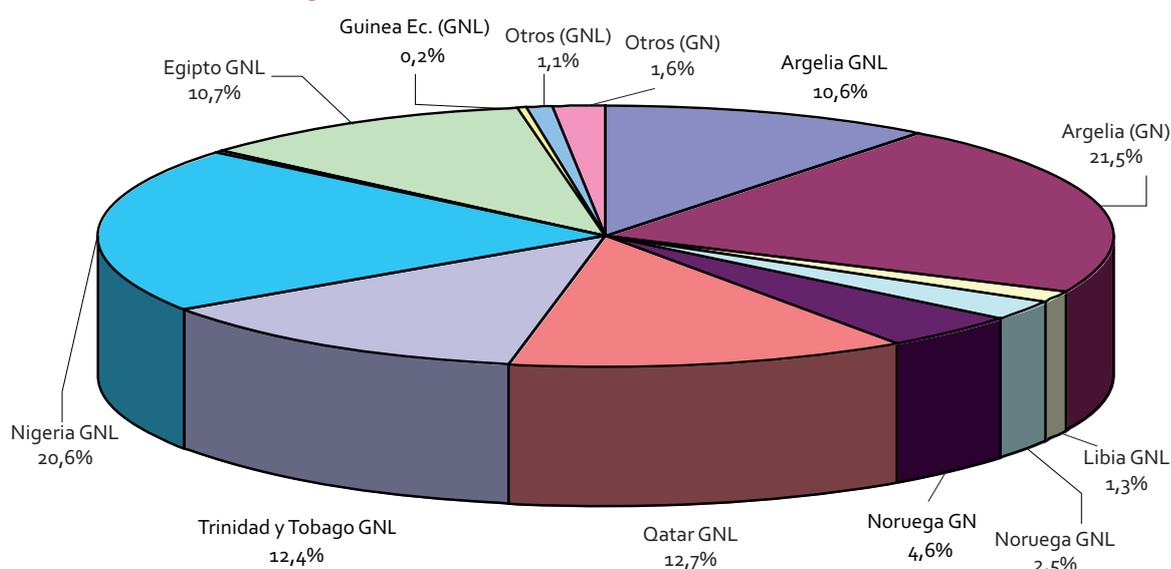
Durante el año 2008, en los permisos de investigación de hidrocarburos vigentes dentro del ámbito competencial de la Administración General del Estado, se ha realizado una sola campaña sísmica en mar (947 km²) y no se ha perforado ningún sondeo. No obstante lo anterior, las inversiones en el conjunto de activida-

des de investigación y exploración han continuado creciendo, desde los 17 millones de euros en 2007 hasta los más de 70 millones en 2008.

Asimismo, las actuaciones más significativas de la Administración General del Estado en los permisos de investigación y concesiones de explotación han sido:

- El otorgamiento de una nueva concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de gas denominada Castor, operada por ESCAL-UGS.
- El otorgamiento de 4 nuevos permisos de investigación de hidrocarburos: Usoa, Mirua, Usapal (cuyo operador es Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi) y Siroco-D (cuyo operador es Repsol Investigaciones Petrolíferas).

GRÁFICO 6.3. PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN 2008



FUENTE: SEE.

- La solicitud de 9 permisos de investigación: Bezana, Bigüenzo, Calderín y Horquilla (solicitados por Petroleum Oil & Gas España), Iris (solicitado por Iberdrola Infraestructuras Gasistas), Aries-1 y Aries-2 (solicitados por Invexta Recursos) y Alta Mar-1 y Alta Mar-2 (solicitados por Capricorn Spain).
- Cesiones de titularidad en 3 permisos vigentes: Cameros-2 (BOE de 6 de junio de 2008), Ebro-A (BOE de 6 de junio de 2008), Lóquiz y Urederra (BOE de 3 de diciembre de 2008).
- Renuncia de dos permisos de investigación: Tortuga (BOE de 12 de agosto de 2008) y Marismas Marino Sur (BOE de 12 de agosto de 2008).

En el cuadro 6.2 se recoge la relación de permisos de investigación vigentes, concedidos por la Administración General del Estado.

Respecto a la actividad en las Comunidades Autónomas, el cuadro 6.3 recoge los permisos vigentes otorgados por las Administraciones Autonómicas.

6.2.5. Producción interior de Gas

En el año 2008 se produjeron 21.425.274 Nm³, con lo que se mantiene la tendencia descendente de los últimos años (22.266.711 Nm³ en 2007). Durante 2008 Poseidón continuó sin producción, produciéndose gas en los yacimientos El Romeral, El Ruedo y Las Barreras, en Andalucía. La mayor producción corresponde a El Romeral.

6.3. RÉGIMEN ECONÓMICO DE GASES Y PRODUCTOS ASIMILADOS

6.3.1. Tarifa de último recurso de gas natural

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 elaborar 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 proporcionase una remuneración suficiente a las inversiones realizadas, diseñar un sistema de tarifas basado en costes reales de forma que se imputara a cada consumidor los

CUADRO 6.2. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN VIGENTES (AGE)

Operador	Permisos	BOE	Vigencia	Situación
Oil & Gas Skills	Cameros-2	06/06/2006	07/06/2006, 06/06/2008	La Rioja
Ripsa	Tortuga	4/11/2004	5/11/2004, 12/08/2008	Mar Mediterráneo (Tarragona)
Shesa, S.A.	Lóquiz	22/12/2006	23/12/2006	Navarra
	Urederra		22/12/2008	País Vasco
Petroleum	El Juncal	28/3/1998	29/3/1998, 28/3/2004	Andalucía
Ripsa	Canarias-1	23/1/2002	24/1/2002	Océano Atlántico (Canarias)
	Canarias-2		23/1/2008	
	Canarias-3			
	Canarias-4			
	Canarias-5			
	Canarias-6			
	Canarias-7			
	Canarias-8			
	Canarias-9			
Ripsa	Lubina-1	21/02/2002	22/2/2002	Mar Mediterráneo
Petrolíferas, S.A.	Lubina-2		21/2/2011	(Tarragona)
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Marismas Marino	5/8/2003	6/8/2003	Andalucía Océano Atlántico
	Norte			
Gas España, S.A.			5/8/2009	
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Marismas Marino	5/8/2003	6/8/2003, 12/8/2008	Andalucía
	Sur			
Gas España, S.A.	Ballena-1	8/11/2003	9/11/2003	Mar Cantábrico (Asturias)
	Ballena-2		8/11/2009	
	Ballena-3			
	Ballena-4			
	Ballena-5			
Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Naranjelajo	19/2/2004	20/2/2004,	Andalucía Océano Atlántico (Golfo de Cádiz)
			19/2/2010	
Ripsa	Siroco-A	19/2/2004	20/2/2004	Mar de Alborán (Málaga)
Petrolíferas, S.A.	Siroco-B, Siroco-C		19/2/2010	
Shesa	Angosto-1	19/12/2006	19/12/2006, 20/12/2012	Cantabria-Castilla y León
Shesa	Ebro-A	19/12/2006	19/12/2006, 20/12/2012	País Vasco-Castilla y León
Shesa	Enara	19/12/2006	19/12/2006, 20/12/2012	País Vasco-Castilla y León
Shesa	Usoa	18/2/2008	19/2/2008, 18/2/2014	País Vasco-Navarra
Shesa	Mirua	18/2/2008	19/2/2008, 18/2/2014	País Vasco-Cantabria
Shesa	Usapal	18/2/2008	19/2/2008, 18/2/2014	País Vasco-Cantabria
Ripsa	Siroco-D	18/2/2008	19/2/2008, 18/2/2014	Mar de Alborán (Málaga)

FUENTE: SEE.

SECTOR GAS

CUADRO 6.3. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN (CC.AA.)

Operador	Permisos	BOE	Vigencia	Situación
Compañía Petrol. de Sedano	Huércemes	28/1/2002	29/1/2002	Castilla y León
	Valderredible		28/1/2008	
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
Serica Energía Ibérica S.L.U.	Barbastro, Abiego,	24/11/2003	25/11/2003, 24/11/2009	Aragón
	Peraltilla, Binéfar			
Hidrocarburos del Cant., S.L.	Laviana, Lieres,	19/3/2004	20/3/2004, 19/3/2010	Asturias
	Campomanes			
Compañía Petrol. de Sedano	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	16/11/2005	17/11/2005, 16/11/2011	Cataluña
	Vallfogona Este			
Petroleum Vancast Exploración	Villaviciosa	BOPA 0/06/2008	11/06/2008, 10/06/2014	Asturias

FUENTE: SEE.

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 sistematizan 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.

De acuerdo con este Real Decreto, desde el año 2002 se fijan anualmente, mediante Ordenes Ministeriales, las tarifas, los peajes de acceso de tercero a las instalaciones y las retribuciones correspondientes a las actividades reguladas del sector del gas natural.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, terminó con la diferenciación por usos de las tarifas (industriales y doméstico-comerciales) aplicada hasta la fecha, y que fue remplazada por una clasificación según la presión de suministro: 'grupo 3': para

CUADRO 6.4. PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS EN 2008

Campos	Producción				Operador
	Nm ³	Termias	TEP	%	
Poseidón	0	0	0	0,00%	Ripsa
El Ruedo	2.060.535	18.936.317	1.751,50	9,62%	Nuegas
Las Barreras	3.065.082	27.840.137	2.605,30	14,31%	Nuegas
El Romeral	16.299.657	195.103.332	13.854,70	76,08%	Petroleum
Total	21.425.274	195.103.332	18.211,50	100,00%	

FUENTE: SEE.

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 las energías alternativas y la sustituyó por un sistema basado en costes de las actividades reguladas, al mismo tiempo que el plazo de revisión de dichas tarifas pasó de mensual a trimestral, aplicándole también la fórmula del Coste Unitario de Adquisición de la Materia Prima (Cmp) que anteriormente se empleaba exclusivamente en la revisión de 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.

El 3 de julio de 2007, con la publicación en el Boletín Oficial del Estado de la Ley 12/2007, de 2 de julio, se incorporaron sustanciales modificaciones a la regulación de las tarifas, quedando suprimida a partir del 1 de enero de 2008 la tarifa regulada y creando simultáneamente la tarifa de último recurso, que a diferencia de la tarifa regulada, es aplicada por los comercializadores de último recurso designados como tales, y no por las empresas distribuidoras. La Ley facultó al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para su fijación, puntualizando que se ha de construir de forma aditiva, incorporando el coste de la materia prima, los peajes que sean necesarios, los costes de comer-

cialización y los costes derivados de la seguridad de suministro, al mismo tiempo que en la disposición transitoria quinta de la Ley se establecía un calendario para la aplicación de esta tarifa.

Mediante el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, se determinó las empresas comercializadoras que cumplen con esta misión, especificando el régimen jurídico a aplicar a los consumidores con derecho a acogerse a esta tarifa de último recurso.

6.3.2. Modificaciones introducidas desde el 1 de enero de 2008

La Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece la tarifa de último recurso del sistema de gas natural para el año 2008, determinó en su artículo 1 el procedimiento de cálculo de la tarifa de último recurso de aplicación a partir del 1 de enero, y establecía que dicho mecanismo dejaría de ser de aplicación a partir del mes de octubre. Asimismo, se estableció un período transitorio hasta el 1 de julio de 2008, durante el cual los distribuidores continuarían realizando el suministro, por lo que el suministro efectivo por parte de los comercializadores de último recurso solamente dio comienzo a partir de dicha fecha. Por último, el artículo 3 determinó que la Dirección General de Política Energética y Minas revisaría el término variable de los precios máximos, de acuerdo con la metodología que estableciera el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a partir del mes de octubre de 2008.

Como consecuencia de lo establecido en la citada Orden ITC/3.861/2007, se publicó la Orden ITC/2.857/2008, de 10 de octubre, por la que se estableció una nueva tarifa de último recurso aplicable a partir del 12 de octubre de 2008 y se establecía que la forma de cálculo, debería adaptarse conforme se desarrolle el procedimiento de subasta que se empleará para la determinación del coste del gas natural. Se mantuvo la misma estructura de tarifas, con un término fijo y un término variable, los costes fijos de acceso a las instalaciones de transporte y distribución de gas natural se incluyeron en el término fijo y los costes variables de acceso, el coste de la materia prima y el margen de comercialización en el término variable. Ambos términos, fijo y variable, serán actualizados conforme se modifiquen los peajes de acceso a las instalaciones, y adicionalmente el término variable se revisará con carácter trimestral, en los meses de abril, julio y octubre de cada año, siempre que la media aritmética de las variaciones de los términos variables supere el 1%.

La orden dejó de publicar la fórmula de cálculo del Coste de Adquisición de la Materia Prima (CMP), al no ser necesaria, ya que desde el 1 de julio desaparecieron las compras de gas a precio regulado por parte de los distribuidores a los transportistas. Como consecuencia de ello, el anterior procedimiento de revisión de los términos variables de las tarifas se reemplazó por una fórmula que incluye diversas cotizaciones en los mercados internacionales de productos derivados del petróleo.

El 31 de diciembre de 2008 se publicó la Orden ITC/3.802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acce-

so de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista, que entre otros aspectos, determinó que durante un máximo de tiempo de un mes, a los consumidores sin contrato de suministro que continuasen consumiendo el gas les sería proporcionado por parte del comercializador de último recurso, al precio de la tarifa T.1. Una vez finalizado el mes, si el consumidor seguía consumiendo sin contrato, éste debería ser desconectado

Por último, el 8 de abril de 2009 se publicó la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso, esta orden es el primer paso para desarrollar el procedimiento de subasta que se empleará para la determinación del coste del gas natural que servirá para calcular la tarifa del suministro de último recurso de gas natural.

6.3.3. Peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas

La estructura básica de los peajes de acceso de terceros actualmente en vigor se fijó en el Real Decreto 949/2001, que inicialmente únicamente diferenciaba entre los siguientes peajes:

- Peaje de regasificación que inicialmente incluía 10 días de almacenamiento operativo de gas natural licuado, posteriormente reducidos a 5 días en el Real Decreto 1.716/2004, de 23 de julio, y que desde el 1 de abril de 2009 han sido eliminados completamente.

- Peaje de Transporte y Distribución, de tipo 'postal', es decir, independiente de la distancia recorrida y que incluía cinco días de almacenamiento operativo en la red de transporte. Se descompone en un término de entrada 'reserva de capacidad' que se aplica al caudal diario contratado en el punto de entrada y un término de 'salida' (término de conducción) que se aplica al caudal contratado en el punto de salida y al volumen de gas vehiculado. El Real Decreto 1716/2004, en la misma disposición final primera redujo este almacenamiento a dos días, y finalmente, en el Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, se limitó este derecho a 0,5 días.
 - Canon de almacenamiento subterráneo, que incluye un término fijo mensual aplicado al volumen reservado y un término variable aplicable al volumen de gas inyectado o extraído mes, en ambos casos los peajes se aplican a los volúmenes de gas medido en unidades de energía.
 - Canon de almacenamiento de GNL, aplicable diariamente al gas almacenado, medido en unidades de energía.
- Con carácter anual, se han ido actualizando los valores concretos de aplicación de los peajes en función de las previsiones anuales de retribuciones y de ingresos. Igualmente, en función de las necesidades del mercado se han ido incorporando peajes nuevos. Así, en la orden ITC/103/2005, de 28 de enero, se estableció un nuevo peaje para la descarga y la puesta en frío de buques.
- En el año 2006, la orden ITC/4.100/2005, se crearon 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 tasada en un máximo de 5 y 10 días respectivamente.
 - 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 se determina mediante la aplicación al peaje de transporte y distribución de una tabla de coeficientes en función de los puntos de entrada y salida, con el objetivo de primar el tránsito desde puntos de entrada y salida próximos, de manera que se incentive un uso eficiente de la red.
 - Peajes 2.bis. Cuando entró por primera vez en aplicación en el año 2002 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 incrementado su coste de transporte en más de un 30% al aplicárseles 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 siguientes se pudo comprobar que no se había 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.

- **Telemidida.** En el año 2005 se había establecido la obligación de instalar la telemidida a los usuarios con consumos superiores a 5 GWh/año, determinando unas penalizaciones para los usuarios que estando obligados a tener dichos dispositivos 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/3.996/2006, de 29 de diciembre, que incluyó como novedades:

- **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 situadas en el arco mediterráneo. El peaje no supuso un encarecimiento adicional del sistema, ya que se produjo simultáneamente una rebaja en el peaje de regasificación.

El 29 de diciembre de 2007 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden ITC/3.863/2007, de 28 de diciembre, que estableció los peajes en

vigor a partir del 1 de enero de 2008, que incluyó, con carácter general, un incremento del 6% de los mismos como consecuencia de las nuevas necesidades retributivas derivadas de la puesta en servicio de nuevas instalaciones de transporte y regasificación y de las menores recaudaciones por peajes y tarifas en los años 2006 y 2007 al no cumplirse las expectativas de demanda. Los peajes interrumpibles se incrementaron en un 10% al comprobarse que su demanda excedía con creces a la oferta y que la baja probabilidad de interrupción los convertía de hecho en un peaje firme.

En su artículo 14 se incluyó por primera vez un descuento del 20% en el término de conducción (término de salida) del peaje de transporte y distribución aplicable a los usuarios suministrados mediante la planta satélite de gas natural licuado. Este artículo daba cumplimiento al mandato incluido en la nueva redacción del artículo 92 de la Ley 34/1998, modificada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, que establecía que '*En particular, en el caso de los suministros realizados desde una red de distribución alimentada desde una planta satélite de GNL, se tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de la red de dichos suministros*'.

Los peajes aplicables en el año 2009 han sido determinados mediante la Orden ITC/3.802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista. Como novedades introducidas en la Orden, cabe citar:



- Se puntualizó la forma de aplicación de los peajes a corto, autorizando a que en un mismo punto de suministro pudieran coexistir simultáneamente un contrato a corto plazo con uno a largo (exclusivamente en los meses de abril y septiembre, ambos incluidos), precisando la forma de aplicación del caudal consumido entre ambos contratos y detallando al mismo tiempo el mecanismo de facturación del término de caudal del término de conducción del peaje de transporte y distribución.
- Se simplificaron los criterios a aplicar a la hora de asignar un nuevo cliente a su escalón de peajes.

Las modificaciones en el valor de los peajes aplicables en el 2009 tratan de incrementar la recaudación hasta alcanzar unos ingresos suficientes para financiar las nuevas instalaciones previstas para el año 2009 en un entorno de bajo crecimiento de la demanda. Se optó por incrementar los peajes de acuerdo a la demanda de las instalaciones, que en el caso del almacenamiento subterráneo quedó desvelada en la subasta organizada al efecto en el año 2008.

Las variaciones producidas en los peajes en vigor en el año 2009 son las siguientes:

- Canon de almacenamiento subterráneo: El término fijo se incrementó en un 67%, al incorporar al peaje en vigor en el 2008 el 75% del precio obtenido en la subasta de almacenamiento subterráneo para el período 2008-2009. Asimismo, el término variable de inyección se incrementó en un 30% al mismo tiempo que se disminuía el
- de extracción en la misma proporción, con el objeto de adaptar el valor de los peajes a los costes reales imputados a dichos servicios de inyección y extracción.
- Canon de almacenamiento de GNL: Se incrementó en un 23% al pasar de 2,098 a 2,576 cts/MWh/día. Sin embargo, el incremento real es superior al haberse suprimido los cinco días de almacenamiento gratuitos incluidos en el peaje de regasificación.
- Peaje de regasificación: Permanece constante.
- Término de reserva de capacidad de transporte: Incremento del 13%.
- Término de conducción del peaje de transporte y distribución: Se incrementó de forma desigual:
 - El de los peajes 3.1 y 3.2 se disminuyó un 6%.
 - El de los peajes 3.3, 3.4 y 3.5 se incrementó un 1%.
 - El del resto de los peajes de los Grupos 1 y 2 se incrementó en un 13%.
- La disposición final cuarta 'Revisión de los peajes y cánones', determina que el 1 de julio de 2009 se procederá a la revisión de la cuantía de los peajes y cánones establecidos, en caso de que se prevean desviaciones significativas en el saldo entre costes e ingresos del sistema gassista para el año 2009.

6.3.4. 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 y que 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 y publicadas mediante una orden ministerial.

El sistema económico integrado retribuye con cargo a la recaudación por los cánones y peajes de acceso la actividad regulada de transporte y la actividad de distribución, que incluye a su vez una retribución específica para acometer la gasificación de nuevos municipios. La actividad de transporte incluye la operación de los gasoductos así como las plantas de regasificación, los almacenamientos subterráneos, las estaciones de compresión y las estaciones de regulación y medida.

Aparte de las retribuciones anteriores, están reguladas las retribuciones del Gestor Técnico del Sistema y de la Comisión Nacional de Energía, con cargo a unas cuotas establecidas y que se aplican a la facturación de los peajes y cánones en vigor.

La retribución de las empresas distribuidoras se calcula en función del volumen de gas circulado por su red y el número de clientes suministrados. La retribución inicial fue calculada inicialmente 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. Para las nuevas distribuciones, la retribución inicial se determina mediante la aplicación de las retribuciones unitarias por cliente y kWh de gas suministrado a la previsión de clientes y ventas durante el primer año, con una posterior revisión en el caso de que las cifras reales difieran de las previsiones.

Con la desaparición del suministro regulado a tarifa y su substitución por la tarifa de último recurso dejó de ser de aplicación la retribución que en este concepto recibían las empresas transportistas y distribuidoras.

6.3.5. Retribución de las instalaciones de 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, la remuneración inicial se fijó de acuerdo a su valoración contable actualizada, e incluía una amortización lineal, los gastos operativos y los costes financieros. Esta retribución inicial se actualizaba anualmente de acuerdo con la evolución del parámetro IPH al que se le aplica un coeficiente de eficiencia.

En el caso de nuevas instalaciones autorizadas de

forma directa, el valor de la inversión se calculó mediante la aplicación de unas tablas de valores unitarios estándar de inversión, a partir de dicho valor de inversión se calculaba la amortización empleando las vidas estándar publicadas en la Orden, mientras que la retribución financiera 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 costes 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 calcula 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 compañía 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.

6.3.6. Retribución a las plantas de regasificación a partir del año 2007

En el año 2007 el sistema retributivo sufrió importantes modificaciones que se materializaron en la publicación de tres órdenes de retribución diferentes: para las plantas de regasificación, para los almacenamientos subterráneos y para el resto de las instalaciones de transporte (gasoductos, esta-

ciones 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 utilizando el valor neto de los activos 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, en el caso de que el valor auditado sea mas bajo que el resultante de la aplicación de los valores unitarios, 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 a tal 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 $IPH \cdot fi$. En el caso de los valores unitarios de explotación fijos, la actualización se lleva a cabo mediante el factor $IA = 0,2 \cdot (IPRI - x) + 0,8 \cdot (IPC - y)$, donde IPRI es el índice de precios industriales e IPC es el índice de precios al consumo., mientras que en el caso de los valores unitarios de explotación variables, el factor a emplear es $IA = 0,8 \cdot (ICE - x) + 0,2 \cdot (IPRI - y)$, 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.

En el año 2008, dicha Orden ha permanecido en vigor y únicamente se ha procedido a publicar en el Anexo II de la Orden ITC/3.863/2007, de 28 de diciembre, las retribuciones fijas asignadas para el 2008 para los titulares de plantas de regasificación.

6.3.7. Retribución a los almacenamientos subterráneos a partir del 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 que ha podido suponer una barrera para el desarrollo de estas instalaciones. Durante el año 2006 se procedió a analizar el sistema existente, llegándose a la conclusión de que era necesario establecer un mecanismo de retribución transparente y acorde con los niveles de riesgo asumidos por los promotores, con el objeto de fomentar las inversiones en nuevos almacenamientos.

El objetivo anterior se materializó en la orden ITC/3.995/2006, de 29 de diciembre, que propuso, 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 incluye las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a la concesión de la explotación del almacenamiento y se podrá solicitar la retribución de las inversiones en investigación llevadas a cabo durante los cinco años antes al otorgamiento de la 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.

Mediante el Real Decreto 1.804/2007, de 28 de diciembre, se convirtió parte de las concesiones de explotación de hidrocarburos Gaviota I y Gaviota II, situadas en el mar Cantábrico frente a las costas de la provincia de Vizcaya, en una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos. Estableciendo que la retribución del almacenamiento, que tiene carácter de básico, se determinará mediante Orden Ministerial, previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos. Con carácter provisional se fijó una retribución en concepto de costes fijos y variables a aplicar desde la entrada en vigor de la Ley 12/2007 y hasta la aplicación de la orden correspondiente.

La Orden ITC/3.802/2008, de 26 de diciembre, en su disposición adicional séptima, reconoce con carácter definitivo determinadas inversiones afectas a la actividad de almacenamiento subterráneo. Asimismo, se reconoce como ingreso liquidable el procedente de la venta de los productos condensados producidos en el almacena-

miento subterráneo 'Gaviota', menos un 10% que permanecerá en manos de los titulares como un incentivo a la operación eficiente de las instalaciones. Se incluye el mandato a la Comisión Nacional de Energía para que realice una propuesta de costes de explotación fijos y variables de los almacenamientos de 'Serrablo' y 'Gaviota', y por último se determina la cantidad a aportar por los titulares de los almacenamientos en concepto de dotación para el desmantelamiento de las instalaciones.

6.3.8. Otras retribuciones

Adicionalmente a las retribuciones anteriores, la Orden ITC/3.802/2008, de 26 de diciembre, establece las siguientes retribuciones:

- Retribución específica de instalaciones de distribución (disposición adicional segunda): destinada a acometer la gasificación de núcleos de población que no dispongan de gas natural.
- Retribución del gas de operación y gas talón, que deberá ser adquirido por parte de los transportistas mediante un procedimiento de subasta anual. El gas talón se retribuirá como una inversión mientras que el coste del gas de operación tendrá carácter de gasto liquidable.
- Plan de Acción [2008-2012], determinándose que la cuantía con cargo a los peajes de acceso destinada a la financiación de las medidas asociadas al cumplimiento de los objetivos del documento 'Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012' aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 28 de

noviembre de 2003, no excederá, para el año 2009, de 57.000.000 €.

6.3.9. Gases licuados del petróleo

Gases licuados del petróleo envasados

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, establecerá un sistema de fijación de precios máximos de los gases licuados del petróleo envasados que atienda a las condiciones de estacionalidad en los mercados.

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 el período de cálculo, ambos valores expresados en \$/Tm por lo que se han de convertir a €/kg mediante la aplicación del correspondiente cambio \$/€, posteriormente se 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.

La Orden de 6 de octubre de 2000, 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, introdujo la utilización de un promedio anual para el cálculo de los precios del GLP envasado, que se pasaron a actualizarse semestralmente.

Este sistema se mantuvo en 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 el año 2005 se publicó la Orden ITC/2.475/2005, 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 la misma Orden se redujo el plazo de revisión de los precios, pasando de ser semestral (en abril y octubre) a trimestral (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 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/2.065/2006, de 29 de junio, 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, que incrementó dichos costes un 3,70% respecto de los vigentes.

La Orden ITC/1.968/2007, de 2 de julio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, modifica los costes de comercialización que intervienen en la fórmula de fijación de precios, que pasan de 0,366728 a 0,376630 €/kg. Asimismo, modifica la fórmula de cálculo, que pasa a emplear para el cálculo de las cotizaciones de los productos una media de tres meses en lugar de la de seis y se modifican las referencias de las cotizaciones del Mar del Norte que pasan de tomarse del Platts LPGASWIRE a tomarse del ARGUS NORTH SEA INDEX.

La orden también liberaliza el precio de los envases cuya carga sea superior a 20 Kg, hay que

recordar que los envases de capacidad inferior a 8 kg estaban ya liberalizados desde la publicación de la Orden de 16 de julio de 1998. Igualmente, liberaliza el suministro de GLP envasado para su uso como carburante.

El 28 de junio de 2008, se publicó la Orden ITC/1.858/2008, de 26 de junio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos de los gases licuados del petróleo envasados, que mantiene la fórmula establecida en la orden del 2007, si bien actualiza los costes de comercialización vigentes, que aumentan un 4,20%.

La Orden ITC/2.707/2008, de 26 de septiembre, por la que se determinan los precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, suspende para el cuarto trimestre de 2008, la aplicación de la fórmula de determinación del precio máximo, establecido en la Orden ITC/1.858/2008, de 26 de junio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos de los gases licuados del petróleo envasados, para proteger a los consumidores de la alta variabilidad de las cotizaciones internacionales de la materia prima y del flete.

Asimismo, dicha orden iguala el precio del GLP envasado que se comercializa en establecimientos comerciales y estaciones de servicio (que desde la entrada en vigor de antes mencionado Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre tenían un descuento mínimo de un 5 % sobre los precios fijados) al distribuido a domicilio.

6.3.10. Gases licuados del petróleo por canalización

El artículo 94 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, dispone que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de los gases licuados del petróleo por canalización para los consumidores finales, así como los precios de cesión de gases licuados de petróleo para los distribuidores de gases combustibles por canalización, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas.

El sistema de determinación de los precios máximos de venta del GLP por canalización vigente es el establecido en la Orden de 16 de julio de 1998, 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, y se liberalizan determinados suministros.

El precio máximo del GLP suministrado por canalización se calcula mensualmente mediante una fórmula pública que tiene en cuenta el coste del internacional del propano y butano calculado mediante la media de las cotizaciones de dichos productos y el flete en los mercados del Mar del Norte y de Arabia Saudita durante el mes anterior al de aplicación, a los que se adiciona un coste fijo de comercialización.

La disposición adicional única de la Orden ITC/1.968/2007, de 2 de julio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, estableció la fórmula de cálculo de los términos de la cotización internacional y del flete. Igualmente se actualizaron los costes de comercialización, tanto del suministro para usuarios finales como para el suministro a empresas distribuidoras, que pasan a valer 0,292594 y 0,173905 €/kg respectivamente. Hay que recordar que estos parámetros permanecían invariables desde la publicación de la Orden de julio de 1998 (0,28728 €/kg y 0,1696056 €/kg respectivamente).

El término fijo mensual de 128,6166 €/mes aplicado a los usuarios finales ha permanecido invariable.

El 17 de noviembre de 2008, se publicó la Orden ITC/3.292/2008, de 14 de noviembre, por la que se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización. Mediante dicha orden se modifica el peso final del flete en el precio regulado y se establece una fórmula para la revisión anual de los costes de comercialización. Asimismo, se actualiza el valor de dichos costes de comercialización, tanto el término fijo como el variable, aumentando un 16,75% respecto a los establecidos en la mencionada orden de 2007.

6.3.11. Evolución de los precios de los hidrocarburos gaseosos

Gas natural

El año 2008 es el primero en el que han estado en vigor las tarifas de último recurso, si bien hasta el 1 de julio se aplicó un régimen provisional durante el cual el suministro continuó siendo realizado por parte de las empresas distribuidoras. Durante dicho período y hasta el 12 de octubre se aplicó la Orden ITC/3.861/2007, de 28 de diciembre, mientras que a partir de dicha fecha fue de aplicación la Orden ITC/2.857/2008, de 10 de octubre.

Durante el año 2008, y el primer semestre de 2009, la evolución de las revisiones ha sido dispar. Así, mientras en el año 2008 tanto el precio en vigor el 1 de enero como las tres revisiones han sido al alza, las que han tenido lugar en el año 2009 han sido a la baja. En el cuadro 6.5 se indican los precios medios calculados para un consumidor tipo de la tarifa T.1 de 3.000 kWh/año y de 12.000 kWh/año en la tarifa T.2

La de tarifas para consumidores tipo domésti-

cos-comerciales e industriales, se indican en los cuadros 6.6 y 6.7.

En el cuadro 6.8 se comparan los precios medios de venta (todos los impuestos incluidos, excepto el IVA) practicados en diferentes países europeos para diferentes consumidores en enero de 2009, y 2008.

6.3.12. Gases licuados del petróleo envasado

El año 2008 comenzó con subida de la botella, que se acrecentó en la revisión de abril, pero que bajó al aplicar la Orden ITC/1.858/2008 para el precio de julio, manteniéndose en octubre por la aplicación de la Orden ITC/2.707/2008. Como resumen de la evolución de los precios medios anuales entre diferentes años se muestra el cuadro 6.9, en el que se puede apreciar que la media de 2008 ha sido superior a la de 2007:

En el cuadro 6.10 se reproduce el precio del GLP envasado en los países europeos más próximos, observando que el precio en nuestro país es notablemente más bajo que los de nuestro entorno.

CUADRO 6.5. REVISIONES DEL PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO (IVA INCLUIDO) DE LAS TARIFAS T.1 Y T.2

	Precio medio T.1 (cts/kWh)	Precio medio (cts/kWh)	Variación T.1 %	Variación T.2 %
01 enero 2008	7,2116	5,8012	4,93%	4,83%
12 abril 2008	7,3168	5,9064	1,46%	1,81%
12 julio 2008	7,4767	6,0663	2,18%	2,71%
01 octubre 2008	8,0428	6,6323	7,57%	9,33%
01 enero 2009	7,7359	6,3960	-3,82%	-3,56%
12 abril 2009	6,9971	5,6573	-9,55%	-11,55%

FUENTE: SEE.



**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**

Nueva metodología. Bandas de consumo anual	< 20 GJ/año (5.556 kWh/año)	20-200 GJ /año (5.556-55.556 kWh/año)	> 200 GJ/año (55.556 kWh/año)
	Año		
2007	5,9947	5,0116	4,0986
2008	6,4118	5,2943	4,5068

FUENTE: SEE.

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

Durante los primeros meses de 2008 el precio bajó hasta abril, para incrementarse después hasta julio, y posteriormente descender continuamente hasta diciembre. Finalizó el año con precio mínimo anual. Como resumen de la evolución de los precios medios anuales entre diferentes años se muestra el cuadro 6.11.

6.4. NORMATIVA

La normativa publicada durante el año 2008 que afecte al sector del gas natural es la siguiente:

- Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008 (BOE 04/03/2008).
- Resolución de 14 de marzo de 2008, de la Secretaría General de Energía por la que se precisan determinados aspectos relativos a la gestión de los almacenamientos subterráneos de la red básica y se establecen las reglas para la subasta de su capacidad (BOE 27/03/2008).
- Resolución D. Gral Política Energética y Minas por la que se aprueban los formatos oficiales para la presentación del análisis de inversión y de mercado en las solicitudes de retribución de instalaciones de distribución para el 2008 (sin publicar).
- Resolución de 27 de marzo de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos para el período comprendido entre el 1 de abril de 2008 y el 31 de marzo de 2009 (sin publicar en BOE).
- Resolución de la Secretaría General de Energía por la que se determina la entidad responsable de la organización de la subasta para la asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2008 y el 31 de marzo de 2009 (sin publicar en BOE).

CUADRO 6.7. 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)	I3-1 EUROSTAT (TAR 2.3 ESPAÑA)	I4-1 EUROSTAT (TAR 1.1 ESPAÑA)	I5 EUROSTAT (TAR 1.2 ESPAÑA)	I5 EUROSTAT (TAR 1.3 ESPAÑA)
Consumo anual (Kwh/año)	116.278	1.162.779	11.627.787	116.277.871	348.833.612	1.162.778.708
Días de consumo:	200	200	200	250	330	330
Año						
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
Nueva metodología.	< 1.000 GJ/año (278 kWh/año)	1.000-10.000 GJ/año (278-2.778 MWh/año)	10.000-100.000 GJ/año (2,8-27,8 (kWh/año)	100.000-1.000.000 GJ/año (27,8-277,8 GWh/año)	1.000.000-4.000.000 GJ/año (277,8- 1.111,1 GWh/año)	> 4.000.000 GJ/año (> 1.111,1 GWh/año)
Año						
2007	3,2476	2,7617	2,6487	2,4901	2,1848	2,1015
2008	3,8027	3,4870	3,2522	3,0384	2,7439	2,7353

NOTA: El valor del año 2007 corresponde a la media de los dos valores semestrales. El valor del 2008 corresponde exclusivamente al valor del primer semestre.

FUENTE: SEE.

- Resolución de 3 de abril de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa integral de suministro de gas natural, el coste unitario de la materia prima y el precio de cesión (BOE 11/04/2008).
- Resolución de 20 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía por la que se establecen las condiciones aplicables al gas natural almacenado con destino al mercado a tarifa (sin publicar en BOE).
- Resolución de 19 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se establece el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado a la operación y al nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo (BOE 29/05/2008).
- Resolución de 2 de junio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas galón correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2008 y el 30 de junio de 2009 (sin publicar en el BOE).

CUADRO 6.8. COMPARACIÓN DE PRECIOS CON IMPUESTOS (SIN IVA) PARA DIFERENTES TIPOS DE CONSUMIDORES (CENT€/KWH)

Enero 2009	100.000 m ³	1 millón m ³	10 millones m ³	50 millones m ³
Bélgica	3,35	3,13	2,84	2,77
Francia	3,97	3,45	3,06	2,99
Alemania	5,65	5,48	4,73	3,18
Italia	4,87	3,52	3,19	2,82
Holanda	6,17	3,44	2,97	2,75
España	3,53	3,22	3,06	2,97
Reino Unido	3,39	3,26	2,89	2,70

Enero 2008	100.000 m ³	1 millón m ³	10 millones m ³	50 millones m ³
Bélgica	3,25	2,93	2,69	2,58
Francia	3,46	3,23	2,91	2,86
Alemania	4,68	4,43	3,47	2,60
Italia	4,05	3,38	2,92	2,80
Holanda	5,20	3,14	2,69	2,44
España	2,72	2,55	2,42	2,36
Reino Unido	2,99	2,75	2,39	1,95

FUENTE: 'World Gas Intelligence'.

CUADRO 6.9. EVOLUCION PRECIO MÁXIMO DE VENTA DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 12,5 KG, IMPUESTOS INCLUIDOS

Año	€/Botella	Índice
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
2007	11,81	204,06
2008	13,64	235,66

FUENTE: SEE.

- Resolución de 10 de junio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2008 y el 30 de junio de 2009 (sin publicar en el BOE).
- Resolución de 14 de marzo de 2008, de la Secretaría General de Energía por la que se precisan determinados aspectos relativos a la gestión de los almacenamientos subterráneos de la red básica y se establecen las subasta de su capacidad.
- Resolución Dirección General de Política Energética y Minas, se establece el procedimiento de

CUADRO 6.10. PRECIOS MEDIOS DE VENTA EUROPEOS DEL GLP ENVASADO (DIC 2008)

	Capacidad envase (Kg)	PVP €/botella	Índice PVP	IVA	Precio sin impuestos botella (€)	Precio sin impuestos (€/Kg)	Índice precio sin impuestos
España	12,50	13,76	100	16,00%	11,86	0,95	100
Portugal	13,00	20,50	149	21,00%	17,08	1,31	138
Francia	13,00	26,50	193	19,60%	22,16	1,70	180
Bélgica	12,50	18,09	131	21,00%	14,95	1,20	126
Reino Unido	15,00	34,12	248	21,00%	28,20	1,88	198

FUENTE: SEE.

CUADRO 6.11. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GLP CANALIZADO PARA USUARIOS FINALES

Año	Consumidor tipo 500 kg/año cent/kWh	Índice
1994	3,63	100,00
1995	3,93	108,14
1996	4,05	111,50
1997	4,27	117,53
1998	3,96	109,02
1999	4,31	118,60
2000	5,60	154,28
2001	5,37	147,84
2002	4,53	124,81
2003	5,05	139,07
2004	5,28	145,54
2005	5,83	160,72
2006	6,52	179,49
2007	6,62	182,48
2008	7,46	205,43

FUENTE: SEE.

asignación exceso de gas adjudicado en la subasta de gas de operación y gas talón, el 29-05-07, de acuerdo con la resolución de Secretaría General de Energía 12-04-07. No publicado.

- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se hacen publicas las capacidades disponibles de almacenamiento subterráneo de la red básica de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de abril de

2008 y 31 de marzo de 2009 (sin publicar en el BOE).

- Resolución de 20 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía por la que se establecen las condiciones aplicables al gas natural almacenado con destino al mercado a tarifa (sin publicar en el BOE).
- Resolución de 10 de junio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2008 y el 30 de junio de 2009 (sin publicar en el BOE).
- Resolución de 3 de julio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hacen públicos los precios máximos de la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 10/07/2008).
- Resolución de 4 de julio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06 'Repartos' y NGTS-07 'Balance', el protocolo de detalle PD-02 'Criterios gene-

rales de elaboración de procedimientos de reparto' y se aprueba el protocolo de detalle PD-11 'Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte' (BOE 15/07/2008).

- Resolución de 1 de septiembre de 2008, de la Dirección Gral. de Política Energética y Mina, por la que se determina el reparto de mermas retenidas en las instalaciones de transporte para el período comprendido entre el (1/11/2005) y (31/12/2007).
- Resolución de 8 septiembre de 2008, de la D. Gral Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 25 julio 2006, por la que se regu-

lan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en sistema gasista.

- Orden ITC/2607/2008, de 11 de septiembre, por la que se establecen las reglas a aplicar para la asignación de la capacidad de transporte en las conexiones internacionales con Francia (BOE 16/09/2008).
- Resolución de 11 de noviembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista (BOE 15/11/2008).

7. SECTOR PETRÓLEO

7.1. DEMANDA

El consumo de productos petrolíferos, excluyendo los consumos propios de refinerías y pérdidas, alcanzó 69 millones de toneladas en 2008, con un descenso del 5,2% 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)

	2007	2008	%2008/07
GLP	2.107	2.023	-4,0
Gasolinas	6.592	6.212	-5,8
Querosenos	5.708	5.631	-1,3
Gas-oil:	35.354	32.233	-8,8
Gasoleo A+B	31.584	30.210	-4,4
Gasoleo C	3.770	2.023	-46,3
Fuel oil	11.742	11.637	-0,9
Coque de petróleo	4.488	4.438	-1,1
Naftas	2.073	1.720	-17,0
Otros productos	4.714	5.106	8,3
Total	72.777	69.000	-5,2

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

Esta evolución se ha debido fundamentalmente al descenso de los consumos finales, tanto de carburantes del transporte como de algunas materias primas, aunque también ha bajado el consumo en generación eléctrica. La demanda final en el transporte ha bajado globalmente el 2,9%, mientras el consumo en usos finales de la industria ha subido ligeramente el 0,3%, pero con descenso significativo en la segunda mitad del año, especialmente en combustibles, aunque también en algunas materias primas petroquímicas. En el sector residencial y terciario, bajó también la demanda energética debido a la menor actividad económica y a la suavidad climática del año.

Por productos, destaca el descenso de la demanda de gasóleo automoción, 4,4% en 2008, tras los altos crecimientos de los años anteriores, derivado de la menor actividad del transporte de mercancías y del menor crecimiento del parque de turismos diesel. En querosenos se ha producido un descenso del 1,3% en el año, siendo el carburante de menor descenso de demanda.

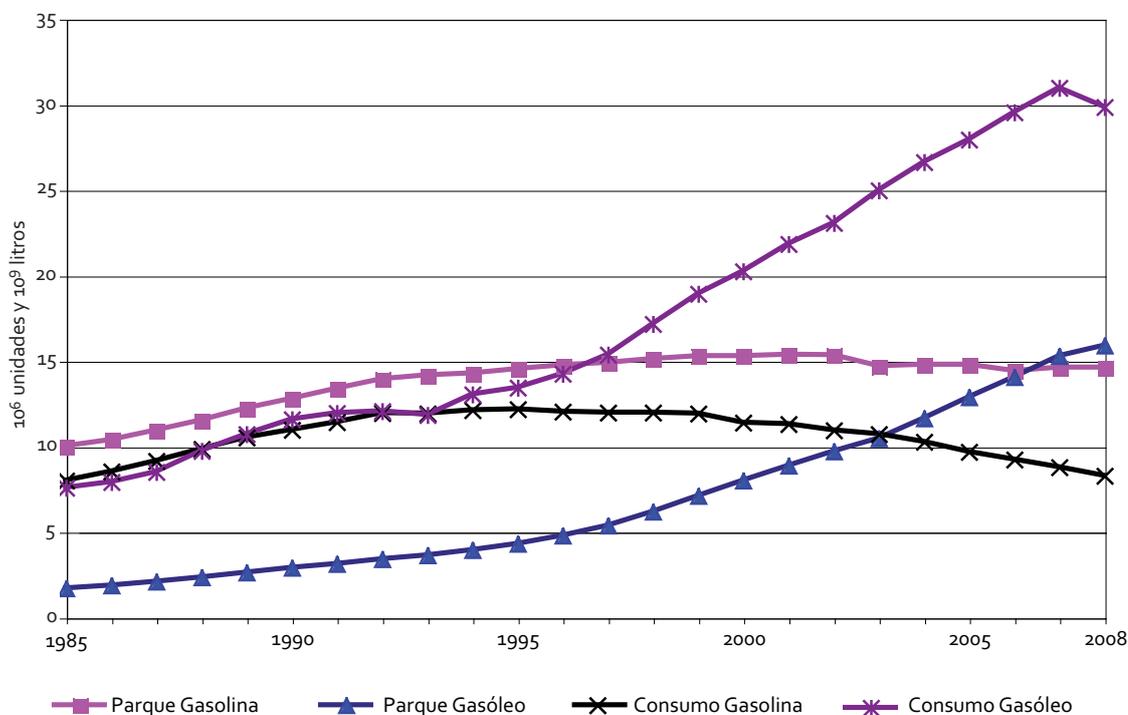
En gasolinas, la demanda ha continuado bajando de forma acelerada, debido al estancamiento del parque de estos vehículos por la dieselización de las nuevas matriculaciones, por lo que la demanda anual bajó un 5,8%. Los datos sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2008, se ralentizó la tendencia creciente de los últimos años, con aumento del 4,1% en los de gasóleo, mientras el parque de automóviles de gasolina permanece estancado, provocando el efecto indicado de la dieselización del parque de turismos.

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

En cuanto a los sectores energéticos transformadores, bajó la demanda de fuelóleos para generación eléctrica en 2008 en los sistemas extrapeninsulares debido a un menor crecimiento de la



GRÁFICO 7.1. PARQUE Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES



demanda, mientras en el sistema peninsular es ya insignificante en el Régimen Ordinario. La cogeneración con productos petrolíferos ha bajado ligeramente. En conjunto, la generación con productos petrolíferos sigue teniendo un peso bajo, 6,4%, 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 11,6 millones de toneladas, con un ligero descenso del 0,9%, debido al menor consumo en generación eléctrica, dado que en usos finales es ya muy poco significativo. El consumo de coque de petróleo bajó ligeramente un 1,1%. El consumo de naftas ha bajado mientras el de otras materias primas petroquímicas ha aumentado significativa-

mente, haciendo aumentar el agregado de otros productos en dicho cuadro.

7.2. OFERTA

Estructura Empresarial del Sector de Hidrocarburos Líquidos en España

Operadores al por mayor

Son los titulares de refinerías, sus filiales mayoritariamente participadas y aquellos que obtengan la autorización de actividad a que se refiere el Art. 42 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. Los operadores inscritos en el registro del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a 31 de diciembre de 2008 eran:

- CEPSA
- REPSOL PETROLEO, S.A.
- BP OIL ESPAÑA, S.A.
- PETROLEOS DEL NORTE, S.A.(PETRONOR)
- GALP DISTRIBUCIÓN OIL ESPAÑA, S.A.U
- GALP ENERGÍA ESPAÑA, S.A.
- PETROLÍFERA DUCAR, S.L.
- TOTAL ESPAÑA, S.A.
- SHELL ESPAÑA, S.A.
- CHEVRON ESPAÑA, S.A.
- ESSO ESPAÑOLA S.L.
- REPSOL COMERCIAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS S.A.
- SOCIEDAT CATALANA DE PETROLIS, S.A. (PETROCAT)
- ESERGUI, S.A.
- NOROIL, S.A.
- TAMOIL ESPAÑA, S.A.
- KUWAIT PETROLEUM (ESPAÑA), S.A.
- SARAS ENERGIA, S.A.
- MEROIL, S.A.
- DISA RED DE SERVICIOS PETROLIFEROS, S.A.
- Transportes y Servicios de Minería, S.A. (TRASEMISA, S.A.)
- FORESTAL DEL ATLANTICO, S.A.
- Petrolífera Mare Nostrum, A.I.E. (PETROMAR)
- DYNEFF ESPAÑA, S. L.U.
- ERG PETRÓLEOS, S.A.
- PETROMIRALLES 3, S.L.
- STOCKS DEL VALLÉS, S.A.
- SIERRA CAMEROS, S.A.
- BIONOR BERANTEVILLA, S.L.U.
- VIA OPERADOR PETROLÍFERO, S.L.
- BIONET EUROPA, S.L.
- GRUPO ECOLÓGICO NATURAL, S.L. (GEN).
- GALP SERVIEXPRESS, S.L.
- DISA PENINSULA, S.L.U.
- DISA RETAIL ATLANTICO, S.L.U.
- BIODIESEL CAPARROSO, S.L.
- DISTRIBUCIONES PETROLÍFERAS BERASTEGUI MURUZÁBAL HERMANOS, S.L.
- ECOCARBURANTES ESPAÑOLES, S.A.
- PETROAZUL, S.L.
- BIOCARBURANTES CASTILLA Y LEÓN, S.A.
- PETROLÍFERA CANARIA, S.A.
- OPERADORES DE CASTILLA Y LEÓN, A.I.E.
- PETRO-NOVA OIL, S.A.
- BIODIESEL CASTILLA LA MANCHA, S.L.
- DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL DERIVADOS DEL GASOLEO, S.L.
- BIOCARBURANTES ALMADÉN, S.L.
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGIA (IDAE).
- BIOCOMBUSTIBLES DE CUENCA, S.A.
- TNERFEÑA DE LUBRICANTES, S.L.
- PETRÓLEOS COSTA DORADA, S.L.
- BECCO FUELS, S.L.
- RECUPERALIA NUEVAS ENERGIAS, S.L.
- ENTABAN BIOCMBUSTIBLES DEL PIRINEO, S.A.
- LINARES BIODIESEL TECHNOLOGY, S.L.U.
- CAMPA IBERIA, S.A.
- CARBURANTS AXOIL, S.L.
- BIOCOM ENERGIA, S.L.
- BIOCARBURANTES CASTILLA-LA MANCHA, S.L.
- ENERGES, S.L.
- MYTHEN MED, S.L.
- RONDA OESTE, S.L.
- EBCOM PARK GANDIA, S.L.
- BIOENERGETICA EXTREMEÑA 2020, S.L.
- BIOCMBUSTIBLES Y ENERGIAS RENOVABLES DE CASTILLA-LA MANCHA (BERCAM)

- ENTABAN BIOCOMBUSTIBLES DEL GUADAL-QUIVIR, S.A.
- ECOPRODUCTOS DE CASTILLA-LA MANCHA, S.A.
- BIOETANOL DE LA MANCHA, S.L.
- INFINITA RENOVABLES, S.A.
- MERCURIA ENERGÍA, S.L.
- COMBUSTIBLES ECOLÓGICOS DEL MEDITERRÁNEO, S.A.
- IMPORTADORA DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS DE CANARIAS, S.L.
- BIOCABUROS DEL ALMANZORA, S.A.
- OPERADORA PETROLÍFERA DINOIL, S.A.
- BIOCABURANTES DE CASTILLA, S.A.
- PETROIBERIA, S.L.
- BIOCABURANTES DE GALICIA, S.L.
- ENERGÍA GALLEGA ALTERNATIVA, S.L.U.
- COMBUSTIBLES ECOLÓGICOS BIOTEL S.L.
- ENTABAN BIOCOMBUSTIBLES DE GALICIA, S.A.
- BIOCUMBUSTIBLES DE ZIERBANA, S.A.
- ALBABIO ANDALUCÍA, S.L.
- BIO-OILS HUELVA, S.L.
- BODIESEL ARAGÓN, S.L.
- HISPAENERGY PUERTOLLANO, S.L.
- ABENGOA BIOENERGÍA SAN ROQUE, S.A.
- COMBUNET, S.L.
- BIOETANOL GALICIA, S.A.
- BODIESEL BILBAO, S.L.
- RECYOIL ZONA CENTRO, S.L.
- BONAREA ENERGÍA, S.L.U.
- NIDERA AGROCOMERCIAL, S.A.

Y las empresas inscritas como operadoras al por mayor en su condición de de filiales de refinerías durante 2008 han sido:

Filiales de REPSOL PETROLEO, S.A.:

- Repsol Directo, S.A.

Filiales de B.P. OIL ESPAÑA, S.A.:

- MARKOIL, S.A.
- BP OIL Refinería de Castellón, S.A.

Filiales de CEPSA S.A.:

- HIJOS DE J. MONTOYA LÓPEZ, S.A.
- CEPSA COMERCIAL ESTE, S.A. (antes DIPE-TROL, S.A.)
- ARAGÓN OIL, S.A.
- ENERGÉTICOS DE LA MANCHA, S.A.
- ENERGÉTICOS ANDALUCÍA, S.L.
- OTECLIMA, S.L.
- BASEIRIA PALMA OIL, S.A.
- CEPSA COMERCIAL GALICIA, S.A.
- BASEIRIA OIL VALLE DEL EBRO, S.A.
- ENERGÉTICOS ALMERÍA, S.A.
- CEPSA COMERCIAL MADRID, S.A.
- ATLAS, S.A. COMBUSTIBLES Y LUBRIFICANTES
- COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETRÓLEOS ATLÁNTICO, S.A.
- GASÓLEOS DE CÓRDOBA, S.L.
- LUBRICANTES TURIA, S.A.
- PRODUCTOS PETROLÍFEROS DE JAÉN, S.A.
- CEDIPSA, COMPAÑÍA ESPAÑOLA DISTRIBUIDORA DE PETROLEOS, S.A.
- PRODUCTOS ASFÁLTICOS, S.A.
- CEPSA AVIACIÓN, S.A.
- GASÓLEOS DEL NOROESTE, S.L.
- CEPSA ESTACIONES DE SERVICIO, S.A.
- GAROIL, S.A.
- DERIVADOS ENERGÉTICOS PARA EL TRANSPORTE Y LA INDUSTRIA, S. A. (DETISA)
- GASÓLEOS GUARA, S.L.

- SOCOPAR, S.L.
- CMD AEROPUERTOS CANARIOS, S.L.
- EXPRESOIL DISTRIBUIDORA DE GASÓLEO, S.L.
- CEPESA COMERCIAL NORTE, S.L.
- PETRÓLEOS DE CANARIAS, S.A.
- DERIPETRO, S.L.
- CEPESA MARINE FUELS, S.A.
- BURGOSPETROL, S.L.
- CEPESA QUÍMICA, S.A.
- PETROPESCA, S.L.

Distribuidores al por menor de productos petrolíferos

La actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos comprende, según establece el artículo 43 de la Ley 34/1998, el suministro de combustibles y carburantes a vehículos en instalaciones habilitadas al efecto, el suministro a instalaciones fijas para el consumo en la propia instalación, el suministro de queroseno con destino a la aviación, el suministro de combustibles a embarcaciones y cualquier otro suministro que tenga por finalidad el consumo de estos productos.

La actividad de distribución al por menor de carburantes y combustibles petrolíferos puede ser ejercida libremente por cualquier persona física o jurídica.

Comercio exterior

Durante el año 2008 las refinerías españolas importaron 58,5 millones de toneladas de petróleo crudo lo que supone un descenso del 0,7% respecto a las importaciones del año anterior.

Por áreas geográficas el origen de las importaciones de crudo del año 2008 es el siguiente: 35,2% de África,

ca, con Nigeria y Libia como principales suministradores; 26,4% Oriente Medio, siendo Arabia Saudita, Irán e Irak los principales suministradores, 14% América, siendo Méjico y Venezuela los principales suministradores y 22,7% Europa, siendo Rusia el principal suministrador. Destaca el aumento de importaciones de África en general y las de Oriente Medio, mientras bajan las de América y Europa.

Respecto al comercio exterior de productos petrolíferos, en 2008 el saldo fue importador alcanzando los 16,4 millones de toneladas, lo que supone el 22% del consumo interior bruto. En el año bajaron tanto las importaciones como las exportaciones de productos, destacando los gasóleos, de los que se importaron 12,2 millones de toneladas, cerca del 40% del consumo final.

Producción interior de Hidrocarburos

En el año 2008 la producción interior de crudo fue de 127.285 Tm (943.371 Bbl), frente a las 143.092 Tm de 2007. Se interrumpe así la tendencia creciente en la producción nacional de crudo de los últimos años. Esta producción representa menos del 0,2% del consumo nacional. Los campos productores siguen siendo: Lora (Burgos), Casablanca-Montanazo (Casablanca), Rodaballo y Angula-Casablanca (Boquerón), 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.

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

	2007		2008		2008/07
	kt	%	kt	%	% variac.
Oriente Medio	13.891	23,54	15.483	26,43	11,5
Arabia Saudí	5.468		6.333		15,8
Irán	4.512		6.392		41,7
Irak	3.254		2.244		-31,0
Otros	657		514		
América	9.525	16,14	8.211	14,02	-13,8
Méjico	7.180		5.950		-17,1
Venezuela	2.124		1.932		-9,0
Otros	221		329		
África	16.309	27,64	20.646	35,25	26,6
Argelia	395		1.786		352,2
Libia	4.511		6073		34,6
Nigeria	4.402		4.861		10,4
Otros	7.001		7.926		13,2
Europa	18.075	30,6	13.293	22,70	26,5
Reino Unido	722		1.254		73,7
Rusia	13.433		9.274		-31,0
Otros	3.920		2.765		-29,5
Otros	1.209	2,05	938	1,60	
Total	59.009	100,00	58.571	100,00	-0,7

FUENTE: SEE.

CUADRO 7.3. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Campos	Producción			Operador
	Bbl	Tm	%	
Lora	43.420	6.012	4,72	C.P. Sedano
Casablanca	548.597	75.668	59,45	Ripsa
Rodaballo	147.557	18.815	14,78	Ripsa
Boquerón	203.797	26.790	21,05	Ripsa
Total	943.371	127.285	100	

FUENTE: SEE.

Oferta de productos petrolíferos por el sector de refino

2.5.1. Refinerías

España cuenta con diez refinerías, nueve en la

Península y una en las Islas Canarias, que pertenecen a tres grupos empresariales:

- Repsol YPF - refinerías de Bilbao, Coruña, Puertollano, Cartagena, Tarragona y Asesa.
- Cepsa - refinerías en Huelva, Algeciras y Tenerife.



- BP España - refinería de Castellón.

De estas refinerías, Asesa se dedica exclusivamente a la producción de asfaltos. Todas ellas, excepto la de Puertollano, están situadas en el litoral, y todas las de la península están conectadas a la red de oleoductos de la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH).

Durante 2008, las refinerías españolas procesaron en total 61 millones de tm de crudo, con una utilización media de su capacidad de refino del 92,38%, superior a la de 2007 (90,41%) y por encima de la media de los países de la OCDE en 2008 (83,79%).

Nuevas infraestructuras de refino autorizadas durante el año 2008:

Ampliación de la Refinería de Cartagena-Proyecto C-10 (Resolución DGPEM de 24.06.08)

El Proyecto consiste en la Ampliación de la Refinería de REPSOL PETRÓLEO, S.A. en Cartagena (Murcia) al objeto de aumentar su capacidad de destilación y de transformación de los componentes pesados de esta destilación en componentes ligeros, de mayor demanda, con la construcción de nuevas unidades de conversión. La capacidad de destilación de la Refinería se ampliará hasta los 11 Millones de toneladas año y se modificará el esquema de refino actual, pasando a ser una refinería de conversión profunda, con alta capacidad de producción de destilados medios (gasóleo y queroseno de aviación).

Unidad de Coquización Retardada en la Refinería de Castellón (Resolución DGPEM de 02.07.08)

El objetivo del proyecto es aumentar la capacidad de conversión de las fracciones más pesadas del crudo a combustibles ligeros (GLP, gasolinas y fundamentalmente gasóleo) y coque para su uso como combustible en plantas de fabricación de cemento fundamentalmente.

Infraestructuras de transporte y almacenamiento de crudo y productos petrolíferos

Se consideran infraestructuras críticas el conjunto de refinerías y la red logística de CLH. El sistema logístico integrado en CLH es el más relevante sistema de transporte y distribución de productos petrolíferos en España y lo componen: la red de oleoductos, 37 instalaciones de almacenamiento, 29 instalaciones aeroportuarias y 2 buques tanque:

- Oleoductos - La red de oleoductos de CLH conecta 8 refinerías peninsulares con las instalaciones de almacenamiento situadas en las áreas de mayor consumo, y constituye el principal medio de transporte de la compañía. Con 3.837 kilómetros de longitud es la red civil de oleoductos más extensa de Europa Occidental.
- Instalaciones de Almacenamiento – Está integrada por 37 instalaciones para todo tipo de productos petrolíferos, con una capacidad de almacenamiento de 6,7 millones de metros cúbicos.

- Buques de Transporte – son 2 buques tanque utilizados para el transporte de combustible a las instalaciones de las Islas Baleares, o a instalaciones de la península no conectadas a la red de oleoductos. Tiene una capacidad de 37.549 toneladas de peso muerto.
- Infraestructura Aviación – consiste en 29 instalaciones aeroportuarias situadas en aeropuertos españoles de la Península Ibérica e Islas Baleares, para prestar el servicio de suministro de carburante de aviación a aeronaves.

La capacidad de almacenamiento de productos petrolíferos del resto de empresas durante 2008 se indica en el cuadro 7.4.

7.3. PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Normativa

No ha habido cambios importantes en la normativa en vigor que es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos en lo referido a hidrocarburos líquidos. Publicada en el BOE del 8 de octubre, y con entrada en vigor el día siguiente al de su publicación, prevé en su art. 38 que «Los precios de los productos derivados del petróleo serán libres».

La Ley 21/2001, de 27 de diciembre, 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 art. 17 se encuentra el Impues-

CUADRO 7.4. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Empresas (a 31 /12/ 2007)	Miles de m ³
DISA	197,618
FORESTAL DEL ATLÁNTICO	265,0
DECAL	715,0
TERMINALES PORTUARIOS	390,799
TERQUISA	40,50
PETROLÍFERA DUCAR	193,9
TERMINALES CANARIOS	171,015
ESEGUI	150,1
PTROVAL	139,043
EUROENERGO	333,176
SARAS ENERGÍA	102,943
AGIP ESPAÑA	56,00
FORESA	51,20
MEROIL	705
SHELL ESPAÑA	61,80
CHEVRON ESPAÑA	55,00
ATLAS	79,337
PETROCAM	192,789
FELGUERA-IHI	110,00
SECICAR	64,484
BOGAL	0,160
GASTECO	0,85
LOGÍSTICA JUNTOS	0,20

FUENTE: CNE.

to sobre Hidrocarburos. El art. 36 menciona el alcance de la cesión y puntos de conexión en el Impuesto sobre las ventas minoristas de determinados hidrocarburos. El art. 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.



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

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

Esta obligación ha sido posteriormente desarrollada por varias órdenes ministeriales. La actualmente vigente es la Orden Ministerial ITC/2.308/2007, que entró en vigor el 1 de noviembre de 2007. Respecto a la normativa anterior (ITC/1.201/2006), que ya incluía las obligaciones de información sobre los nuevos gasóleos, sobre el biodiésel y sobre las instalaciones de suministro a barcos y aeronaves, incorpora la obligación de comunicar los horarios de apertura.

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.

El 31 de diciembre de 2008 se publicó en el BOE la Orden ITC/3.802/2008, de 26 de diciembre por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista. Esta Orden modificó la Orden Ministerial ITC/2.308/2007 suprimiendo a las instalaciones de suministro a vehículos terrestres (estaciones de servicio, unidades de suministro, postes de gasóleo en cooperativas, etc.) la obligación de enviar los metros cúbicos vendidos mensualmente. Siguen teniendo que enviar los precios todos los lunes y cada vez que cambien, y entre el 1 de enero y el 9 de febrero de cada año, los metros cúbicos vendidos el año anterior.

Las empresas de ventas directas (distribuidores de gasóleo a domicilio, depósitos fiscales, etc.) siguen teniendo que hacer envíos semanales de precios, mensuales de precios y cantidades, y anuales de precios y cantidades.

Las instalaciones de suministro a embarcaciones siguen teniendo que enviar los precios todos los lunes y cada vez que cambien, los metros cúbicos vendidos mensualmente, y los vendidos anualmente.

En la actualidad los precios se muestran al público en dos conjuntos de páginas de Internet: uno mediante un mapa estático y listas de estaciones de servicio (<http://geoportal.mityc.es/hidrocarburos/eess/consultaAlfanumerica.do>) y, desde el 15 de noviembre de 2007, otro mediante un sistema dinámico de información geográfica, el Geoportal (<http://geoportal.mityc.es/hidrocarburos/eess/>),

cuyos datos también se pueden visualizar mediante Google Earth. El Geoportal muestra también precios de postes marinos.

Dicha información también está publicada como un servicio WMS. Si un sitio de Internet sobre información geográfica quiere mostrar los datos de precios del Ministerio, basta con que ese sitio añada <http://geoportal.mityc.es/cgi-bin/mapserv-hidrocarburos?> a sus capas.

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 Comisión de la UE sigue trabajando en este campo, y en los próximos meses puede haber cambios que afecten a la Directiva actualmente en vigor.

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 necesi-

dad de constituir una entidad con personalidad jurídica propia.

Deben destacarse por último:

- El Acuerdo del 8 de marzo de 2008 entre España y Portugal sobre el mantenimiento recíproco de reservas de crudo y productos petrolíferos (BOE 16-07-2008).
- La Resolución de 11 de marzo de 2008, de la Comisión Nacional de Energía, que establece la aplicación del procedimiento para la gestión de la liquidación y las condiciones para el pago de la tasa establecida en la disposición adicional duodécima 2, primera, de la Ley de hidrocarburos (BOE 04-04-2008).
- La orden ITC/2.877/2008, de 9 de octubre, que establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte. Fija objetivos mínimos por producto, inferiores al objetivo global que dispone la Ley 34/1998, de 7 de octubre, mecanismos de flexibilidad temporal para la contabilización de las cantidades de biocarburantes vendidas o consumidas, y un sistema de certificación y pagos compensatorios, que será gestionado por la Comisión Nacional de Energía y permitirá a los sujetos obligados la transferencia de certificados, al tiempo que servirá como mecanismo de control de la obligación (BOE 14-10-2008).

Evolución de precios

La evolución en 2008 de los precios internaciona-



les de crudo y productos petrolíferos ya se ha indicado en el Capítulo 1 de este Informe.

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina 95 I.O. aumentó 7,5 céntimos de euro por litro en 2008 respecto al año anterior (7,1%) pasando de 104,9 cent€/l en 2007 a 112,3 cent€/l en 2008. Y el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio subió 17,2 cent€/litro (17,7%) pasando de 97,0 cent€/l en 2007 a 114,1 cent€/l en 2008.

Durante la mayor parte de 2008 el precio de venta al público del gasóleo de automoción estuvo por encima de la gasolina, pese a la diferencia impositiva favorable al gasóleo. Ello se debió a los altos precios de este carburante en el mercado internacional, motivados por el bajo nivel de las reservas estadounidenses y por la falta de capacidad de refino para este producto.

En la evolución de los precios semana a semana, puede verse en los gráficos de líneas adjuntos que el precio de la gasolina en España registra los niveles más bajos de la UE, junto con Grecia. Respecto al gasóleo de automoción, sólo Luxemburgo ha tenido durante 2008 un precio inferior. El precio desusadamente alto del Reino Unido se debe a que este producto soporta en este país una accisa igual que la de la gasolina.

El gasóleo de calefacción evoluciona en España de forma 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.

Se puede apreciar que España se encuentra entre los países con precios más reducidos.

En cuanto al fuelóleo, los precios de España se encuentran en una posición intermedia. Los gráficos de precios de venta al público repiten el patrón citado para las cotizaciones internacionales: fortísimo ascenso hasta julio y descenso aún más fuerte hasta diciembre.

A partir del 1 de enero de 2009, tanto la gasolina, como el gasóleo de automoción deben tener un contenido máximo en azufre de 10 ppm de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.1.b del Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes. Se estima que el endurecimiento de las especificaciones ha aumentado los costes finales en torno a un céntimo de €/l.

Por último, en relación con los precios medios anuales en la UE, se puede apreciar en los gráficos de barras adjuntos que el precio de la gasolina sin plomo en España sólo está por encima de Grecia y Eslovenia, mientras que el del gasóleo de automoción es el más bajo de los países de la UE que aparecen en el gráfico. Luxemburgo Estonia, Lituania, Letonia y Malta, no aparecen por razones de espacio y Rumanía y Bulgaria, por no haber enviado la UE precios de ellos en 2007 y no poder, por tanto, hacerse la comparación.

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.



GRÁFICO 7.2. PRECIO GASOLINA SIN PLOMO I.O. 96 CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE

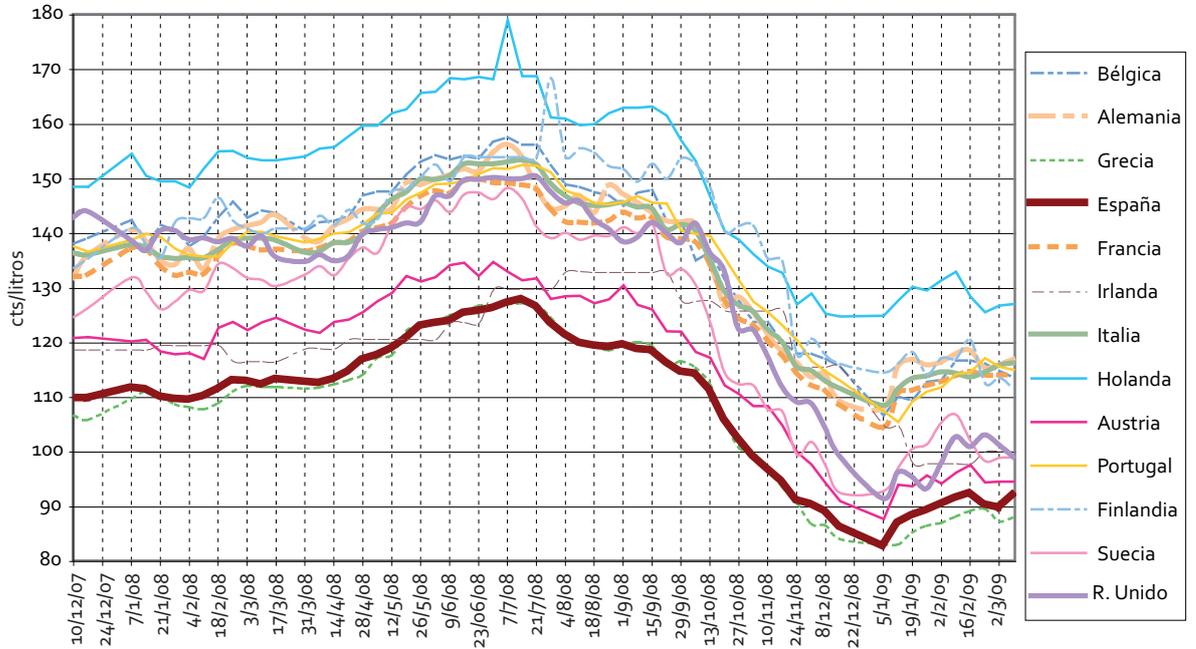


GRÁFICO 7.3. PRECIO GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE

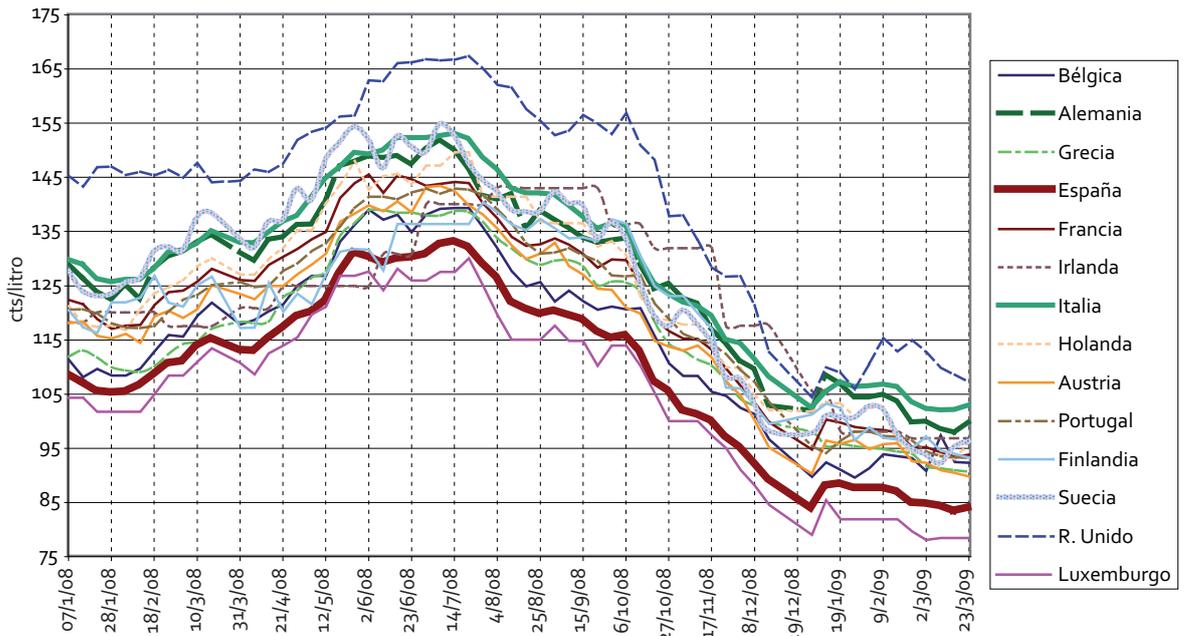




GRÁFICO 7.4. PRECIO GASÓLEO DE CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE

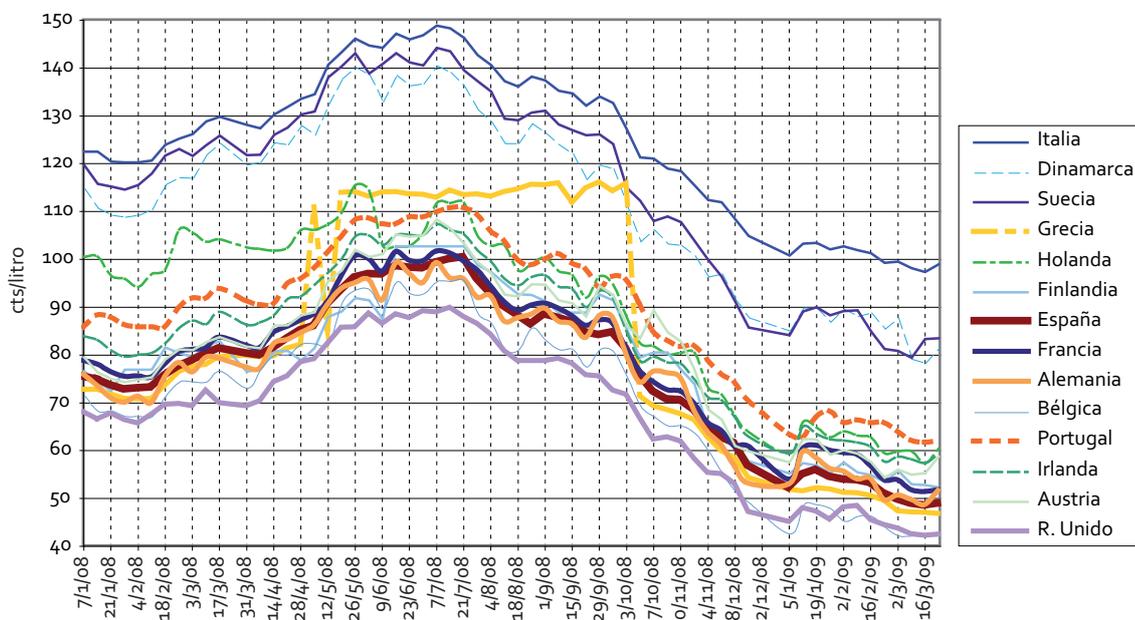
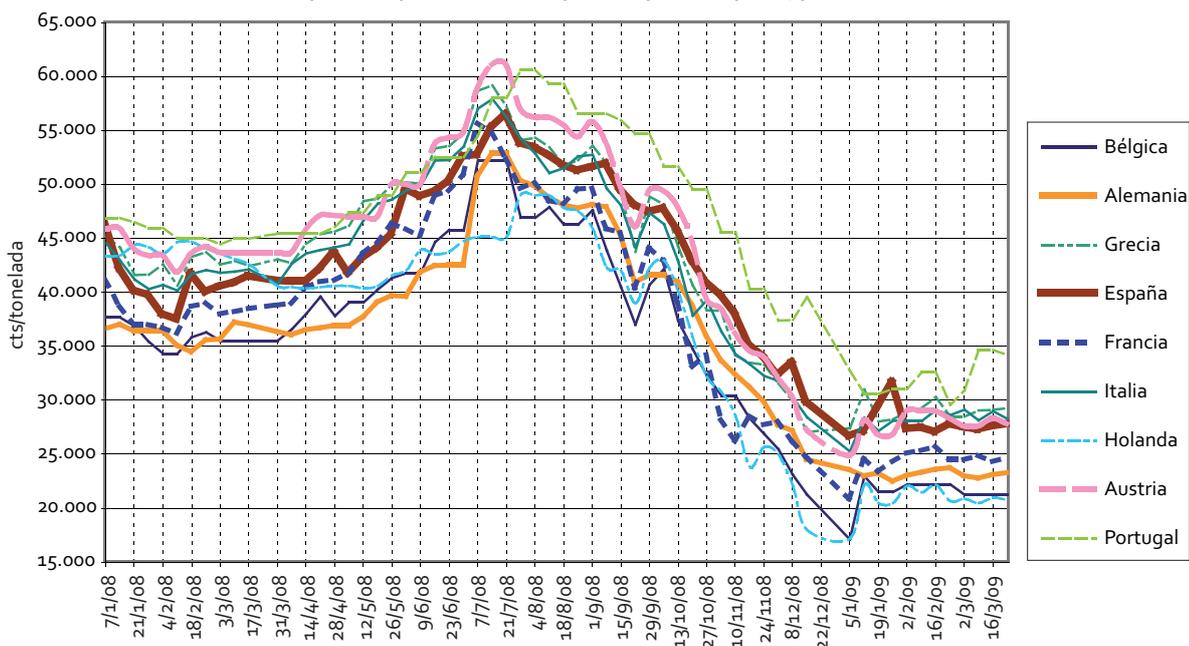


GRÁFICO 7.5. PRECIO FUEL ÓLEO B.I.A. CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (los precios representados incluyen el impuesto especial, pero no el iva)



SECTOR PETRÓLEO



GRÁFICO 7.6. PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO DE LA GASOLINA 95 EN PAÍSES DE LA UE

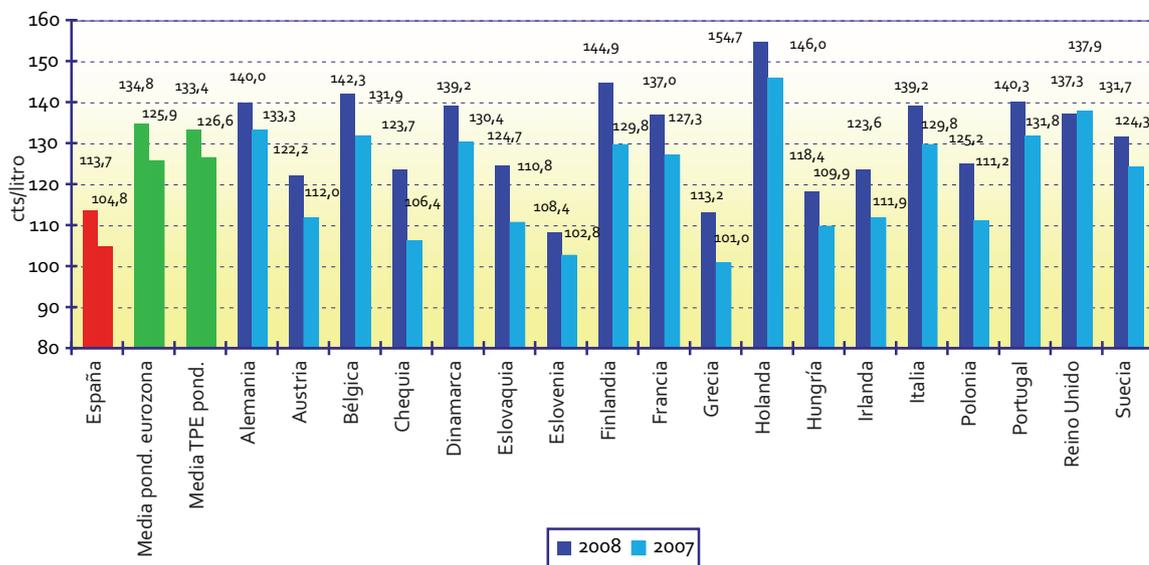
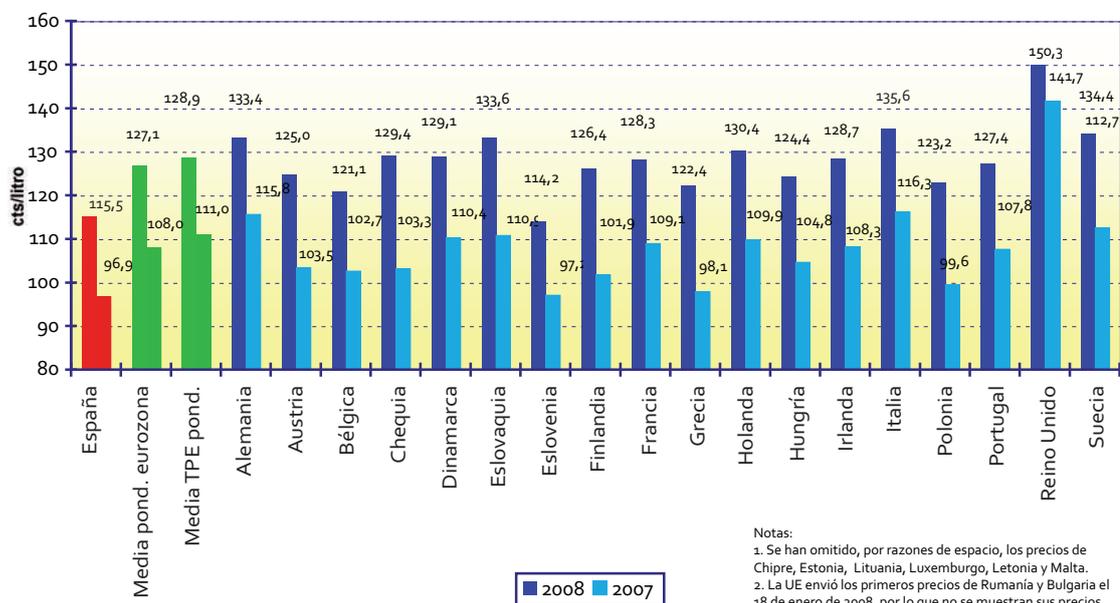


GRÁFICO 7.7. PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO DE GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN EN PAÍSES DE LA UE



Notas:

1. Se han omitido, por razones de espacio, los precios de Chipre, Estonia, Lituania, Luxemburgo, Letonia y Malta.
2. La UE envió los primeros precios de Rumanía y Bulgaria el 18 de enero de 2008, por lo que no se muestran sus precios.



La normativa publicada durante el año 2008 que afecta al sector de hidrocarburos líquidos es la siguiente:

ORDEN ITC/2.877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

La disposición adicional decimosexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, que son objetivos obligatorios a partir del año 2009, y alcanzan el 5,83 por ciento en 2010.

Igualmente, se habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a dictar las disposiciones necesarias para regular un mecanismo de fomento de la incorporación de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

Para lograr estos objetivos de la manera más eficiente posible, dicha orden establece objetivos mínimos por producto inferiores al objetivo global que dispone la Ley 34/1998, de 7 de octubre, mecanismos de flexibilidad temporal para la contabilización de las cantidades de biocarburantes vendidas o consumidas, y un sistema de certificación y pagos compensatorios que será gestionado por la Comisión Nacional de Energía y permitirá a los sujetos obligados la transferencia de certificados, al tiempo que servirá como mecanismo de control de la obligación.

ORDEN ITC/3.819/2007, de 17 de diciembre, por la

que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2008.

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, establece en sus artículos 25 y 26 que, por Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, se establecerán las cuotas unitarias por grupo de productos que, por tonelada métrica o metro cúbico vendido o consumido, habrán de satisfacer a la Corporación los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, así como las cuotas que, en función de su participación en el mercado, habrán de satisfacer anualmente a la Corporación los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de gases licuados del petróleo y de gas natural, y a diversificar el suministro de gas natural

Estas cuotas tienen como finalidad financiar los costes previstos por CORES, especialmente los que generen la constitución, almacenamiento y conservación de las existencias estratégicas de cada grupo de productos petrolíferos, las actividades de CORES relativas a los gases licuados del petróleo y al gas natural, así como el coste de las demás actividades de la Corporación, e igualmente los de constitución y mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad correspondientes a los sujetos obligados a los que se refieren los párrafos b) y c) de los artículos 7 y 8 del Real Decreto 1.716/2004.

Entrada en vigor del ACUERDO entre el Reino de

España y la República Portuguesa sobre el mantenimiento recíproco de reservas de crudo y productos del petróleo, hecho en Lisboa el 8 de marzo de 2007.

Este Acuerdo, publicado en el Boletín Oficial del

Estado de 16 de julio de 2008, permite la imputación recíproca de reservas de crudo y productos petrolíferos que sean computables a los efectos de la obligación del mantenimiento de reservas en los términos establecidos en las legislaciones nacionales de España y Portugal.

8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



8.1. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Resultados de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, 2004-2012 (E4)

La *Estrategia Española de Eficiencia Energética (E4)* constituye una de las líneas estratégicas prioritarias del Gobierno en materia de política de ahorro y eficiencia energética. La E4, dirigida fundamentalmente a los sectores consumidores finales, identificó un potencial de ahorro de energía primaria en el año 2012 equivalente a 15.574 ktep. Con el fin de materializar el desarrollo de la E4 fue necesaria su instrumentación en dos Planes de Acción, el Plan de Acción, PAE4 2005-2007 y el Plan de Acción, PAE4 2008-2012.

Los buenos resultados conseguidos y la experiencia acumulada hasta 2007 en la ejecución del primer Plan han sido decisivos para la elaboración del Plan de Acción 2008-2012. El nuevo Plan consolida el esfuerzo ya emprendido, introduciendo una revisión al alza de los objetivos energéticos inicialmente planteados en la E4.

El nuevo Plan se enmarca dentro del Plan de Acción de la UE de Eficiencia Energética requerido por la *Directiva 2006/32/EC sobre Eficiencia en el*

Uso Final de la Energía y los Servicios Energéticos, habiendo fijado unos objetivos de ahorro anual incluso más ambiciosos, del 2%, frente al 1% establecido por la citada Directiva.

Para la ejecución de las actuaciones contempladas dentro del Plan de Acción, se ha dotado un presupuesto de 2.367 M€, compuesto por fondos de apoyo público que en su mayoría (70%) corresponden a la tarifas eléctrica y de gas.

Atendiendo a la ejecución de los Planes de Acción de la E4, cabe destacar cuatro sectores donde se ha concentrado el mayor volumen de ayudas públicas: Equipamiento (46%), Industria (15%), Servicios Públicos (14%) y Edificación (11%). A su vez, en cuanto a medidas concretas destacan seis, hacia las que conjuntamente se focaliza más del 75% de las ayudas: el Plan Renove de electrodomésticos, las mejoras de eficiencia energética en instalaciones térmicas de los edificios, la rehabilitación de la cubierta en edificios, la renovación de instalaciones de alumbrado público exterior, los Planes de Movilidad Urbana, y los Programas de Ayudas Públicas en Industria.

Como balance global de la E4 al 2008, considerando el efecto acumulado de los dos Planes de

CUADRO 8.1. E4 Y PLANES DE ACCIÓN. RESUMEN DE OBJETIVOS E INVERSIONES Y APOYOS PÚBLICOS

	E4 2004-2012	PAE4 2005-2007	PAE 2008-2012
Inversión (M€)	24.098	7.926	22.190
Apoyo Público (M€)	2.011	729	2.367
Ahorro Energía Primaria (ktep)	69.950	12.006	87.934
Ahorro Energía Final (ktep)	41.989	6.862	59.454
Emisiones Evitadas (M tCO ₂)	190	32	238

FUENTE: IDAE.

Acción, se pueden destacar algunas de las medidas destacadas con anterioridad. Así, en el ámbito del transporte, destacan numerosas iniciativas por parte de diversos municipios españoles dirigidas a la implementación de Planes de Movilidad Urbana (PMUS), así como a la renovación de la flota de transporte por carretera y del parque de turismo por otros vehículos más eficientes. Estas actuaciones hasta la fecha han conducido a la aplicación de PMUS en cerca de 300 municipios, así como a la renovación de más de 1.300 vehículos industriales y turismos. Por otra parte, con relación al sistema de préstamo de bicicletas públicas ligado a los PMUS, se cuenta con unos recursos públicos acumulados al 2008 superiores a 10 M€ para la implementación de unas 142 instalaciones de bicicletas repartidas en un amplio número de municipios.

Otras actuaciones a destacar son la realización exitosa hasta la fecha de numerosos cursos de formación en eficiencia energética dirigidos a variada muestra de agentes sociales, incluyendo entre éstos a vendedores de electrodomésticos, gestores energéticos municipales, así como en conducción eficiente. Con relación a lo último, se han beneficiado de estos cursos un número estimado de 72.300 alumnos en el caso de los turismos y de 19.300 en el caso de vehículos industriales, lo cual representa un potencial de ahorro acumulado de energía final próximo a 100 ktep.

Por último, otra de las medidas de mayor aceptación es el Plan Renove de Electrodomésticos, el cual desde su implementación efectiva en el 2006 hasta el 2008 ha supuesto una sustitución estima-

da de unos 2 millones de unidades de electrodomésticos por otros de elevada calificación energética, que en conjunto representan un ahorro acumulado de energía eléctrica equivalente a 1.127 GWh.

Plan de Activación del Ahorro y Eficiencia Energética, 2008-2011

La coyuntura económica del primer semestre del año, indicó la conveniencia de reforzar las políticas de gestión de la demanda. Con este fin, el 1 de agosto de 2008 se aprueba por Consejo de Ministros el Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética 2008-2011, que supone una ambiciosa iniciativa del Gobierno que incluye 31 medidas, expuestas más adelante, con las que se pretende intensificar el ahorro y eficiencia energética de nuestro país. La totalidad de las medidas se enmarcan dentro de tres ejes estratégicos: movilidad sostenible, edificación sostenible y sostenibilidad energética. Asimismo, las medidas se articulan entorno a cuatro líneas de actuación: una primera línea de ámbito transversal; una segunda de movilidad; una tercera de edificios; y una última de ahorro eléctrico.

Algunas de las medidas consideradas vienen a ser

CUADRO 8.2. PLAN DE ACTIVACIÓN, 2008-2011.
TIPOLOGÍA DE MEDIDAS

Sector	N.º medidas
Transporte	16
Edificios	3
Medidas Horizontales	4
Medidas de Ahorro Eléctrico	8
Total	31

FUENTE: IDAE.



una intensificación de las ya contempladas por el Plan de Acción 2008-2012, mientras que otras suponen una novedad, en tanto que se pretende anticipar la adopción de algunas medidas y trasladar al sector empresarial privado y a los ciudadanos el compromiso del Gobierno con los objetivos de ahorro y mejora de la eficiencia energética. En línea con lo último, y más concretamente con el sector empresarial privado, se tratará de sentar las bases para la creación de un mercado de servicios energéticos donde las Empresas de Servicios

Energéticos (ESE) cobrarán un especial protagonismo.

Si bien las medidas aprobadas y caracterizadas se dirigen a todos los sectores de consumo final, destacan las medidas horizontales de aplicación a todos los sectores. Dentro de esta primera línea de medidas destaca por su carácter innovador así como gran aceptación la línea de ayudas a Proyectos Estratégicos de empresas en el ámbito del ahorro y eficiencia energética.

CUADRO 8.3. PLAN DE ACTIVACIÓN 2008-2011. PRINCIPALES MEDIDAS

Sector	Medida
Medidas horizontales	Impulso al mercado de Servicios Energéticos
	Duplicación de la dotación del Programa de Ayudas IDAE a Proyectos Estratégicos de Ahorro y Eficiencia Energética
	Exigencia de acreditación de la eficiencia energética en la contratación pública de la AGE
	Campañas de información y formación a los consumidores
Movilidad	Proyecto Piloto "Vehículo Eléctrico" (<i>Proyecto MOVELE</i>)
	Adquisición de Turismos Clase A en la AGE
	Consumo mínimo de 20% de biocarburantes en el Parque Móvil del Estado
	Desarrollo reglamentario para garantizar el objetivo de biocarburantes del 5,83% a 2010
	Plan VIVE para sustitución de vehículos
	Etiquetado energético comparativo obligatorio de turismos
	Reducción de los límites de velocidad en carretera
	Promoción de la Conducción Eficiente
	Nueva financiación para Planes de Movilidad Urbana Sostenibles (PMUS)
	Incorporación de criterios de eficiencia energética en la financiación del transporte público
	Garantía de acceso a la telefonía móvil en el transporte público colectivo
	Prolongación de los horarios de apertura de las redes de metro durante los fines de semana
	Promoción del transporte urbano en bicicleta
	Incentivación del carril BUS-VAO en grandes ciudades
Puesta en marcha de Planes de Movilidad de trabajadores en la AGE	
Optimización de las rutas aéreas recortándolas en hasta un 10%	
Edificios	Limitación de temperatura en espacios climatizados
	Plan Renove de infraestructuras turísticas
	Alta calificación energética en nuevos edificios AGE

CUADRO 8.3. PLAN DE ACTIVACIÓN 2008-2011. PRINCIPALES MEDIDAS (continuación)

Sector	Medida
Medidas de ahorro eléctrico	Reparto de 49 millones de bombillas de bajo consumo
	Eliminación de bombillas de baja eficiencia en 2012
	Reparto de 6 millones de bombillas de bajo consumo mediante un programa 2x1
	Reducción del 10% del consumo energético de la AGE
	Mejora de la eficiencia en alumbrado exterior
	Reducción en un 50% del flujo luminoso de autovías y autopistas
	Recuperación de electricidad en frenada de trenes
	Disminución de pérdidas en transporte y distribución de energía eléctrica

FUENTE: IDAE.

Igualmente en el marco del Plan de Activación, cobra relevancia el volumen de medidas dirigido a la reducción del consumo energético en el transporte y en los edificios, en especial las del primer tipo en cuanto a que se traducirán en una reducción de la demanda de productos petrolíferos, y por tanto, de las importaciones. En línea con lo último, resulta novedoso el *Proyecto MOVELE*, proyecto piloto de promoción de vehículos eléctricos, de 10 M€ de dotación presupuestaria, con el que se espera introducir a finales del 2011 un total de 2.000 unidades en el parque nacional de vehículos. El desarrollo de dicho Plan implica la participación mediante una acción concertada de numerosos agentes, tales como fabricantes, empresas de logística, empresas distribuidoras de energía eléctrica, ayuntamientos, entidades financieras, etc.

Finalmente, se ha puesto en marcha un grupo de medidas destinado a la reducción del consumo eléctrico, entre las que destacan diversas iniciativas de reciente aplicación dirigidas a la promoción de bombillas de bajo consumo. En este contexto se enmarca el Programa de Reparto de Bombillas de Bajo Consumo, previsto para el periodo 2009-2010, mediante el cual se repartirá un total de 49 millones de bombillas de bajo consumo

a través de cupones de regalo anexas a la factura eléctrica. Se espera que este Programa contribuya a reducir un 0,7% el consumo eléctrico total del país, equivalente al consumo de 450.000 hogares. Esta actuación forma parte del Plan Español de Estímulo de la Economía y el Empleo (Plan E), aprobado en noviembre de 2008.

Con esta iniciativa España se adelanta a los plazos previstos por la Unión Europea para la sustitución definitiva de las bombillas incandescentes prevista a partir de septiembre del 2009 y su sustitución por los nuevos modelos de bajo consumo. El fin último de estas actuaciones promovidas en el marco del paquete europeo de lucha contra el cambio climático es reducir el consumo eléctrico por parte de los hogares y las empresas, y así contribuir a la reducción del 20% en consumo energético en el horizonte del año 2020.

En la misma línea se sitúa el *Programa 2X1*, dirigido a la promoción del uso de lámparas de alta eficiencia, con el que se espera repartir 6 millones de bombillas de bajo consumo. El lanzamiento de dicho programa se hará mediante convocatoria pública para invitar a los fabricantes de lámparas de bajo consumo a participar en una red nacional



de establecimientos comerciales colaboradores donde se podrá hacer efectiva la compra de dos lámparas de bajo consumo bajo la fórmula 2x1, con un precio máximo de venta, financiado parcialmente por el IDAE. Esta iniciativa, asimismo, reforzará el cumplimiento de las medidas análogas ya incluidas por el Plan de Acción 2008-2012, con las que se pretende la sustitución progresiva en los hogares españoles de las lámparas de filamento incandescente y otras de baja eficiencia.

Finalmente, el Plan de Activación 2008-2011, de coste total 245 M€ contribuye a la intensificación y refuerzo de la política de ahorro y eficiencia energética, marcándose el objetivo al 2011 de reducción del 10% en las importaciones de petróleo, garantizando así la seguridad y garantía de suministro, y en consecuencia, facilitando el cumplimiento de los compromisos nacionales adquiridos en el marco del Protocolo de Kioto.

CUADRO 8.4. PLAN DE ACTIVACIÓN 2008-2011. PARÁMETROS ENERGÉTICO-ECONÓMICOS GLOBALES

	2008-2011
Coste (M€)	245
Beneficios Esperados	
Ahorro Inducido (M€)	4.104
Ahorro Energía Primaria (ktep/año)	6.000
Emisiones Evitadas (MtCO ₂ /año)	16
Medidas implicadas	31

FUENTE: IDAE.

Evolución del consumo y la intensidad en España. Comparación internacional

En el año 2008, el consumo de energía primaria en España ascendió a 142.075 ktep, un 3,1% inferior al del año anterior. Este descenso consolida la tendencia a la baja iniciada en el año 2005. Por fuentes energéticas, el consumo del gas natural

registró un aumento del 10,1%, recuperando con ello en parte el ritmo de crecimiento de años precedentes. Otras fuentes que experimentaron una evolución creciente fueron la energía nuclear y las renovables, a unas tasas respectivas del 7 y 8,8%. En el otro extremo, los consumos de productos petrolíferos y carbón disminuyeron un 3,9 y 31,6 por ciento, respectivamente.

El consumo de energías renovables en el año 2008 fue de 10.848 ktep, lo cual evidencia la tendencia favorable al aumento iniciada en años anteriores, y especialmente evidente en el año 2005. La evolución de las renovables en el año 2008 supuso una contribución de estas fuentes a la demanda de energía primaria del 7,6%, lo que a su vez se tradujo en un incremento del 12% respecto al año anterior.

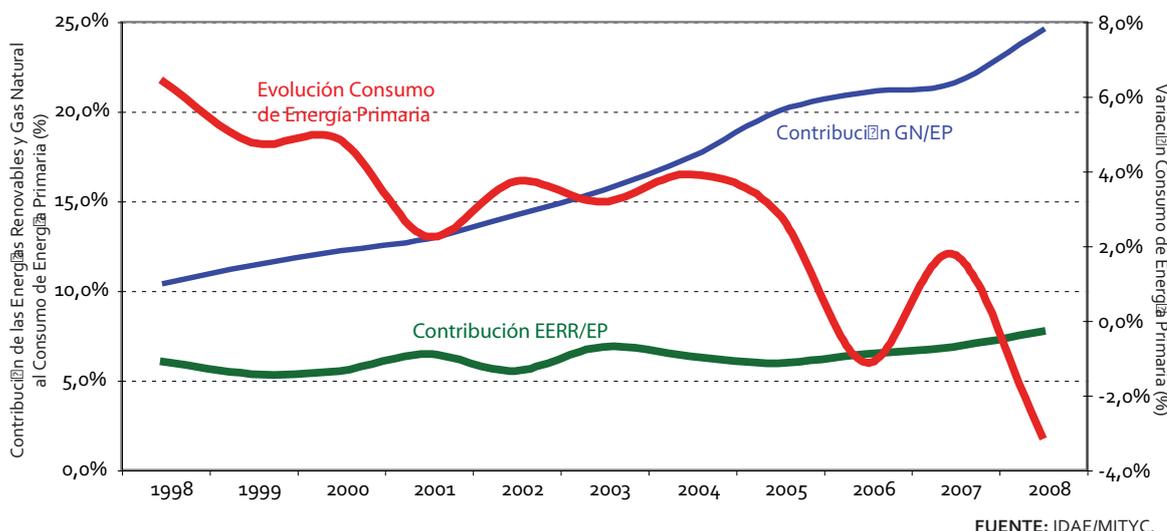
En general, cabe destacar la continua tendencia al alza de la participación del gas natural y de las energías renovables en la cobertura a la demanda energética, tal y como muestra la figura 8.1, que a su vez se refleja el efecto positivo de esta participación en la mejora de eficiencia del sistema energético, como se desprende de la tendencia a la baja en el consumo de energía primaria. A ello ha contribuido positivamente el desarrollo de las infraestructuras gasistas y de electricidad, en línea con las previsiones de la *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, y su Revisión 2005-2011*. A ello, se espera que siga contribuyendo la Planificación de los Sectores del Gas y Electricidad, 2008-2016, aprobada por el Consejo de Ministros el 30 de mayo de 2008. En dicha Planificación se ha aprobado un volumen total de inversiones superior a 19.000 M€ en nuevas infraestructuras eléctricas y gasistas, lo

cual resultará favorable de cara a una mayor penetración, no solo del gas natural, sino especialmente de las energías renovables, cuya cobertura a la demanda de energía primaria al 2016 se espera que se duplique hasta alcanzar el 15,8% de la misma.

La intensidad de energía primaria continúa en el año 2008 con el cambio de tendencia iniciado en el año 2004. En este año, el mencionado indicador

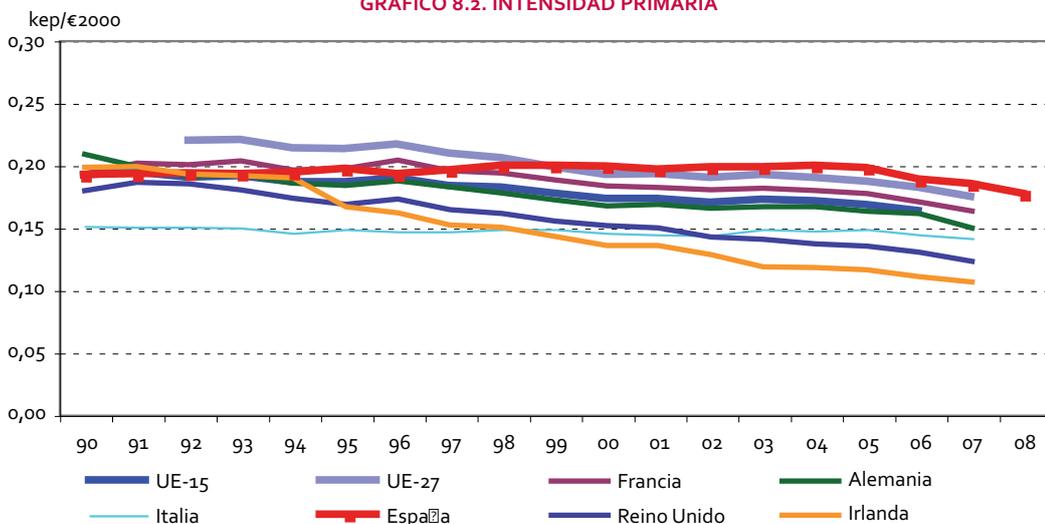
experimentó una reducción del 4,21%, obedeciendo esta mejora a la confluencia del descenso en el consumo de energía primaria y de un crecimiento del PIB del 1,16%. En suma, la favorable evolución registrada en el citado indicador, sitúa a España en convergencia con la situación media de la UE15 y la UE27 así como de países vecinos en cuanto a las tendencias registradas en la mejora de la eficiencia energética.

GRÁFICO 8.1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA Y COBERTURA CON RENOVABLES Y GAS NATURAL



FUENTE: IDAE/MITYC.

GRÁFICO 8.2. INTENSIDAD PRIMARIA



FUENTE: IDAE/MITYC.



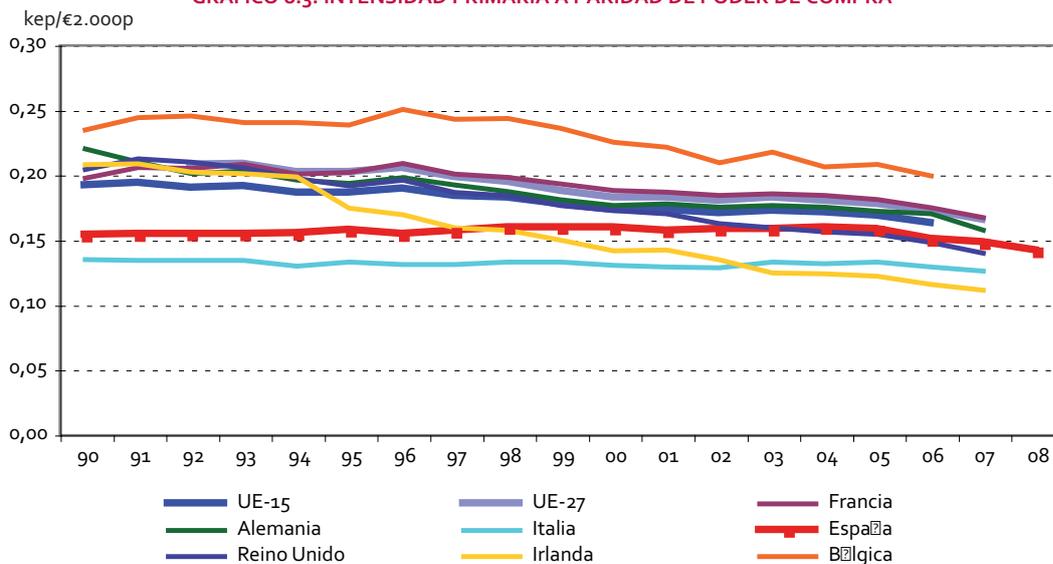
El análisis del indicador en términos de paridad de poder de compra adquisitivo permite una comparación más ajustada entre países de las tendencias de la intensidad energética. Este indicador muestra para España una cierta estabilización con una ligera tendencia a la baja, aproximándose la posición relativa al nivel de la media de la UE15 y UE27, donde en promedio se vienen registrando mejoras interanuales de la intensidad energética del entorno del 1% desde 1990. Como observación general, se puede concluir afirmando que la tendencia común de los países de nuestro entorno geográfico es de disminución de su intensidad, destacando países como Italia, Irlanda y Reino Unido con valores inferiores, y otros como Bélgica, con el índice más elevado.

El consumo de energía final en el año 2008, excluyendo los usos no energéticos, registró un descenso del 2,9% respecto al año previo, alcanzándose los 98.737 ktep. Este descenso encuentra explicación en la menor demanda de ciertas fuentes

energéticas como el carbón y los productos petrolíferos que disminuyeron su demanda en un 10,2 y un 4,8%, respectivamente. El descenso en estos consumos no significó un cambio en la cobertura de estas fuentes a la demanda de energía final. Así, los productos petrolíferos con 53.454 ktep de consumo en el 2008 mantuvieron su destaca posición en la cobertura de la demanda final, cubriendo el 54,14%, de las necesidades energéticas. Otras fuentes como el gas natural y la electricidad, aunque en menor medida, experimentaron también descensos en sus consumos.

La única excepción fueron las energías renovables, cuyo consumo aumentó un 15,02%, cubriendo en la actualidad el 4,3% de la demanda de energía final, doblando así la aportación del carbón. A esta situación contribuyó principalmente la demanda en el sector transporte de los biocarburantes, a lo que hay que sumar la demanda de energía solar térmica, principalmente en el sector edificios.

GRÁFICO 8.3. INTENSIDAD PRIMARIA A PARIDAD DE PODER DE COMPRA



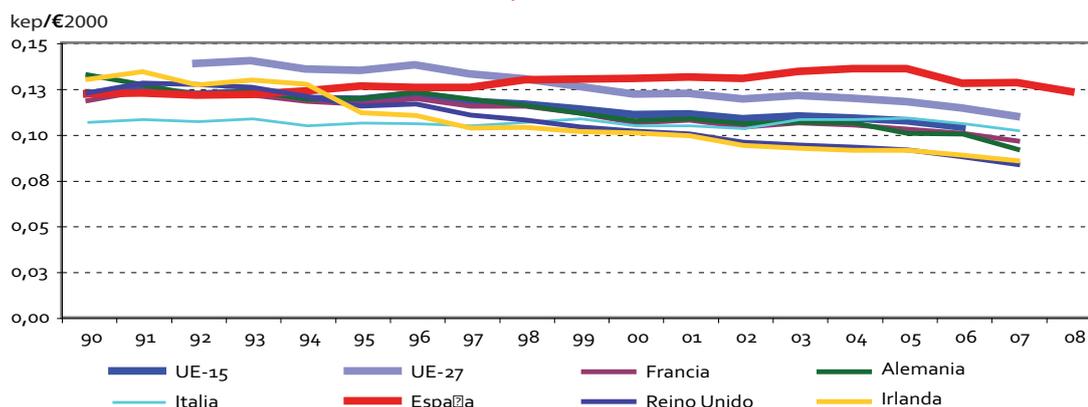
UE15=Referencia.
FUENTE: EnR/IDAE.

Esta evolución del consumo final acompañada del crecimiento económico registrado ha supuesto una mejora del 3,99% de la intensidad de energía final, que consolida el cambio positivo registrado en la evolución de este indicador a partir del año 2004. Este hecho se traduce en un mayor acercamiento a la tendencia mostrada por la media del conjunto de países de la UE15 y UE27, así como de los países próximos geográficamente. La evolución de este indicador, con un descenso menos acusado que el indicador de intensidad primaria, se explica en

parte por la mejora de la eficiencia en la generación eléctrica causada por la penetración progresiva de las energías renovables y el gas natural.

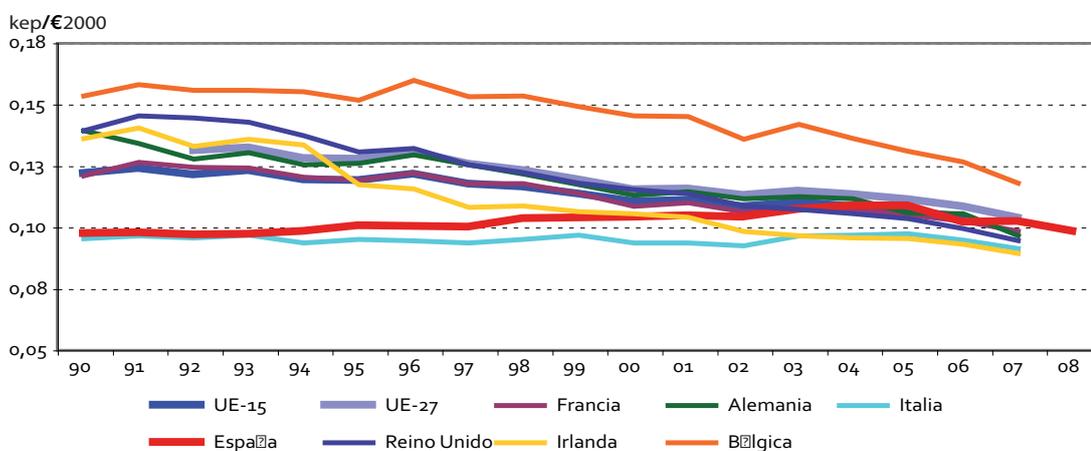
La corrección del indicador anterior a la paridad de poder de compra nos sitúa a un nivel similar, si bien ligeramente por encima, a la medida de la UE15 y de la UE27, y por debajo de países como Bélgica, señalando una cierta estabilización del indicador corregido con tendencia a la baja en los últimos años al igual que en la mayoría de países comunitarios.

GRÁFICO 8.4. INTENSIDAD FINAL



NOTA: Excluidos consumos no energéticos; los datos de *Intensidad Final* para España se han calculado a partir de los consumos de energía final y las cifras de *Producto Interior Bruto* publicados por el INE, a precios constantes de 2000 y de acuerdo con el nuevo Sistema Europeo de Cuentas. FUENTE: EnR/IDEA.

GRÁFICO 8.5. INTENSIDAD FINAL A PARIDAD DE PODER DE COMPRA



UE15=Referencia. FUENTE: EnR/IDEA.



Adicionalmente, el análisis de la evolución del indicador de intensidad final en España con correcciones climática y a estructura constante del 2000 permite diferenciar la mejora imputable a efectos estructurales de la debida a otras causas, como el efecto combinado de posibles mejoras tecnológicas y políticas de eficiencia energética. Así, en el periodo 2000-2007, tal y como se desprende de los gráficos 8.6.1 y 8.6.2, se observa una mejora acumulada del 2,4% debida a cambios estructurales de nuestra economía, que representan el 80% de la mejora experimentada en todo el periodo.

La anterior afirmación se corrobora a partir de la observación de la evolución de las intensidades final del conjunto de la economía y de los distintos sectores que la integran. Se puede comprobar que en términos globales, desde comienzos del nuevo milenio, es el sector industrial el que ha contribuido en mayor medida a la mejora acumulada de la intensidad final.

Análisis sectorial de la eficiencia energética en los distintos sectores consumidores.

Sector Industria

Durante 2008, la demanda de energía final del sector industria ascendió a 30.044 ktep, equivalente al 30% del consumo de energía final. Esto supone una estabilización de la demanda en dicho año, con una leve contracción del 0,87%, inferior a la del 2,9% experimentada por el conjunto de los sectores consumidores. La disminución del consumo energético unido al menor crecimiento económico en 2008 de este sector ha supuesto un incremento del 1,58% en el valor de la intensidad energética de este sector.

GRÁFICO 8.6.1. VARIACIÓN DE LA INTENSIDAD FINAL DEBIDA A EFECTOS ESTRUCTURALES

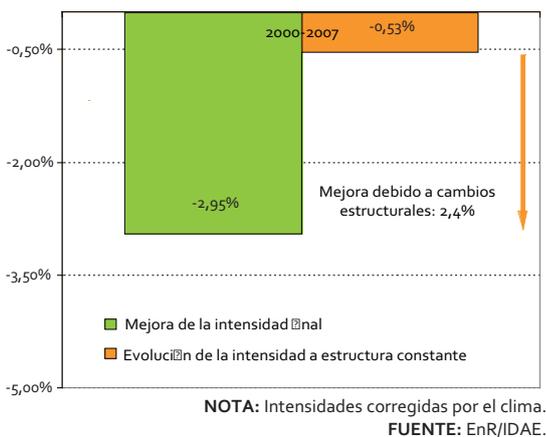


GRÁFICO 8.6.2. INTENSIDAD FINAL A ESTRUCTURA CONSTANTE

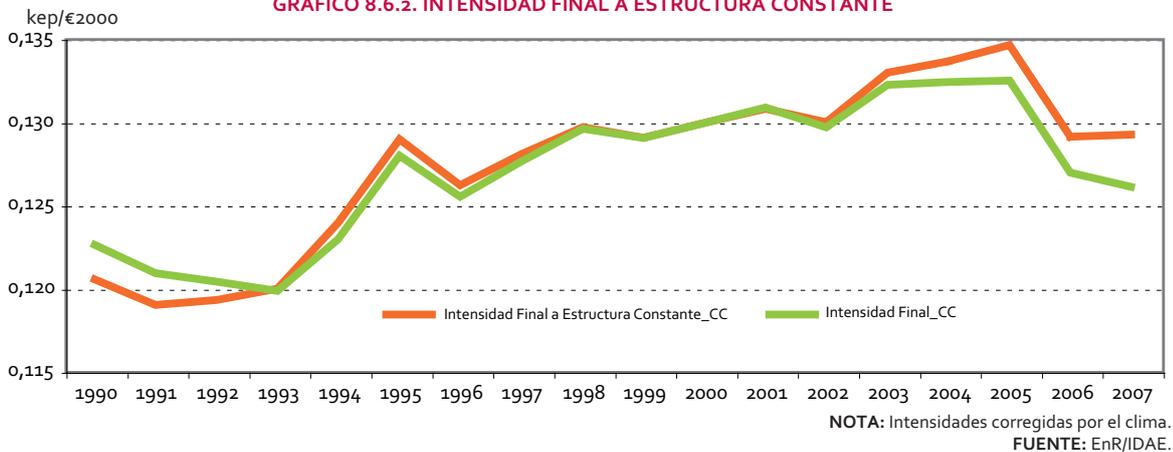
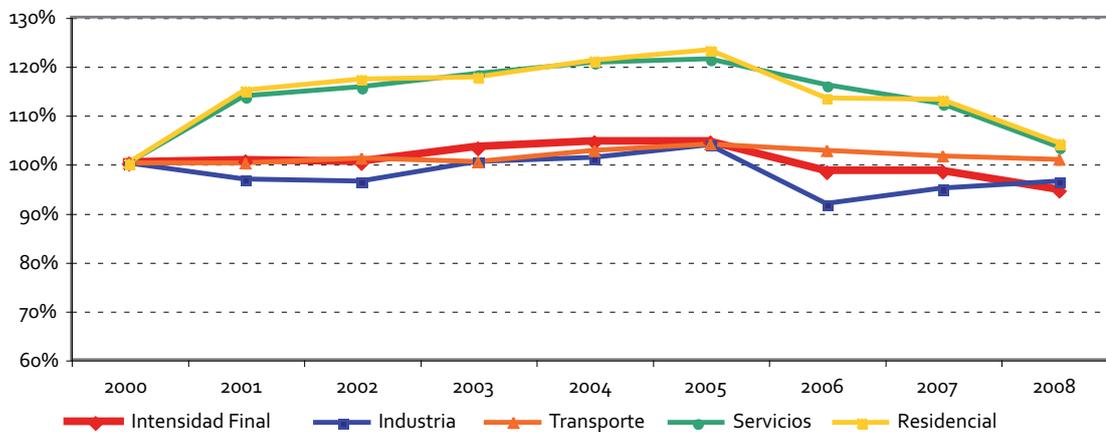




GRÁFICO 8.7. EVOLUCIÓN DE LAS INTENSIDADES FINAL Y SECTORIAL EN ESPAÑA

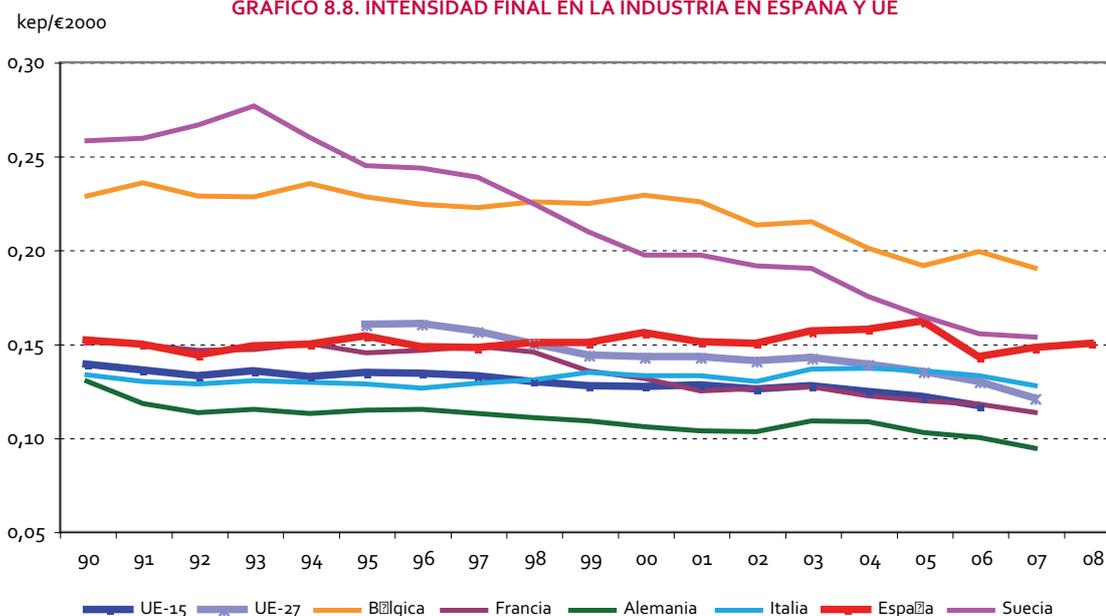


FUENTE: IDAE/MITYC.

No obstante, desde comienzos de siglo, se aprecia una cierta mejora en la intensidad energética de la industria en general, lo cual resulta evidente a partir del 2005. La comparación de este indicador a nivel europeo evidencia unos valores superiores a la media europea, si bien parece observarse una tendencia a la convergencia.

Una de las causas del mayor valor de la intensidad energética de la industria nacional obedece a la rama de Minerales no metálicos, muy intensiva en energía, siendo responsable de aproximadamente un cuarto del consumo energético de la industria. Esta rama de la industria, y en concreto la producción de cemento, se encuentra ligada al

GRÁFICO 8.8. INTENSIDAD FINAL EN LA INDUSTRIA EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: IDAE/MITYC.



sector de la construcción, que en la actualidad se encuentra atravesando una situación de crisis coyuntural que previsiblemente afecte a su demanda energética futura, con impacto en el indicador de la intensidad. Por países, presentan interés Alemania, Italia y Francia con menores intensidades que la española, y por constituir un referente en la mejora de la competitividad a la que debe tender nuestra economía.

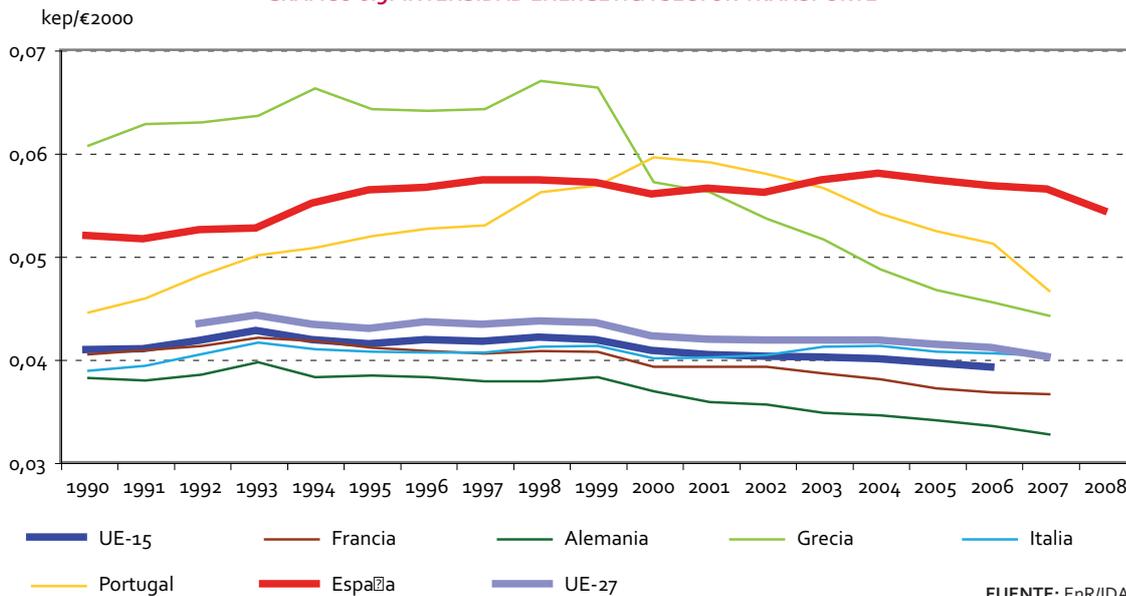
Sector Transporte

El transporte se distingue por ser el sector más consumidor, con un 40,18% del consumo de energía final en 2008. El consumo, basado mayoritariamente en la demanda de productos petrolíferos, muestra una tendencia a la estabilización, habiendo registrado un descenso próximo al 3% a lo largo del 2008. El análisis de la evolución comparada de la intensidad de este sector a nivel

europeo, expresada como la ratio entre consumo energético del sector transporte y el Producto Interior Bruto, resulta valores superiores a la media europea, mostrando al mismo tiempo una estabilización hacia la segunda mitad de los noventa, con una evolución en el entorno de 0,0515 $kep/€_{2000}$, es decir, más de un 40% superior al valor medio de la UE.

La causa principal de la diferencia y divergencia entre los indicadores nacional y europeo se encuentra en el elevado consumo energético que este sector presenta a nivel nacional, debido a factores como el aumento de movilidad y niveles de motorización. Respecto a lo último, una particularidad del parque nacional de turismos es su creciente dieselización, especialmente desde finales de los noventa, y a un ritmo superior al del conjunto de la UE-15. Es posible que este factor haya contribuido, sino a la mejora de la eficiencia energética del sector, al menos a paliar un empeoramiento

GRÁFICO 8.9.-INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR TRANSPORTE



FUENTE: EnR/IDAE.

que, de otro modo, se habría producido considerando las características propias del sector transporte a nivel nacional. Entre estas características mencionadas, se encuentran la posición geográfica española, que convierte a nuestro país en zona de paso para el tráfico de mercancías y personas por carretera, la antigüedad del parque nacional de vehículos y el uso del vehículo privado.

Usos Diversos: Sector Residencial y Sector Terciario

El consumo de energía final de los sectores identificados bajo la categoría de "Usos Diversos", Residencial, Terciario, Agricultura y Pesca, disminuyó el pasado año un 4,73%, con respecto al año anterior, alcanzando los 29.059 ktep. La mayor parte de este consumo fue absorbido por los sectores residencial (56%) y terciario (32%).

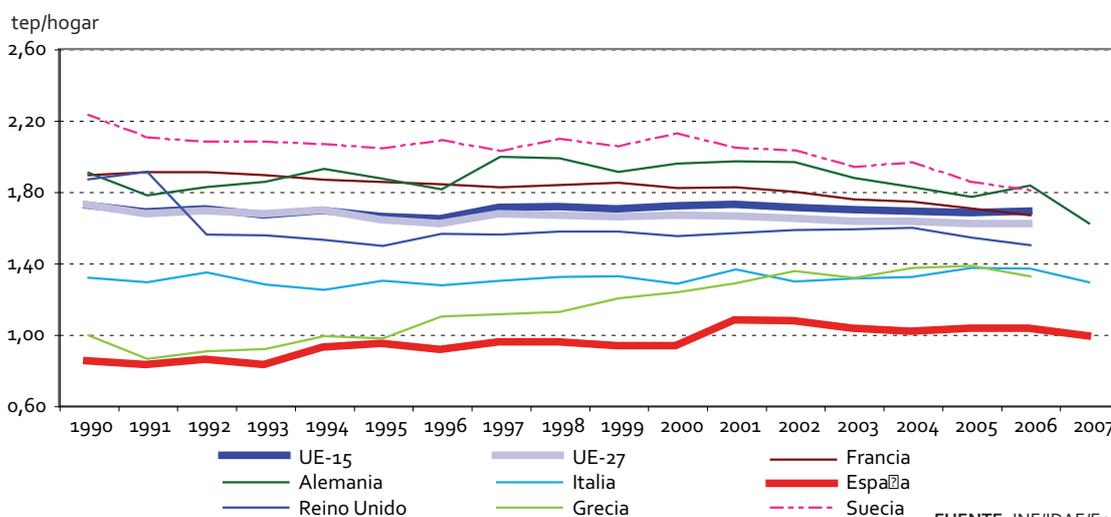
En lo que se refiere al sector residencial, la distribución del consumo energético por usos registra-

da en el año 2007, último año disponible para este tipo de información, muestra al consumo asociado a calefacción de las viviendas (47%) como el mayor demandante de energía. Este dato contrasta el 67% de cuota que este uso registra en la media europea, lo cual se explica en buena parte por la benevolencia de nuestro clima en invierno.

Por otra parte, de acuerdo a la última información disponible correspondiente al año 2007, la comparación a nivel europeo del consumo energético por hogar corregido por el clima, sitúa a nuestro país como el menos intensivo energéticamente con aproximadamente 1 tep/hogar, entre un 35 y un 40 por ciento inferior al consumo energético medio de un hogar europeo.

Con respecto al sector terciario, el consumo energético en los últimos años parece haberse estabilizado. Atendiendo al consumo por fuentes energéticas, cabe destacar la creciente participación del consumo eléctrico, que representa más del 60% del consumo total de este sector. Se espera

GRÁFICO 8.10. INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR RESIDENCIAL CON CORRECCIONES CLIMÁTICAS



FUENTE: INE/IDAE/EnR.



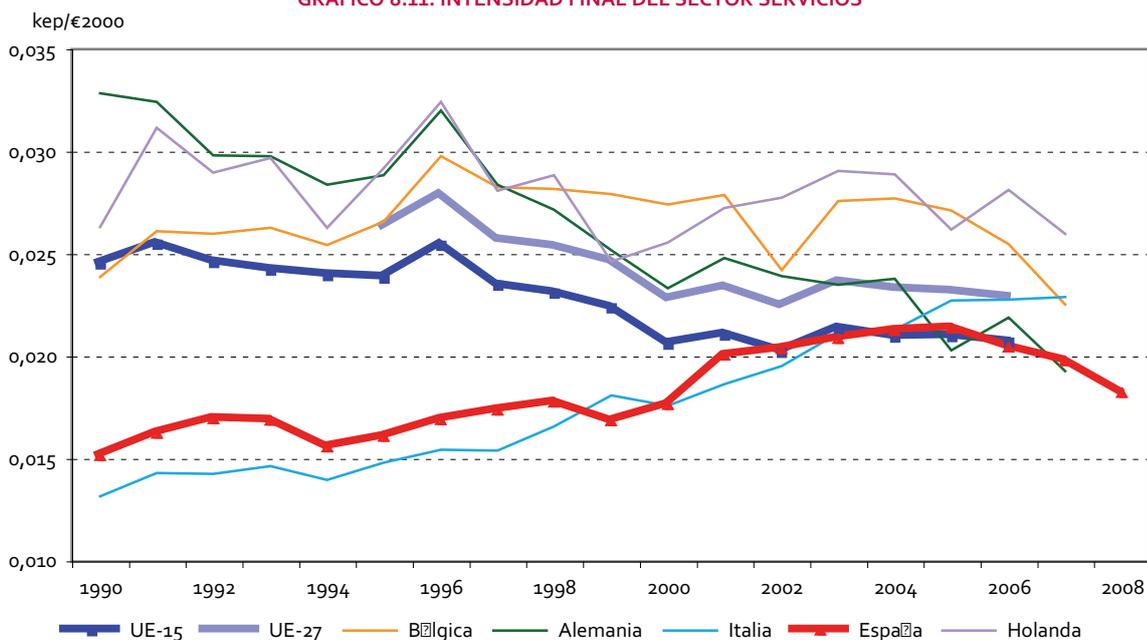
que la normativa de reciente aplicación en lo relativo a la edificación contribuya a paliar a medio plazo la demanda eléctrica en climatización e iluminación del sector terciario.

En cuanto a la evolución de la intensidad energética del sector terciario, la situación correspondiente al año 2008 muestra una mejora del 7,9%, atribuible tanto a la disminución del 5% del consumo energético del sector como al crecimiento económico del mismo del 3,10%. La comparación a nivel europeo de las intensidades del sector servicios, permite contrastar la situación de España, por encima de la media de la UE-15 y por debajo de países como Bélgica, Holanda y Alemania. Este hecho encuentra explicación en la importancia que tiene para España la actividad turística, que demanda más energía por unidad de producción, resultando así un sector servicios más intensivo que en otros países de nuestro entorno.

Por otra parte, como ya se ha señalado, el consumo eléctrico, debido principalmente a las necesidades de climatización, es el principal componente determinante de la evolución del consumo energético de este sector. De ahí que, a diferencia de la media europea y mayoría de países europeos, especialmente los del norte, la intensidad eléctrica tenga tanta relevancia en nuestro país. Es previsible que la creciente importancia del gas natural en el consumo energético en este sector contribuya en lo sucesivo a atenuar la evolución de este indicador experimentada por la productividad en dicho año.

Finalmente, un análisis complementario se obtiene del indicador, expresado como el consumo energético por empleado, en cuyo caso la mejora fue del orden del 7,2%. Por otra parte, de la evolución comparada de ambos indicadores se puede observar una mejora de la productividad del sector desde el año 2004.

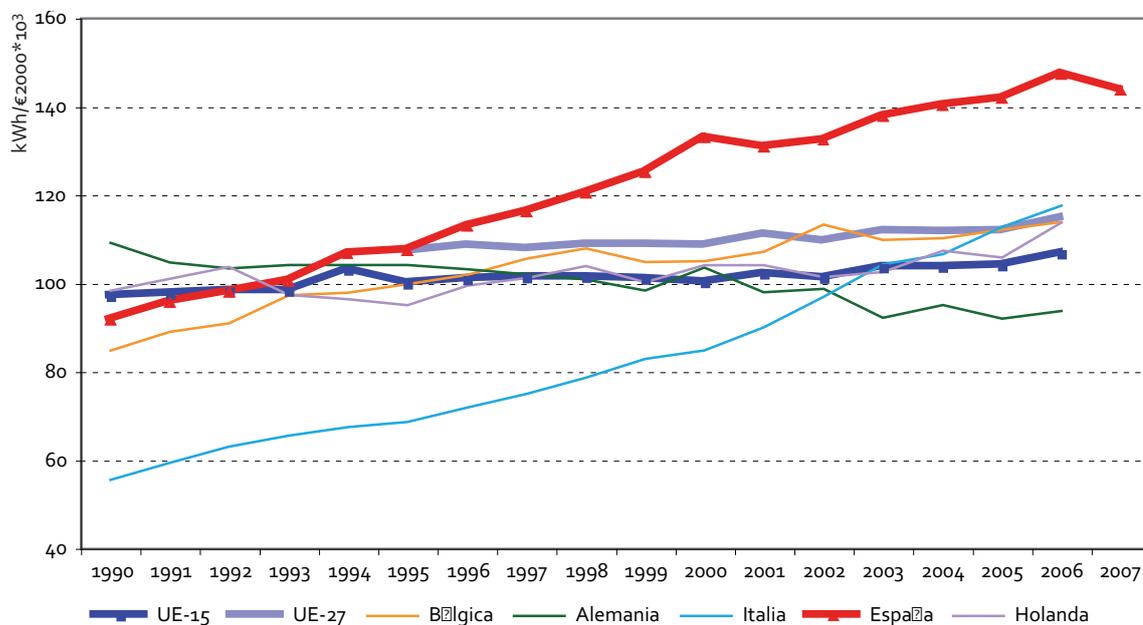
GRÁFICO 8.11. INTENSIDAD FINAL DEL SECTOR SERVICIOS



FUENTE: EnR/IDAE.

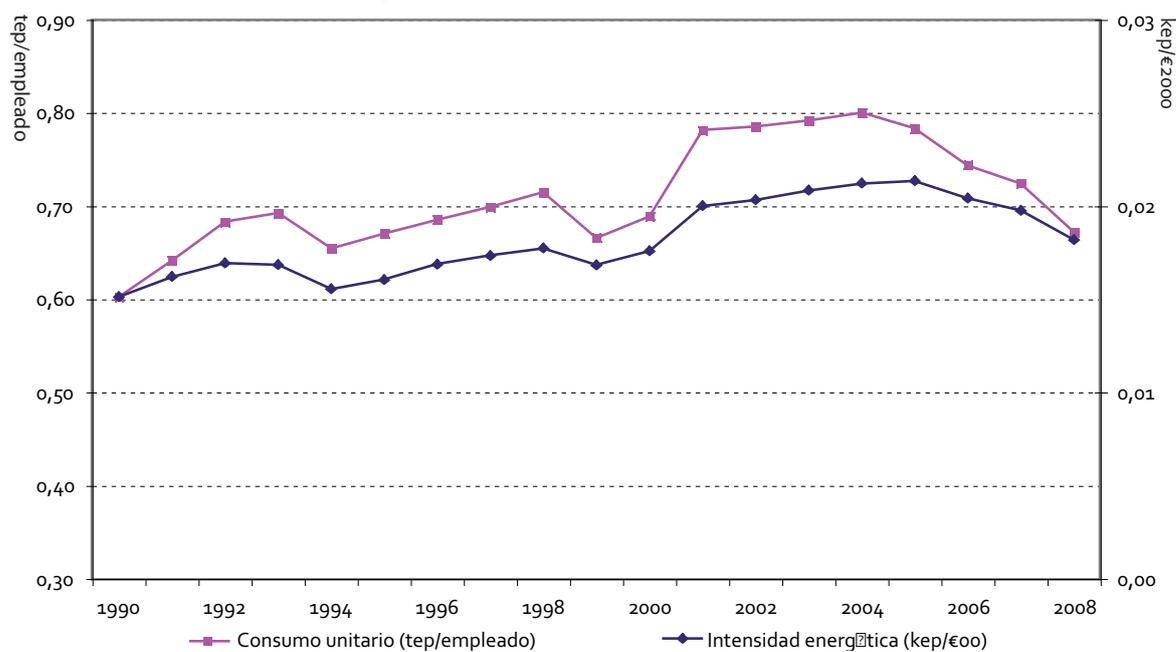


GRÁFICO 8.12. INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS



FUENTE: EnR/IDAE.

GRÁFICO 8.13. INTENSIDADES ENERGÉTICAS DEL SECTOR TERCIARIO



FUENTE: EnR/IDAE.

8.2. COGENERACIÓN

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la demanda de calor útil representa una prioridad de carácter estratégico dados los beneficios que supone en cuanto a ahorro de energía primaria, eliminación de pérdidas en la red y emisiones evitadas, a lo que se suma la contribución a la seguridad y diversificación del suministro energético. A nivel comunitario, su importancia se refleja en la Directiva 2004/8/CE relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía, transpuesta a nivel nacional mediante el Real Decreto 616/2007.

El objetivo de este Real Decreto es la creación de un marco para el fomento de la cogeneración de alta eficiencia basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria. Para ello, se prevé el análisis y evaluación del potencial nacional de cogeneración de alta eficiencia, de las barreras 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. Asimismo, con el fin de que las estadísticas a nivel europeo sobre la electricidad producida con cogeneración sean homogéneas, establece el procedimiento de cálculo de la electricidad producida y de ahorro de energía primaria por este tipo de instalaciones. Lo anterior se recoge en una Guía Técnica, recientemente publicada, en cuya elaboración ha participado el IDAE. Ello posibilitará el cálculo del complemento retributivo en función de la eficiencia en las instalaciones con

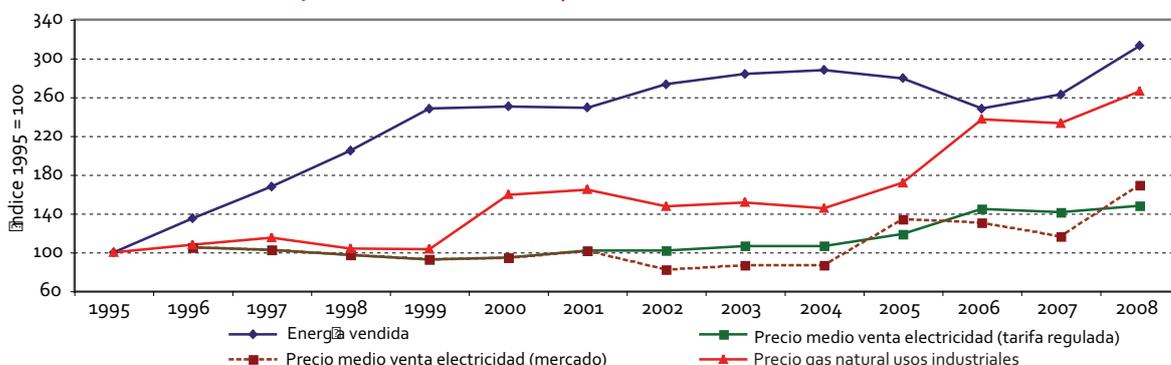
derecho al mismo, según lo dispuesto por el RD 661/2007 por el que se regula la producción eléctrica en el Régimen Especial. Este nuevo marco de fomento de la cogeneración favorecerá el cumplimiento de los objetivos del Plan de Acción 2008-2012 al 2012 de alcanzar 8.400 MW de potencia instalada de cogeneración.

En cuanto a la situación de la cogeneración en nuestro país, de acuerdo a la información disponible a partir de las *Estadística sobre Ventas de Energía del régimen Especial* realizada por la Comisión Nacional de la Energía (CNE), la potencia en funcionamiento a finales de 2008 alcanzaba los 6.168 MW, lo que supone un incremento de 108 MW respecto a la situación a finales del 2007. Según la citada fuente, la producción eléctrica vertida a red por las instalaciones de cogeneración en el año 2008 fue de 21.072 GWh, lo que representa un aumento del 19% con relación al año anterior, así como una cobertura del 7,5% a la demanda eléctrica en barras de central. Una explicación a esta mayor producción eléctrica puede deberse al aumento en la retribución a la electricidad, especialmente en el mercado.

En cuanto a la situación de la cogeneración en nuestro país, según la información disponible correspondiente a la *Estadística 2007 de Centrales de Cogeneración*, realizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en colaboración con el IDAE, la potencia en funcionamiento a finales de 2007 alcanzaba los 6.005 MW. El balance de altas y bajas registradas durante dicho año arroja un saldo positivo de 61,6 MW, imputadas principalmente al incremento de 41,11 MW en el sector servicios y en menor medida al sector industrial, con 20,52 MW adicionales.

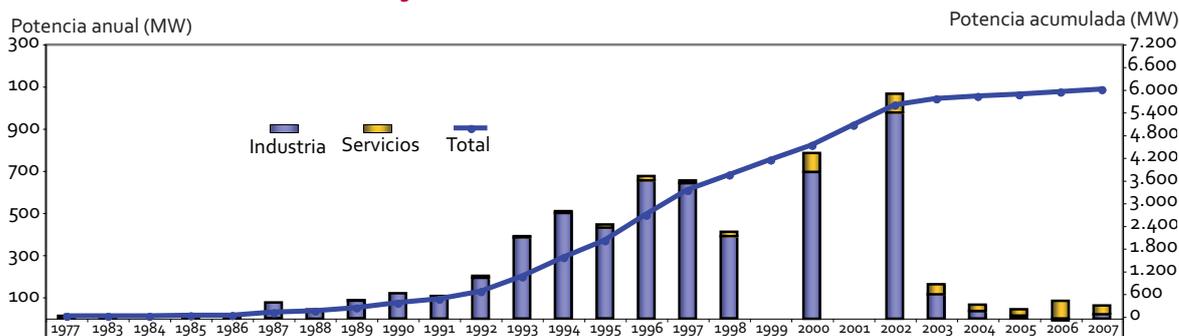


GRÁFICO 8.14. ENERGÍA VERTIDA A RED, PRECIOS DEL GAS Y ELECTRICIDAD VENDIDA



FUENTE: CNE, AIE, IDAE.

GRÁFICO 8.15. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA DE COGENERACIÓN



FUENTE: MITYC/IDAE.

En términos absolutos, la nueva potencia instalada durante 2007 ha sumado un total de 123 MW. Este incremento, ha venido liderado por el sector servicios con cuatro nuevas instalaciones de potencia 42 MW. En siguiente orden de magnitud, los sectores de producción de minerales no férricos y de la industria química, han instalado respectivamente una y dos nuevas plantas, que a su vez han supuesto 10 y 33 nuevos MW de potencia añadida. Igualmente, se han registrado aumentos en la potencia instalada de los sectores de extracción, transformados metálicos y otras ramas industriales, respectivamente de 3, 7 y 28 MW adicionales. En cuanto a las bajas de potencia registradas durante el año 2007, éstas han ascendido a

62 MW, localizadas, principalmente, en los sectores papelero y textil, con una disminución respectiva de 34 y 16 MW causada por la retirada en cada uno de los sectores mencionados de 2 y 4 instalaciones. En general, estas bajas se han producido mayoritariamente en instalaciones basadas en turbinas de vapor a contrapresión y en turbinas de gas con recuperación de calor.

En 2007, en línea con la situación observada desde el año 2003, causaron baja 4 instalaciones de cogeneración, un número significativamente inferior a las 17 bajas registradas el año anterior. La confluencia de la reducción del número de instalaciones y del aumento de potencia instalada, lleva

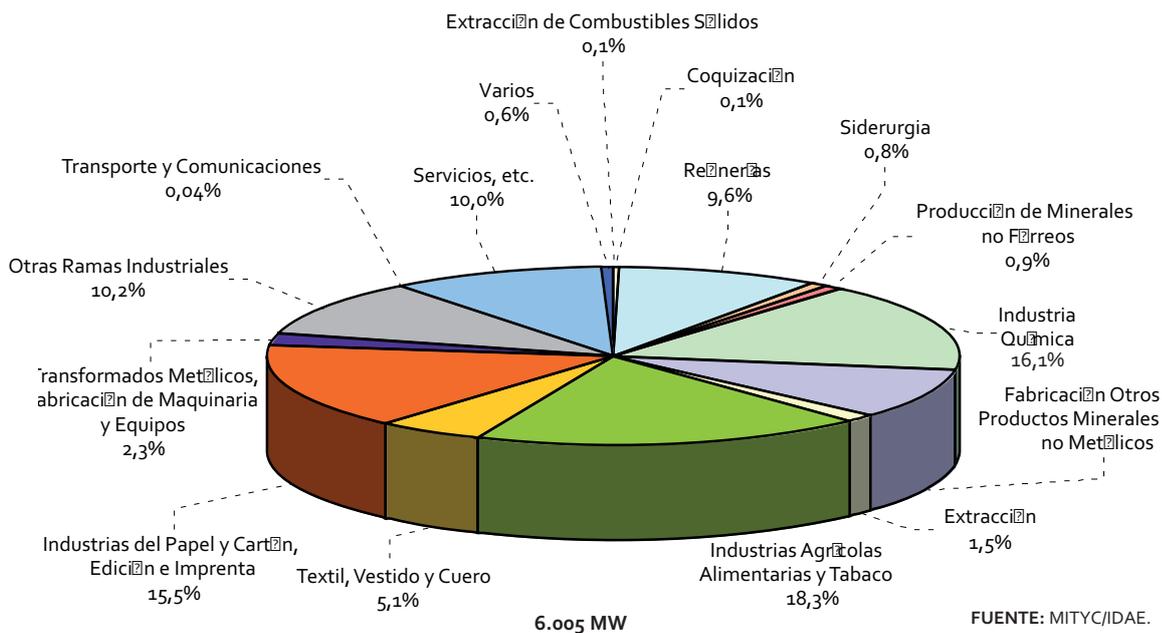


a un incremento del tamaño medio de las plantas en funcionamiento, alcanzando los 9,21 MW en 2007. Por sectores, destaca la potencia media instalada en cuatro ramas industriales: refiné- rias (52,5 MW), química (18,6 MW), papel y cartón (14,3 MW) y extracción de minerales no energé- ticos (11,6 MW). Igualmente, un análisis de los sec- tores muestra que cerca del 70% de la potencia instalada se concentra en cinco ramas industria- les: la agrícola, alimentaria y de bebidas y tabaco (18,3%), las de papel y cartón (15,5%), química (16%) y las de refiné- rias (9,6%) y otras ramas industriales (10,2%). Destaca también, por el número de instalaciones y por la potencia asocia- da a las mismas, el sector terciario, con un progre- sivo incremento en su potencia, alcanzando a finales de 2007, con 597,6 MW, cerca del 10% de la potencia instalada a finales de 2007.

En conjunto, el sector industrial sigue mostrando síntomas de desaceleración, ya evidentes desde 2003. Puede afirmarse que desde entonces, el motor impulsor de la cogeneración, en lo que a nueva potencia instalada se refiere, es el sector de servicios, que en el periodo 2003-2007 ha incre- mentando su potencia a una tasa media anual del 12%.

Desde un punto de vista tecnológico, destacan los motores de combustión interna y los ciclos combi- nados, quienes conjuntamente representan el 68% de la potencia total instalada a finales de 2007. Los motores de combustión interna siguen siendo, tanto por potencia como por número de instalaciones, la tecnología líder, con un total de 463 instalaciones con una potencia asociada de 2.638 MW. Le siguen en importancia los ciclos

GRÁFICO 8.16. SECTORIZACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA, 2007



CUADRO 8.5. POTENCIA INSTALADA Y NÚMERO DE INSTALACIONES

Sector	Potencia (MW)							
	1998	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Extracción de Combustibles Sólidos	2,0	4,0	4,0	4,0	5,3	5,3	5,3	5,3
Extracción de Hidrocarburos, Serv. Anejo	7,0	-	-	-	-	-	-	-
Coquitación	9,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Refinerías	405,4	580,0	580,0	580,0	577,2	577,2	577,2	577,2
Siderurgia	48,0	54,0	62,6	62,6	62,7	85,1	50,1	47,1
Producción de Minerales No Férreos	11,0	36,0	36,0	41,4	41,4	38,8	44,2	53,9
Industria Química	541,4	583,8	975,7	967,0	944,2	930,0	932,0	965,0
Fabricación Otros Productos Minerales No Metálicos	433,4	485,7	540,7	506,2	535,9	537,0	548,4	542,7
Extracción	104,0	95,6	86,8	91,6	87,8	80,4	89,3	92,6
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	531,4	849,6	1.032,5	1.045,3	1.078,7	1.076,1	1.097,3	1.096,0
Textil, Vestido y Cuero	373,4	373,9	409,0	408,6	412,0	370,7	323,6	307,6
Industrias del Papel y Cartón, Edición e Imprenta	114,0	130,5	136,8	134,9	137,9	133,8	131,2	137,8
Otras Ramas Industriales	328,4	413,7	525,2	587,9	581,9	637,7	582,6	610,9
Transporte y Comunicaciones	5,0	5,3	3,3	3,3	2,6	2,6	2,6	2,6
Servicios, etc.	176,0	268,0	358,6	404,8	432,4	472,1	555,3	597,6
Varios	45,0	42,2	42,2	42,2	44,2	35,2	35,8	34,5
Total	3.748,8	4.533,6	5.599,4	5.761,0	5.826,4	5.869,3	5.943,4	6.005,0

Sector	Instalaciones (número)							
	1998	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Extracción de Combustibles Sólidos	2	2	2	2	3	3	3	3
Extracción de Hidrocarburos, Serv. Anejo	1	-	-	-	-	-	-	-
Coquitación	1	1	1	1	1	1	1	1
Refinerías	11	12	11	11	11	11	11	11
Siderurgia	4	4	6	6	6	8	7	6
Producción de Minerales No Férreos	49	51	60	58	54	51	50	52
Industria Química	49	51	60	58	54	51	50	52
Fabricación Otros Productos Minerales No Metálicos	139	152	160	152	157	132	132	128
Extracción	8	9	8	9	8	8	8	8
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	58	63	66	63	61	53	44	40
Textil, Vestido y Cuero	59	71	75	79	75	69	67	65
Industrias del Papel y Cartón, Edición e Imprenta	14	19	21	19	21	18	16	16
Otras Ramas Industriales	48	70	79	84	84	76	71	70
Transporte y Comunicaciones	5,0	5,3	3,3	3,3	2,6	2,6	2,6	2,6
Servicios, etc.	3	3	2	2	2	2	2	2
Varios	45	66	93	88	98	82	88	92
Total	531	656	744	735	743	673	656	542

FUENTE: IDAE.



combinados, con 41 instalaciones y 1.420 MW de potencia instalada, y en menor medida las turbinas de gas y las turbinas de vapor con respectivamente 102 y 46 instalaciones y potencia instalada de 1.092 MW y 855 MW.

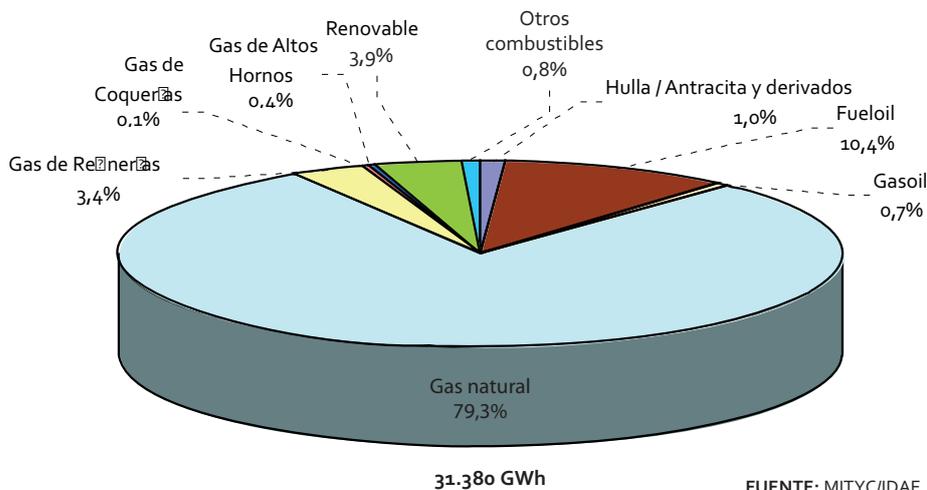
Por último, la producción eléctrica¹ en 2007 de las instalaciones de cogeneración, alcanzó los 30.141 GWh, un 4,1% superior respecto al año 2006. A este aumento han contribuido por orden de importancia los siguientes combustibles: gas de coquerías, fuel-oil, energías renovables y gas natural, cuya aportación se vio parcialmente compensada por el descenso experimentado en la producción basada en el gas de altos hornos, gasoil, gas de refinerías y hulla. En términos absolutos, cerca del 80% de la producción eléctrica total de estas instalaciones procede del gas natural, mientras que un 10% deriva del fuel oil, siendo la aportación de los restantes combustibles inferior al 4,7% producido por las energías renovables.

8.3. ENERGÍAS RENOVABLES

Las Energías Renovables en 2008

De acuerdo con los datos provisionales del año 2008, el consumo de energía primaria decreció en un 3,1% con respecto al año anterior, mientras que el consumo primario de energías renovables creció casi a un 8.9% —cerca de 900 tep—. Con un consumo de 10,8 millones de tep en 2008, las energías renovables han aumentado en términos absolutos en un escenario de decrecimiento de los consumos primarios contribuyendo en cerca de un 7,6% a satisfacer las necesidades de energía primaria, casi un punto porcentual más que en 2007. Si se tiene en cuenta el nuevo indicador de contribución renovable de la Directiva de Energías Renovables, la participación de las energías renovables sobre el consumo bruto de energía final alcanzó un 10,1% (8,8% en 2007).

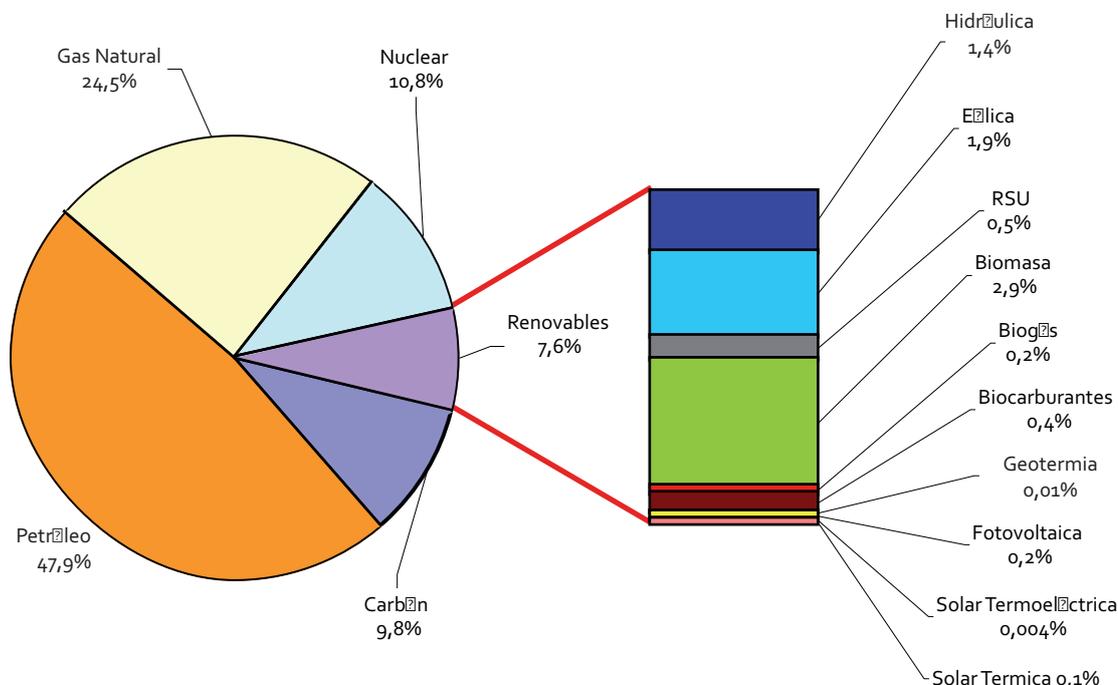
GRÁFICO 8.17. REPARTO DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA 2007 POR COMBUSTIBLES



¹ Se contabiliza tanto la producción vertida a red como la consumida en las instalaciones de cogeneración.



GRÁFICO 8.18. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2008. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS



FUENTE: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio-IDAE.

En generación eléctrica, con una producción bruta de 62.555 GWh, las energías renovables aportaron el 19,7 % de la producción (bombeo excluido), frente al 18,6% de la electricidad de origen nuclear. La producción eléctrica renovable es aportada en un 88% por la energía hidráulica y eólica. Esta última tecnología experimentó en 2008 un incremento, en términos de producción, del 14,6% con respecto al año anterior, como consecuencia, en parte, de un importante aumento de su potencia instalada con respecto al año anterior (12%). Cabe destacar también los incrementos de aportación eléctrica de la energía solar (fotovoltaica 413%, y termoeléctrica 97% con respecto a 2007).

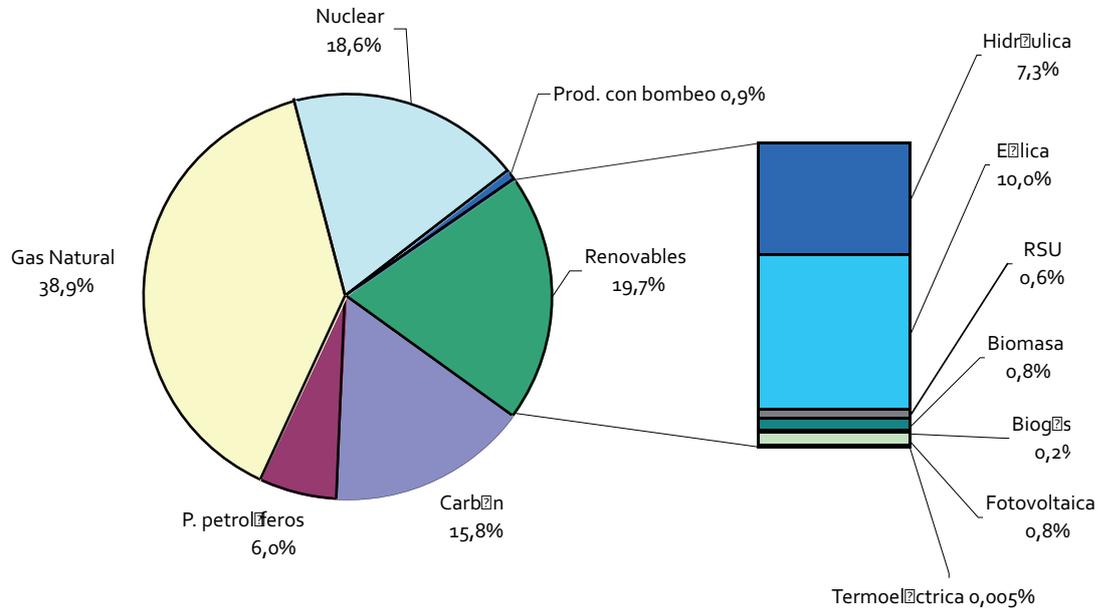
La actividad de las energías renovables ha estado caracterizada por los progresos realizados en el

consumo primario de biocarburantes (56%); la producción primaria fotovoltaica (413%) multiplicándose por cinco su capacidad instalada en este último año con respecto a 2007; y también destaca el aumento de la producción primaria de energía solar termoeléctrica en un 97% en este último año, dado que aumentó su capacidad instalada en 50 MW. Constituye sin duda un área con grandes expectativas de crecimiento previstas para los próximos años.

En cuanto a la producción energética hidráulica del 2008, debe destacarse que la hidraulicidad en ese año fue inferior en comparación con 2007, disminuyendo en 2008 la producción eléctrica en esta área. Esta disminución de producción hidráulica se debe principalmente a que la producción de las instalaciones mayores de 50 MW ha sido inferior a lo pre-



GRÁFICO 8.19. ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2008



FUENTE: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio-IDAE.

visto, resultando estas las últimas las más afectadas por el bajo año hidráulico 2008. No obstante, la producción energética en el año 2008 asociada a las energías renovables (en términos del año medio considerado en el PER 2005-2010) ha sido mayor que en 2007 por verse incrementada la capacidad instalada hidráulica menor de 50 MW.

El consumo de energías renovables en nuestro país, como consecuencia de las diferentes políticas de intensificación de estas energías, viene mostrando desde comienzos de siglo una tendencia creciente, únicamente interrumpida en aquellos años especialmente secos. Cabe destacar, que

pese a la disminución del consumo de energía primaria que ha sufrido España en 2008, las energías renovables han conseguido aumentar su participación con respecto al año anterior en casi un punto porcentual sobre el total de energía primaria consumida, abasteciendo una demanda de 10,8 Mtep.

Igualmente, si 2008 se hubiera caracterizado por ser un año tipo medio, el consumo de energías renovables habría superado los 12,6 millones de tep, cubriendo el 63% del objetivo de consumo primario de las fuentes renovables previsto en el PER 2005-2010.

CUADRO 8.6. PRODUCCIÓN CON FUENTES RENOVABLES EN 2008

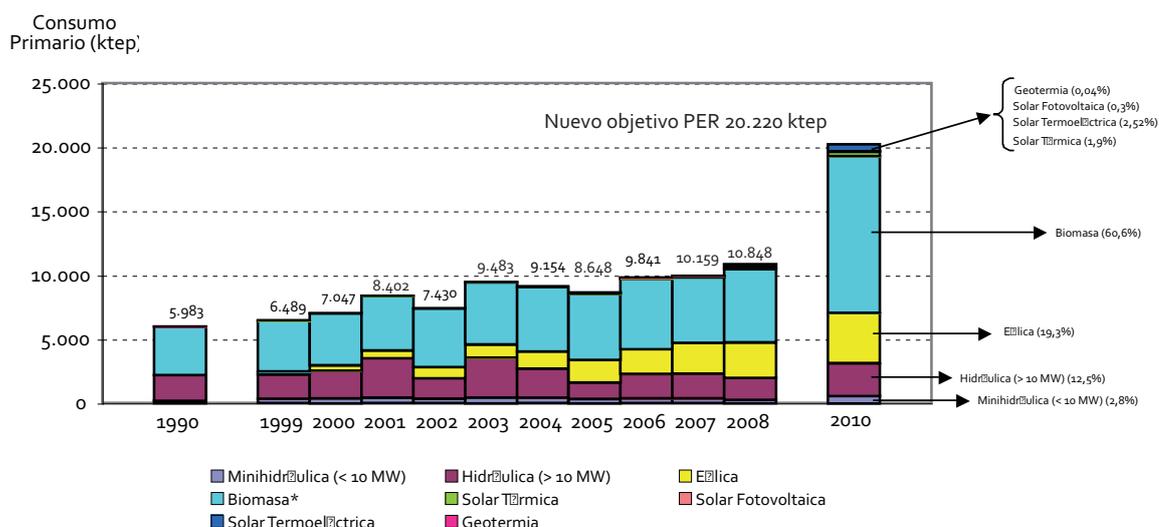
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (Provisional 2008) (ktep)	producción de términos de Energía Primaria (Año Medio) ⁽¹⁾ (ktep)
<i>Generación de electricidad</i>				
Hidráulica (> 50 MW) (2)	13.521	9.802	843	2.151
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	3.058	10.517	904	526
Hidráulica (< 10 MW)	1.872	2.952	254	499
Biomasa	374	2.485	683	740
R.S.U.	189	1.835	770	395
Eólica	16.546	31.802	2.735	3.415
Solar fotovoltaica	3.270	2.512	216	422
Biogás	149	635	202	282
Solar termoeléctrica	61	15	6	14
Total áreas eléctricas	39.041	62.555	6.613	8.444
<i>Usos térmicos m² solar t. baja temp. (ktep)</i>				
Biomasa			3.470	3.470
Biogás			26	26
Solar térmica de baja temperatura	1.664.771		129	129
Geotermia			8	8
Total áreas térmicas			3.634	3.634
<i>Biocarburantes (transporte)</i>				
Total biocarburantes			601	601
Total energías renovables			10.848	12.679
Consumo energía primaria (ktep)			142.075	142.075
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			7,6%	8,9%

(1) Datos de 2008, provisionales. Para las áreas eléctricas, se incluye la producción correspondiente a un año referencia de acuerdo a las horas medias y rendimientos considerados en el PER 2005-2010. Se consideran para ello las potencias en servicio a 31 de diciembre.

(2) No incluye la producción con bombeo.

FUENTE: IDAE.

GRÁFICO 8.20. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA



*Incluye R.S.U., biogás y biocarburantes
 Datos 2008, provisionales.

FUENTE: IDAE.



Seguimiento 2007 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 2010², 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 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.

CUADRO 8.7. RESUMEN PER 2005-2010

Parámetro	Conjunto áreas renovables
Apoyo Público	8.492,24 millones €
Inversión	23.598,64 millones €
Producción Energética	10.480.526 tep
Total	
Empleo Generado	94.925 empleos netos
Emisiones Evitadas frente	Periodo 2005 - 2010:
a Ciclo Combinado con	76.983.254 tCO ₂
Gas Natural	

FUENTE: PER.

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 €.

A falta de finalizar la elaboración del informe de seguimiento correspondiente al año 2008, la Memoria de Seguimiento 2007 del PER, pone de manifiesto los incrementos en la capacidad instalada y en la producción de energía renovable proveniente de las instalaciones puestas en marcha desde el comienzo del Plan hasta 2007. Así mismo se muestra el grado de desarrollo de los distintos sectores y su porcentaje de cumplimiento global con respecto a 2007 y las previsiones de 2010. Finalmente, se resumen el volumen de inversiones y las ayudas públicas recibidas por tipo de sector renovable.

El cuadro 8.8 muestra cómo el desarrollo del PER durante 2007 ha sido muy superior al previsto para las áreas de generación eléctrica, bastante inferior en los usos térmicos y bastante superior en el caso de los biocarburantes, si bien los datos de la tabla se corresponden con capacidad de producción puesta en marcha y no de consumo.

Por grupos, las áreas de generación de electricidad, con 3.926 MW instalados durante el pasado año 2007, han cubierto el 148,2% del objetivo de nueva potencia establecido en el Plan para ese año. La nueva potencia acumulada durante los tres primeros años del PER (2005-2007), alrededor de 7.700 MW, supone un 49,7% del objetivo fijado hasta la finalización del Plan en el año 2010.

² Establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y objetivo central del anterior Plan de Fomento.

CUADRO 8.8: GRADO DE DESARROLLO EN 2007 EN TÉRMINOS DE POTENCIA/ENERGÍA⁽¹⁾

	Unidad	Objetivos de incremento				Realizado				Grado de desarrollo (%)	
		2005	2006	2007	2005-2010	2005	2006	2007	Acumulado 2005-2007	2007 s/Objetivo 2007	Acumulado a 2007 s/Objetivo 2010
Generación de electricidad											
HIDRÁULICA	MW	127	127	130	810	64	94	56	214	42,7%	26,4%
Hidráulica (> 50 MW)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	MW	57	57	60	360	14	64	25	102	41,3%	28,4%
Hidráulica (< 10 MW)	MW	70	70	70	450	50	31	31	111	43,9%	24,8%
BIOMASA	MW	10	90	220	1.695	10	38	8	55	3,6%	3,3%
Centrales de Biomasa	MW	10	40	95	973	10	38	8	55	8,4%	5,7%
Co-combustión	MW	0	50	125	722	0	0	0	0	0,0%	0,0%
EÓLICA	MW	1.800	2.000	2.200	12.000	1.601	1.803	3.375	6.779	153,4%	56,5%
SOLAR FOTOVOLTAICA	MW	19	27	46	363	23	100	482	605	1.047,6%	166,7%
Aislada	MW	1	2	2	15	1	1	1	3	45,0%	20,8%
Conectada a red	MW	18	25	44	348	22	99	481	602	1.093,2%	173,0%
BIOGÁS	MW	5	10	12	94	11	9	5	25	43,3%	26,3%
SOLAR TERMOELÉCTRICA	MW	0	10	40	500	0	11	0	11	0,0%	2,2%
Total áreas eléctricas	MW	1.961	2.264	2.648	15.462	1.708	2.055	3.926	7.689	148,2%	49,7%
Usos térmicos (ktep)											
Biomasa	ktep	50	80	85	583	16	40	15	71	17,6%	12,2%
Solar térmica de baja temper.	ktep	11	16	41	325	8	12	19	39	47,1%	12,2%
Superficie (1.000 m ²)	m ²	148	211	531	4.200	107	154	250	511	47,1%	12,2%
Total áreas térmicas	ktep	61	96	126	908	24	52	34	110	27,2%	12,2%
Biocarburantes (ktep)											
Biocarburantes	ktep	50	250	325	1.972	68	262	489	819	150,4%	41,5%
Total biocarburantes	ktep	50	250	325	1.972	68	262	489	819	150,4%	41,5%

(1) Datos de potencia y capacidad instalada para áreas eléctricas y biocarburantes, y datos de energía para áreas térmicas.

FUENTE: IDAE.

En las áreas térmicas, el incremento estimado del consumo durante el pasado año ha sido de 34 ktep, lo que supone haber cubierto el 27,2% del objetivo establecido para el año 2007. El acumulado 2005-2007 se eleva a 110 ktep, lo que representa un 12,2% del objetivo de incremento para usos térmicos hasta el año 2010.

En relación con los biocarburantes, en el año 2007 se aumentó la capacidad de producción en España en 489 ktep, lo que supone un grado de desarrollo con respecto al objetivo de ese año del 150,4%. El incremento acumulado de capacidad durante los tres primeros años del PER asciende a 819 ktep, que equivale al 41,5% del objetivo global del área hasta finales de 2010.

Con respecto a la producción de energía renovable, se recoge en el cuadro 8.9 siguiente la producción en 2007 de Energía Asociada a las instalaciones renovables puestas en marcha desde el comienzo del PER hasta ese año (es decir, entre 2005 y 2007), ascendió a 1.469 ktep, frente a la previsión del PER para ese año de 2.895,6 ktep. Este hecho significa un grado de desarrollo global del 50,7 % de los objetivos energéticos establecidos hasta 2007, y un 14,0 % de la previsión hasta el año 2010.

En conjunto, la producción con energías renovables se ha incrementado durante 2007 en algo más de 528 ktep. De la misma forma, la producción en 2006 de Energía Asociada a las instalacio-

CUADRO 8.9. GRADO DE DESARROLLO EN 2007. PRODUCCIÓN ASOCIADA⁽¹⁾ A INSTALACIONES PER EN TÉRMINOS DE ENERGÍA PRIMARIA

Unidad: ktep/año y %	Producción asociada a instalaciones puestas en marcha					Grado de desarrollo (%) ⁽²⁾	
	Previsiones del PER		Realizado ⁽²⁾			A 2007	A 2007
	... hasta 2007	... hasta 2010	... hasta 2005	... hasta 2006	... hasta 2007	s/Previsión hasta 2007	s/Previsión hasta 2010
Generación de electricidad							
Hidráulica	71	168	8	25	41	57,5%	24,4%
Hidráulica (> 50 MW)	-	-	-	-	-	-	-
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	25	59	1	8	15	62,4%	26,2%
Hidráulica	47	109	7	17	26	54,8%	23,4%
Biomasa	809	4.458	30	83	99	12,3%	2,2%
Centrales de Biomasa	433	2.905	30	83	99	22,9%	3,4%
Co-combustión	376	1.552	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólica	990	2.231	149	554	771	77,8%	34,5%
Solar fotovoltaica	11	48	2	8	32	298,3%	67,1%
Aislada	0,4	1,3	0,1	0,2	1,2	299,6%	93,0%
Conectada a red	10	46	2	7	31	298,3%	66,4%
Biogás	54	188	22	26	35	65,3%	18,8%
Solar termoeléctrica	51	509	0	0	1	1,8%	0,2%
Total áreas eléctricas	1.987	7.601	210	695	979	49,3%	12,9%
Usos térmicos							
Biomasa	215	583	16	56	71	33,0%	12,2%
Solar térmica de baja temperatura	69	325	8	20	39	56,8%	12,1%
Total áreas térmicas	284	907	25	76	110	38,8%	12,1%
Biocarburantes							
Biocarburantes	625	1.972	68	170	380	60,8%	19,3%
Total biocarburantes	625	1.972	68	170	380	60,8%	19,3%
Total PER 2005-2010	2.896	10.480	303	941	1.469	50,7%	14,0%

(1) Producción asociada: Tanto la producción prevista como la realizada en cada año, se corresponde con la producción anual asociada a las instalaciones puestas en marcha desde el comienzo del PER (2005) hasta el año de que se trate, ambos inclusive. Para los biocarburantes los datos se presentan en términos de consumo.

(2) Los datos de 'Realizado' se han obtenido a partir de la producción y consumo real de energía, dando lugar a valores en esas columnas, así como en las de 'Grado de desarrollo', muy inferiores a los correspondientes a los incrementos de potencia y capacidad habidos hasta 2007, y ello por tres motivos: discriminación metodológica de las áreas eólica, hidráulica y fotovoltaica; puesta en marcha de un gran número de instalaciones de generación eléctrica durante 2007, pero sin apenas iniciar su producción durante el año; y ausencia de obligación de uso de biocarburantes.

FUENTE: IDAE.

nes de renovables, es decir únicamente las puestas en marcha en 2006 es de 638 ktep.

Por sectores, sigue destacando el crecimiento de la **energía eólica**, que en el periodo 2005-2007 de vigencia del PER ha añadido una nueva potencia de 6.779 MW, con una producción asociada, en términos de energía primaria de 771 ktep.

Por potencia, la energía eólica añadió 3.375 MW durante 2007, lo que representa el 153,4% del objetivo del Plan para ese año. Así mismo, la potencia acumulada en 2005-2007, supone un 56,5% del objetivo global del área hasta finales de 2010. Por lo que se refiere a la producción, en 2007 el grado de desarrollo fue de un 77,8% respecto al previsto y un 34,5% de la previsión del PER para el año 2010.

Mención especial merece el crecimiento de la energía **solar fotovoltaica**, en la que durante el pasado año se instalaron 481,9 MW, diez veces más del objetivo del PER para ese año, con un total acumulado entre 2005 y 2007 de 605 MW nuevos. Sólo durante 2007 se instaló más capacidad que toda la acumulada hasta el comienzo de ese año en el área y más que la potencia instalada en cualquier otra área de generación de electricidad —exceptuando la eólica— con objetivos en el PER, incluyendo las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW, con una tecnología madura y plenamente consolidada. De esta forma, a finales de 2007 se había sobrepasado el objetivo de nueva potencia a instalar en el periodo 2005-2010.

En cuanto a la producción solar fotovoltaica, las cifras siguen siendo modestas en términos relativos, aunque en 2007 se produjo en las instalaciones puestas en marcha desde el comienzo del Plan casi un 300% de la previsión para ese año, y más de un 67% del objetivo de nueva producción para 2010.

El fuerte y creciente ritmo de desarrollo del área en el pasado reciente y la aprobación, el 25 de mayo de 2007, del Real Decreto 661, con un incremento sustancial de la retribución para las instalaciones de entre 100 kW, y 10 MW ha hecho que en el año 2007 se haya alcanzado el 85% del objetivo de 371 MW establecido en el PER para la solar fotovoltaica conectada a red en 2010, lo que obliga a prever un sistema transitorio para gestionar la retribución de las nuevas instalaciones.

En el área de **biomasa para generación eléctrica**, el PER hace una primera división entre las centra-

les de biomasa y la co-combustión en centrales de combustibles fósiles. Con respecto a estas últimas, durante el año objeto de análisis no se han producido novedades, debido a la reciente aprobación del Real Decreto 661 donde se establece el marco de apoyo a estas tecnologías.

En cuanto a las centrales de biomasa, en 2007 se instaló una potencia adicional de 8 MW, que representan únicamente un 8,4% del objetivo establecido para el año. La nueva potencia acumulada durante los tres primeros años de aplicación del PER (55,4 MW), cubren el 5,7% del objetivo de incremento hasta finales de 2010 en este tipo de instalaciones.

Para el conjunto de la biomasa eléctrica —centrales de biomasa y co-combustión—, durante 2007 se han cubierto un 3,6% del objetivo de potencia para ese año, con una nueva capacidad acumulada a finales del pasado año que supone el 3,3% del total previsto en el PER hasta su finalización en 2010.

La energía **minihidráulica** ha cubierto durante 2007 el 43,9% de sus objetivos de potencia para el año y la **hidráulica de media potencia** (entre 10 y 50 MW) el 41,3% de los suyos. Desde la entrada en vigor del PER, el avance en el Área minihidráulica representa casi un 24,8% de sus objetivos de crecimiento hasta el 2010, mientras en el Área Hidráulica entre 10 y 50MW el avance ha supuesto un 28,4 % del objetivo al 2010.

La generación eléctrica con **biogás**, con el objetivo de añadir, durante 2007, 12 MW de potencia, ha cubierto durante el año pasado cerca del 43,3% de ese objetivo.



Por lo que se refiere a la energía **solar termoeléctrica**, no se ha puesto en marcha ninguna instalación en el año 2007.

En cuanto a las dos áreas renovables destinadas a usos térmicos, en conjunto son las que menos desarrollo han obtenido durante el pasado año. Mientras que la **biomasa térmica** sólo ha cubierto el 33% de sus objetivos energéticos para el año 2007, la **energía solar térmica** de baja temperatura ha alcanzado el 56%,8 de los suyos, en cualquier caso se trata de valores muy discretos en comparación con el crecimiento de los biocarburantes y, sobre todo con el de algunas de las áreas de generación eléctrica.

Finalmente, en el área de **biocarburantes**, durante el pasado año se han puesto en marcha instalaciones que superan la nueva capacidad prevista en el PER para 2007, concretamente se ha cubierto el 150,4% del objetivo del año, habiéndose cubierto durante los tres primeros años de vigencia del Plan alrededor del 41,5 % del objetivo de crecimiento a 2010 respecto a capacidad de producción y el 19,3 % del objetivo global de crecimiento hasta 2010, si tenemos en cuenta el consumo total.

Como ya se ha señalado, el crecimiento global de la producción con energías renovables hasta el año pasado se ha quedado en un 50,7% del objetivo previsto para 2007. La energía solar fotovoltaica ha sido la que mayor crecimiento relativo ha experimentado.

Los biocarburantes, han alcanzado prácticamente la mitad de la previsión de crecimiento de la producción del PER.

El valor de cumplimiento de la energía eólica es notoriamente inferior al mencionado en términos de potencia, debido principalmente al menor factor de capacidad real para las instalaciones eólicas, respecto al estimado en el Plan. En menor medida, también influye que entraron en funcionamiento numerosos parques eólicos finalizando 2007, cuya producción media anual no se contabilizará hasta el año 2008.

A la hora de evaluar el avance de los resultados energéticos sobre los objetivos globales del Plan a lo largo de toda su vida, el resultado para el conjunto de las áreas se sitúa en el 14,0% destacando, como ya se ha comentado el desarrollo de la energía eólica, tanto en términos absolutos como en relativos —cubierto el 34,5% del objetivo del área para 2010—. A finales de 2007 los Biocarburantes habían alcanzado un 19,3%, la fotovoltaica alrededor del 67,1% y cerca del 18,8% el biogás de sus respectivos objetivos hasta el final de la década.

El desarrollo de la energía solar térmica de baja temperatura aún es bajo en comparación con el fuerte crecimiento previsto en el PER hasta 2010, aunque la entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación en septiembre de 2006 sugiere un crecimiento importante de este tipo de instalaciones en un próximo futuro.

Unas áreas a las que hay que prestar especial atención son las de biomasa, tanto en sus aplicaciones eléctricas —centrales de biomasa y co-combustión— como en las térmicas.

Por lo que se refiere a las primeras, la producción durante el pasado año asociada a centrales de

biomasa puestas en marcha entre 2005, 2006 y 2007, se queda en el 2,2% del objetivo global hasta 2010 y la co-combustión aún no había comenzado a finales de 2007, pero la aprobación en mayo de 2007 del Real Decreto 661, elevando significativamente la retribución de la generación de electricidad con biomasa y reconociendo la posibilidad de cobrar una prima por aquellas instalaciones del régimen ordinario que lleven a cabo actividades de co-combustión, abren la puerta a un crecimiento sensiblemente mayor de este tipo de generaciones durante los próximos años.

En segundo lugar, merece mención la evolución de la biomasa para usos térmicos, una actividad que depende de unos potenciales usuarios mucho más diseminados y, por tanto, con medidas de más difícil aplicación, en un sector que requiere una atención preferente y ello no sólo por los objetivos de crecimiento establecidos en el PER 2005-2010³ si no, sobre todo, por el importante papel que previsiblemente deba jugar el área en los objetivos y compromisos que adopte España en el seno de la Unión Europea para el año 2020.

En cuanto a la evolución de los aspectos económicos del Plan en el año 2007, se da un repaso en primer lugar a las inversiones llevadas a cabo, con ayuda de una tabla en la que se presentan las previsiones de inversión contenidas en el PER para el año, y la estimación de inversiones que se han producido durante los años 2005, 2006 y 2007. Como se ha hecho en las tablas relativas a la energía, se recoge aquí igualmente el porcentaje de desarrollo de esta variable con respecto a las previsiones para

2007 y el grado de avance acumulado 2005-2007 sobre la previsión del Plan hasta 2010.

Así, en el cuadro 8.10 puede verse el detalle de inversiones en cada una de las áreas, y su comparación con las previsiones hechas en el PER.

Como puede apreciarse, la inversión durante 2007 en el conjunto de áreas renovables se ha estimado en 7.425,4 millones de euros, prácticamente el doble de la que preveía el PER para el pasado año —3.686,7 millones—, y la inversión acumulada durante los tres primeros años del Plan supera ligeramente los 12.500 millones de euros, un 53% de la inversión total prevista a lo largo de toda la vida del PER.

Como ya ocurriera en 2005 y 2006, los resultados del año pasado vienen condicionados en gran medida por los 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 ha correspondido, precisamente, a las áreas eléctricas, con alrededor de 7.076,6 millones, lo que supone un 234,5% % de la inversión prevista para estas áreas en 2007 y una inversión acumulada durante los tres primeros años del Plan del 62% de la prevista hasta 2010.

En las áreas de usos térmicos, la inversión estimada en 2007 ha sido de 183 millones de euros, un 39,5% de la prevista para ellas durante el pasado año y, por lo que se refiere a los biocarburantes, la inversión estimada en 2007 asciende a 166 millones de euros, frente a los 206 inicialmente previstos para el año.

³ Un aumento del consumo de la biomasa para usos térmicos de 583 ktep/año en 2010, de un incremento global que para todas las áreas es próximo a los 10,5 millones de tep, de los cuales cerca de 4,5 millones de tep se prevén correspondan a biomasa para usos eléctricos.

CUADRO 8.10. GRADO DE DESARROLLO PER 2005-2010 EN TÉRMINOS DE INVERSIÓN. INVERSIONES EN 2007 Y COMPARACIÓN CON LAS PREVISIONES DEL PER

Millones de euros	Previsiones del PER				Realizado			Grado de desarrollo		
	2005	2006	2007	2005-2010	2005	2006	2007	Acumulado 2005-2007 s/Objetivo 2007	Acumulado a 2007 s/Objetivo 2010	
Generación de electricidad										
HIDRÁULICA	145	147	148	950	85	91	63	239	42,8%	25,1%
<i>Hidráulica (> 50 MW)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Hidráulica (entre 10 y 50 MW)</i>	40	41	40	250	10	45	17	72	43,2%	28,6%
<i>Hidráulica (< 10 MW)</i>	105	106	108	700	75	46	46	167	42,6%	23,9%
BIOMASA	18	109	251	1.965	16	61	0	77	0,0%	3,9%
<i>Centrales de Biomasa</i>	18	69	155	1.449	16	61	-	77	0,0%	5,3%
<i>Co-combustión</i>	-	41	97	516	-	-	-	-	0,0%	0,0%
EÓLICA	1.686	1.907	2.135	11.756	1.628	1.983	4.118	7.729	192,9%	65,7%
SOLAR FOTOVOLTAICA	123	162	268	2.039	149	601	2.891	3.641	1.080,5%	178,6%
<i>Aislada</i>	12	17	23	165	16	28	15	59	66,5%	35,4%
<i>Conectada a red</i>	111	145	245	1.874	133	574	2.876	3.583	1.173,8%	191,2%
BIOGÁS	8	14	16	120	37	12	4	53	23,8%	44,5%
SOLAR TERMOELÉCTRICA	0	50	200	2.163	0	27	0	27	0,0%	1,3%
Total áreas eléctricas	1.980	2.389	3.018	18.992	1.915	2.775	7.070	11.767	234,5%	62,0%
Usos térmicos										
Biomasa	85	122	134	764	7	15	12	34	8,6%	4,4%
<i>Solar térmica de baja temperatura</i>	89	128	329	2.685	60	110	171	341	52,1%	12,7%
Total áreas térmicas	174	250	463	3.449	67	125	183	374	39,5%	10,9%
Biocarburantes										
Biocarburantes	13	171	206	1.157	22	188	166	376	80,7%	32,5%
Total biocarburantes	13	171	206	1.157	22	188	166	376	80,7%	32,5%
Total PER 2005-2010	2.166	2.810	3.687	23.598	2.004	3.087	7.425	12.517	201,4%	53,0%

Los datos de inversión de biomasa no están disponibles y los correspondientes al biogás se refieren a una potencia de 2,8 MW y los de biomasa térmica se refieren a una producción de 7,8 ktep (52% de los proyectos que entraron en 2007), por lo que los totales y porcentajes correspondientes se verían afectados, aunque afectaría mínimamente a los totales del PER

FUENTE: IDAE.

Los apoyos públicos son un elemento fundamental para el adecuado desarrollo de las energías renovables y, como se ha señalado anteriormente, pueden ser de tres tipos de acuerdo con las estipulaciones del Plan: ayudas a la inversión, sistema de primas a la generación de electricidad y el tipo cero del Impuesto sobre Hidrocarburos en el caso de los biocarburantes.

El cuadro 8.11 muestra el total de estos tres tipos de apoyos durante 2005, 2006 y 2007 para cada una de las áreas, y similares porcentajes comparativos a los de las tablas anteriores con respecto a las previsiones del PER para el año 2007 y hasta el año 2010.

De acuerdo con los datos disponibles, el conjunto de apoyos recibidos por las fuentes renovables durante

CUADRO 8.11. GRADO DE DESARROLLO PER 2005-2010 EN TÉRMINOS DE APOYOS PÚBLICOS. APOYOS PÚBLICOS EN 2007 Y COMPARACIÓN CON LAS PREVISIONES DEL PER

Total apoyos públicos (a la inversión + primas + detasación fiscal) Unidad: Millones de €	Previsiones del PER				Realizado			Grado de desarrollo		
	2005	2006	2007	2005-2010	2005	2006	2007	Acumulado 2005-2007	2007 s/Objetivo 2007	Acumulado a 2007 s/Objetivo 2010
	<i>Generación de electricidad</i>									
HIDRÁULICA	5	15	24	189	3	9	15	26	60,8%	14,0%
<i>Hidráulica (> 50 MW)</i>	–	–	–	–	–	–	–	–		
<i>Hidráulica (entre 10 y 50 MW)</i>	2	5	8	65	0	3	6	9	68,8%	13,5%
<i>Hidráulica (< 10 MW)</i>	3	10	16	125	2	6	9	18	56,9%	14,2%
BIOMASA	2	23	74	1.060	2	7	10	19	13,6%	1,8%
<i>Centrales de Biomasa</i>	2	16	46	777	2	7	10	19	21,7%	2,4%
<i>Co-combustión</i>	–	8	28	283	0	–	–	–	0,0%	0,0%
EÓLICA	62	196	347	2.599	45	197	275	517	79,1%	19,9%
SOLAR FOTOVOLTAICA	18	26	51	542	31	35	145	211	281,4%	38,9%
<i>Aislada</i>	3	4	5	36	4	2	4	10	73,5%	27,5%
<i>Conectada a red</i>	16	23	47	506	27	33	141	201	303,2%	39,7%
BIOGÁS	1	4	9	111	3	3	4	10	48,9%	8,7%
SOLAR TERMOELÉCTRICA	0	6	24	566	0	7	1	8	2,5%	1,3%
Total áreas eléctricas	89	271	529	5.067	83	258	449	790	84,8%	15,6%
<i>Usos térmicos</i>										
<i>Biomasa</i>	32	46	51	284	2	6	4	11	7,5%	3,9%
<i>Solar térmica de baja temperatura</i>	21	31	60	348	19	21	13	52	22,2%	15,1%
Total áreas térmicas	53	77	110	632	20	26	17	64	15,5%	10,0%
<i>Biocarburantes</i>										
<i>Biocarburantes</i>	19	153	329	2.855	95	133	180	408	54,9%	14,3%
Total biocarburantes	19	153	329	2.955	95	133	180	408	54,9%	14,3%
Total PER 2005-2010	161	501	969	8.554	199	417	646	1.262	66,7%	14,7%

Los datos de biomasa térmica se refieren a una producción de 7,8 ktep (52% de los proyectos que entraron en 2007), por lo que los totales y porcentajes correspondientes se verían afectados, aunque afectaría mínimamente a los totales del PER.

FUENTE: IDAE.

el pasado año se ha evaluado en 646 millones de euros, de los que alrededor de 449 corresponden a las áreas eléctricas y alrededor de 180 millones a los biocarburantes. El volumen acumulado durante los tres primeros años del PER es de 1.262 millones de euros y representa el 14,7% de las ayudas totales previstas a lo largo de la vida del Plan.

Con respecto a las previsiones para el año 2007,

las áreas de generación de electricidad han recibido, en conjunto, más del 80% del total de apoyos previstos para ese año, mientras que las áreas de usos térmicos han quedado en el 15,5% de la previsión del PER y los biocarburantes casi el 55%.

Los cuadros 8.12 y 8.13 recogen, respectivamente, las ayudas públicas a la inversión a la explotación durante el año 2007 y su comparación con las

CUADRO 8.12. GRADO DE DESARROLLO PER 2005-2010 EN TÉRMINOS DE APOYOS PÚBLICOS A LA INVERSIÓN. APOYOS PÚBLICOS EN 2007 Y COMPARACIÓN CON LAS PREVISIONES DEL PER

Apoyos públicos a la inversión en Millones de €	Previsiones del PER				Realizado			Grado de desarrollo		
	2005	2006	2007	2005-2010	2005	2006	2007	Acumula- da 2005-2007	2007 s/Objetivo 2007	Acumula- do a 2007 s/Objetivo 2010
<i>Generación de electricidad</i>										
HIDRÁULICA	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
BIOMASA	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
EÓLICA	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
SOLAR FOTOVOLTAICA	9	4	5	43	23	2	4	29	73,5%	67,8%
<i>Aislada</i>	3	4	5	36	4	2	4	10	73,5%	27,5%
<i>Conectada a red</i>	16	0	0	6	19	0	0	19	-	300,0%
BIOGÁS	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
SOLAR TERMOELÉCTRICA	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Total áreas eléctricas	9	4	5	5.067	23	2	4	45	73,5%	0,9%
<i>Usos térmicos</i>										
Biomasa	32	46	51	284	2	6	4	11	7,5%	3,9%
Solar térmica de baja temperatura	21	31	60	348	19	21	13	52	22,2%	15,1%
Total áreas térmicas	53	77	110	632	20	26	17	64	15,5%	10,0%
<i>Biocarburantes</i>										
Biocarburantes	0	0	0	0	4	30	3	0	-	-
Total biocarburantes	0	0	0	0	4	30	3	36	-	-
Total PER 2005-2010	62	81	115	5.699	47	58	24	145	20,4%	2,5%

Los datos de biomasa térmica se refieren a una producción de 7,8 ktep (52% de los proyectos que entraron en 2007), por lo que los totales y porcentajes correspondientes se verían afectados, aunque afectaría mínimamente a los totales del PER.

FUENTE: IDAE.

previsiones para 2007 y para el conjunto del periodo de vigencia del Plan.

En conjunto, los apoyos recibidos en 2007 por este concepto por las instalaciones puestas en marcha durante 2005, 2006 y 2007 han ascendido a 445 millones de euros, de los 524 millones previstos. Los apoyos a la eólica (275 millones) son inferiores a los previstos para el pasado año, los de la fotovoltaica representan tres veces la previsión, y el resto de áreas, en mayor o menor medida, ha registrado ayudas vía sistema de primas por debajo de las previsiones del PER.

Finalmente, el cuadro 8.14 que aparece a continuación presenta la estimación de los apoyos públicos por tipo cero a los biocarburantes en el impuesto de hidrocarburos, recibidos durante el pasado año por las instalaciones puestas en marcha en 2007 y su comparación con las previsiones para ese año y para el conjunto del periodo de vigencia del Plan.

El apoyo por esta vía se ha evaluado en 178 millones de euros, algo más de la mitad de la previsión para el año.

CUADRO 8.13. GRADO DE DESARROLLO PER 2005-2010 EN TÉRMINOS DE APOYOS PÚBLICOS VÍA SISTEMA DE PRIMAS. APOYOS PÚBLICOS EN 2007 Y COMPARACIÓN CON LAS PREVISIONES DEL PER

Primas-Unidad: Millones de €	Previsiones del PER				Realizado			Grado de desarrollo		
	2005	2006	2007	2005-2010	2005	2006	2007	Acumula- lada 2005-2007	2007 s/Objetivo 2007	Acumula- do a 2007 s/Objetivo 2010
<i>Generación de electricidad</i>										
HIDRÁULICA	5	15	24	189	3	9	15	26	60,8%	14,0%
BIOMASA	2	23	74	1.060	2	7	10	16	13,6%	1,5%
EÓLICA	62	196	347	2.599	45	197	275	517	79,1%	19,9%
SOLAR FOTOVOLTAICA	9	23	47	499	8	33	141	182	303,2%	36,4%
SOLAR TERMOELÉCTRICA	0	6	24	566	0	7	1	8	2,5%	1,3%
Total áreas eléctricas	80	267	524	5.067	60	256	445	758	84,9%	15,0%

Los datos de biomasa térmica se refieren a una producción de 7,8 ktep (52% de los proyectos que entraron en 2007), por lo que los totales y porcentajes correspondientes se verían afectados, aunque afectaría mínimamente a los totales del PER.

FUENTE: IDAE.

CUADRO 8.14. GRADO DE DESARROLLO PER 2005-2010 EN TÉRMINOS DE APOYOS PÚBLICOS VÍA EXENCIÓN FISCAL. APOYOS PÚBLICOS EN 2007 Y COMPARACIÓN CON LAS PREVISIONES DEL PER

Primas-Unidad: Millones de €	Previsiones del PER				Realizado			Grado de desarrollo		
	2005	2006	2007	2005-2010	2005	2006	2007	Acumula- lada 2005-2007	2007 s/Objetivo 2007	Acumula- do a 2007 s/Objetivo 2010
<i>BIOCARBURANTES</i>										
Biocarburantes	19	153	329	2.855	91	103	178	372	54,0%	13,0%
Total biocarburantes	19	153	329	2.855	91	103	178	372	54,0%	13,0%
Total PER 2005-2010	19	153	329	2.855	91	103	178	372	54,0%	13,0%

FUENTE: IDAE.

8.4. DESARROLLO NORMATIVO

A continuación, se destacan las principales novedades acontecidas durante el año 2008 en el ámbito normativo en el área de las políticas de eficiencia energética, cogeneración y energías renovables:

EFICIENCIA ENERGÉTICA

I. PLAN DE ACCIÓN 2008-2012 DE LA E4:

ORDEN ITC/3860/2009, de 28 de diciembre, por

la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2008.

Mediante la presente Orden se procede a la revisión de los costes y tarifas para la venta de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas, siendo estas modificaciones de aplicación a partir del 1 de enero de 2008.

En lo relativo a la actividad de producción eléctrica en Régimen Especial, se procede a la actualización trimestral de las tarifas y primas correspondiente a las instalaciones relativas a cogene-



raciones, basadas en gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP, además de las orientadas al tratamiento y reducción de residuos, así como de las instalaciones que realicen valorización energética con residuos no incluidos entre los anteriores. Igualmente, se procede a la actualización anual del resto de instalaciones, incluyéndose entre éstas, las que utilicen como energía primaria cualquier tipo de energía renovable, las de potencia instalada comprendida entre 50 y 100 MW, las restantes instalaciones de cogeneración y residuos, así como aquellas que utilicen la cogeneración para el desecado de los subproductos de la producción de aceite de oliva. Asimismo, se actualizan otros valores de referencia como el complemento por reactiva, para aquellas instalaciones acogidas al Régimen Especial según lo dispuesto por el RD 661/2000, el complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión y el límite superior y la prima máxima de referencia para las instalaciones eólicas marinas según los establecido por el RD 1028/2007.

Respecto a la retribución de las actividades de transporte y de distribución, los costes máximos reconocidos a partir de 1 de enero de 2008, ascienden respectivamente a 1.217 y a 4.219 M€, incluyendo dentro de los últimos, una cuantía máxima de 90 M€ a fin de realizar inversiones dirigidas a la mejora de la calidad del servicio en zonas donde se estime necesario. De manera adicional, se aprueba un importe máximo de 275,9 M€ a cargo de la tarifa eléctrica destinada a la financiación del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2012. A estos efectos, la Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito.

Por último, en conformidad a un Plan de sustitución de contadores, se establece que antes del 31 de diciembre de 2018 todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica de potencia contratada inferior a 15 kW deberán ser sustituidos de manera progresiva por equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión.

Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que **se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008**.

En la presente orden se ajustan las tarifas de suministro para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica a partir de 1 de julio de 2008 teniendo en cuenta los costes previstos para dicho año y se mantienen los valores de las tarifas, reguladas por la Orden ITC/3860/2007, de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. De manera análoga, en conformidad al RD 661/2007, se realiza la actualización de las tarifas y primas para las instalaciones relativas a las cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel oil o GLP, las instalaciones de residuos y aquellas dedicadas al tratamiento y reducción de residuos. Asimismo, en el ámbito de la cogeneración, se procede a adecuar la metodología de medida y facturación de energía reactiva de modo que todo el colectivo de instalaciones de este tipo puedan vender toda la energía neta generada.

Asimismo, se crea la tarifa social (Tarifa S), de aplicación a suministros domésticos en baja ten-

sión contratados por personas físicas que cumplan como requisitos una potencia contratada inferior a 3 kW e instalación del correspondiente Interruptor de Control de Potencia (ICP). En relación a esto, la presente Orden regula el procedimiento que permite cumplir la obligación de instalación de ICP. En esta tarifa, el consumidor solo abona el término de energía y se reconoce un consumo mínimo mensual de 12,5 Kwh., lo cual implica que cualquier consumidor pagará únicamente el término de potencia siempre que el consumo sea inferior al mínimo. Otra novedad dirigida a los consumidores domésticos, es la aplicación de la discriminación horaria para aquellos acogidos a tarifa nocturna.

Las empresas distribuidoras estarán obligadas, a partir del 1 de julio de 2008, a informar a los clientes sobre la aplicación de esta tarifa y asesorarles en la tramitación de su solicitud. La facturación de los suministros a tarifas social y domésticas a partir del 1 de septiembre de 2008 se efectuará con carácter mensual preferentemente por parte de la empresa suministradora.

II. EDIFICACIÓN:

Real Decreto 2066/2008, de 12 de diciembre, por el que se regula el Plan Estatal de Vivienda y Rehabilitación 2009-2012.

El Plan Estatal de Vivienda y Rehabilitación para el período 2009-2012, aprobado mediante el presente Real Decreto, y en vigor desde el 25 de diciembre de 2008, además de tratar de asegurar una producción suficiente de viviendas para las necesidades de alo-

jamiento de la población, hace hincapié en aspectos ligados a la sostenibilidad energética.

El presente Plan consta de 6 ejes básicos, estructurados en una serie de programas. Entre estos ejes, cabe destacar los relativos por una parte, a las áreas de rehabilitación integral y renovación urbana, y por otra, al impulso del Plan RENOVE de rehabilitación y eficiencia energética, a su vez enmarcado dentro del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia.

En el primer caso, se recogen las condiciones básicas para obtener financiación en las actuaciones de mejora en el medio urbano y rural, entre las que se incluyen obras de mejora de la habitabilidad, seguridad, accesibilidad, eficiencia energética y uso de energías renovables en elementos privados o comunes del edificio o viviendas, así como en obras de urbanización, reurbanización y accesibilidad universal, e instalaciones de redes de climatización y agua caliente sanitaria centralizadas alimentadas con energías renovables.

En el segundo caso, con objeto de impulsar el Plan RENOVE de edificios y viviendas y mejorar la gestión del mismo, en coordinación con los objetivos que en el mismo marco desarrolla el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia, 2008-2012, se incluyen en el Plan Estatal de Vivienda y Rehabilitación 2009-2012 una serie de ayudas destinadas a la utilización de energías renovables, la mejora de la eficiencia energética y accesibilidad de los edificios existentes y al impulso de una mayor calificación energética en las nuevas construcciones.



En particular, en cuanto a la rehabilitación, a efectos de financiación, se consideran prioritarias actuaciones como las dirigidas a la mejora de la eficiencia energética, protección del medio ambiente y uso de energías renovables en los edificios y viviendas, incluyendo entre éstas la instalación de paneles solares, a fin de contribuir a la producción de la ACS demandada por las viviendas, en un porcentaje mínimo exigible del 50% a los edificios nuevos, según lo establecido en el CTE; la mejora de la envolvente térmica del edificio mediante actuaciones como el incremento del aislamiento térmico; cualquier mejora en los sistemas de instalaciones térmicas que incremente su eficiencia energética o bien el uso de las energías renovables; así como en general cualquier actuación acorde a lo establecido en los Documentos Básicos del CTE relativos al ahorro de energía, salubridad, y protección acústica.

Por su parte, respecto a la eficiencia en la promoción de viviendas protegidas, se facilitarán ayudas del orden de 2.000 a 3.500 €/vivienda a los promotores de viviendas calificadas como protegidas cuyos proyectos obtengan una calificación energética de clase A, B o C, según lo establecido en el RD 47/2007. Estas ayudas son incompatibles, siempre que se dirijan a la misma finalidad, con las correspondientes al Plan de Acción, 2008-2012, y al Plan de Energías Renovables 2005-2010, del IDAE.

III. ALUMBRADO EFICIENTE:

Real Decreto 1.890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el **Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado**

exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07.

Mediante este real decreto se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior, que contiene prescripciones generales, y siete instrucciones técnicas complementarias, relativas a los aspectos técnicos y de desarrollo de las previsiones establecidas en el reglamento.

La regulación mencionada tiene carácter de normativa básica y recoge previsiones de carácter exclusivo y marcadamente técnico. Como apoyo a su aplicación, la Subdirección General de Calidad y Seguridad Industrial del MITyC elaborará y mantendrá actualizada una Guía técnica, de carácter no vinculante. La instalación, ejecución y puesta en servicio de las instalaciones se realizará en conformidad al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), con los complementos correspondientes para el diseño y la revisión inicial.

Se exige del cumplimiento del presente Reglamento e instrucciones asociadas a las instalaciones cuya ejecución se inicie antes de la entrada en vigor del mismo, prevista el 1 de abril de 2009, siempre que esta circunstancia se justifique ante el correspondiente órgano competente de la Comunidad Autónoma, y se finalicen dentro del año siguiente a dicha fecha.

IV. ORDENANZAS DE ALUMBRADO:

Desde el año 2006 se vienen intensificado las actuaciones relativas a la incorporación de ordenanzas de alumbrado exterior y de contaminación lumínica en

diversos municipios, contabilizándose en el año 2008 y hasta la actualidad un total de 10 en diferentes fases de tramitación, que se suman a los ya existentes. Cabe destacar las Comunidades Andaluza y catalana con mayor actividad registrada en dicho año, contabilizando ambas respectivamente 4 y 3 municipios con tramitaciones de este tipo de ordenanzas. A éstos se suman las iniciativas de municipios como Castejón (Navarra), Bullas (Murcia), Comillas (Cantabria) y Borox (Toledo).

V. TRANSPORTE:

Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera

Tomando como premisas las directrices comunitarias e internacionales en materia de política ambiental, la presente Ley tiene por objetivo establecer las bases en materia de prevención, vigilancia y reducción de la contaminación atmosférica con el fin de evitar y cuando esto no sea posible, aminorar los daños que de ésta puedan derivarse para las personas, el medio ambiente y demás bienes de cualquier naturaleza. Para dar cumplimiento a dicho objetivo, se incluye una amplia gama de instrumentos de distinto alcance.

Quedan afectadas por esta ley, en vigor desde el 1 de enero de 2008, todas las fuentes de los contaminantes atmosféricos recogidos por la misma, y correspondientes a actividades potencialmente contaminadoras entre las que cabe destacar la combustión producida en la producción y transformación de la energía, la combustión industrial

y no industrial, la extracción y distribución de combustibles fósiles y el transporte en carretera.

Entre los instrumentos antes mencionados, cabe hacer una mención especial al sector transporte por la importancia de este sector en las emisiones tanto de contaminantes atmosféricos, como de aquellos causantes del efecto invernadero. Entre las medidas contempladas destaca la reestructuración del impuesto sobre determinados medios de transporte, estableciéndose un impuesto a los vehículos cuyas emisiones oficiales de CO₂ superen el límite de 120 g/km. Igualmente, dentro del sector transporte, se incluyen otras medidas urgentes a adoptar en la lucha contra el cambio climático. Entre éstas figuran la obligatoriedad de la Etiqueta informativa de eficiencia energética referida al consumo de combustible y emisiones de CO₂, así como la promoción de la movilidad sostenible. Con relación a lo último, por una parte, las Administraciones Públicas deberán promover los sistemas de transporte menos contaminantes, y por otra, se elaborará una Ley de movilidad sostenible que incluirá la obligación de la puesta en marcha de planes de transporte de empresa.

Por su parte, en el ámbito del sector de Servicios Públicos, destaca la promoción por parte de las Administraciones Públicas del uso eficiente del alumbrado exterior para prevenir la contaminación lumínica.

Resolución de 18 de noviembre de 2008, de la Subsecretaría, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros de 14 de noviembre de 2008, por el que se modifica la normativa reguladora de los préstamos previstos en el Plan elaborado por



el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para la **renovación del parque automovilístico (PLAN VIVE 2008-2010)**.

La evolución de la línea ICO-Plan VIVE desde su entrada en funcionamiento unida a la actual coyuntura de crisis han hecho necesario modificar ciertos puntos de la misma a fin de estimular la renovación del parque con vehículos más ecológicos y eficientes. Entre las modificaciones referidas, cabe notar la extensión de la cobertura del Plan, no sólo a la adquisición de vehículos nuevos, sino también de segunda mano de antigüedad máxima de 5 años, así como la inclusión de los vehículos de transporte tipo N₁, en adicción a los turismos. Asimismo, se reduce la antigüedad mínima del vehículo usado a 10 años en el caso de adquisición de nuevos vehículos, manteniéndose a 15 años en el caso de que se trate de vehículos de segunda mano. Por otra parte, en el caso de los límites admisibles de emisiones de CO₂ para turismos, se incluye una condición adicional a las consideradas para los vehículos identificados como Ecológico e Innovador, considerándose el límite de 140 g/km en turismos. En lo que se refiere a los vehículos tipo N₁ este límite se sitúa en los 160 g/km.

Finalmente, se incorporan mejoras en cuanto a las condiciones de financiación, incrementándose el precio máximo del vehículo a financiar, así como el importe máximo de financiación de 20.000€ a 30.000 €.

Orden ITC/21/2009, de 16 de enero, por la que se establecen las bases reguladoras, y se efectúa la convocatoria de ayudas para la realización de

actuaciones en el marco del **Plan de Competitividad del Sector de la Automoción**.

El Plan de Competitividad del Sector de la Automoción, integrado en el Plan Integral de Automoción, tiene por objetivo fomentar la optimización de los procesos y la reorientación de la producción hacia productos de mayor valor añadido, más sostenibles y más seguros, incluyéndose en este ámbito la producción de vehículos más sostenibles (híbridos, eléctricos y de menores emisiones). Para tal fin, se cuenta con un presupuesto de 800 M€, el cual se articula a través de la presente Orden.

Las ayudas contempladas por la Convocatoria regulada por dicha Orden, en vigor desde el 21 de enero de 2009, se reparten del siguiente modo: un 14% en concepto de subvenciones a inversiones ligadas a programas de formación, de ingeniería, y desarrollo de nuevos productos y sistemas; y el 86% restante en forma de préstamos para inversiones en nuevos productos y procesos más sostenibles y eficientes. Estas ayudas podrán ser cofinanciadas por el Fondo europeo de Desarrollo Regional.

Podrán acogerse a estas ayudas cualquier empresa cuya facturación se destine como mínimo un 40% al sector de la automoción.

Acuerdo por el que se aprueba el **Plan Integral de Automoción**

El Plan Integral de Automoción (PIA), aprobado por Consejo de Ministros el 13 de febrero de 2009, dirigido a la recuperación económica de las

empresas del sector de la automoción, se enmarca dentro del Plan Español de Estímulo de la Economía y Empleo (Plan E), es acorde a las directrices del Plan Europeo de Recuperación Económica adoptado por el Consejo Europeo el 11 de diciembre de 2008. Con este fin, el Plan PIA incorpora una serie de medidas a corto, medio y largo plazo, integradas en cinco ejes: medidas industriales y de impulso a la demanda, laborales, medidas de impulso a la logística, de fomento a la I+D+i y de carácter financiero.

Por su relevancia energética, cabe destacar una serie de medidas como el Plan VIVE, el Plan de Competitividad del Sector de la Automoción, y el impulso al vehículo híbrido, objetivo este último recogido a su vez por el Plan de Acción y Eficiencia Energética a través del Proyecto MOVELE coordinado por el IDAE. El Proyecto MOVELE, de 10 M€, es un proyecto piloto de demostración de viabilidad técnica, energética y económica, con el que se prevé la introducción hacia el 2010 de 2.000 vehículos eléctricos en entorno urbano así como el desarrollo necesario de la infraestructura de recarga. Otro paquete de medidas de interés desde el punto de vista energético, es el relativo a la logística, con el que se pretende mejorar el transporte de mercancías en carretera, además de potenciar el uso del ferrocarril para este fin.

En conjunto, el Plan PIA pone a disposición del sector de automoción un volumen de ayudas del orden de 4.070 M€, lo cual le lleva a ocupar el segundo puesto, detrás de Francia, en cuanto a la cuantía de la dotación presupuestaria asignada a Planes similares puestos en marcha por otros países europeos.

VI. SERVICIOS:

ORDEN PRE/116/2008, de 21 de enero, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se aprueba el **Plan de Contratación Pública Verde de la Administración General del Estado** y sus Organismos Públicos, y las Entidades Gestoras de la Seguridad Social.

Este Plan contribuye a complementar otras políticas estatales de defensa del medio ambiente como el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética en los edificios de la AGE, el Proyecto de Plan Nacional Integrado de Residuos y la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia. Horizonte 2007-2012- 2020.

El presente Plan, dirigido a la AGE y a sus Organismos Públicos, y a las Entidades Gestoras de la Seguridad Social, trata de articular la conexión entre la contratación pública y la implantación de prácticas respetuosas con el medio ambiente. Para ello, se crea una Comisión Interministerial para la Incorporación de Criterios Ambientales en la Contratación Pública, siendo, por otra parte, competencia del IDAE el seguimiento del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética de los edificios de la AGE.

Se establecen objetivos cuantificados para ciertos grupos de productos, servicios y obras considerados relevantes para la incorporación de criterios ambientales, al tiempo que se incluyen una serie de directrices para la incorporación de criterios ambientales en las distintas fases de la contratación.



En el ámbito de sus competencias, cabe destacar algunos de los **objetivos en materia energética** fijados en áreas como la **construcción y mantenimiento** y el **transporte**. Así, en el primero de los casos, se ha establecido un objetivo de ahorro energético al 2010 y 2016, respectivamente del 9% y del 20%, de acuerdo con los objetivos del PAEE-AGE. Para el transporte, se ha fijado un objetivo de consumo al 2012 de biocarburantes del 38%. Para ello se proponen diversas medidas como la adecuación antes de 31 de diciembre de 2010 del parque de vehículos existente para que admitan el uso de biocarburantes. Asimismo, se incluirá la compatibilidad con biocarburantes como criterio obligatorio en todos los contratos de compra de vehículos nuevos en aquellos segmentos del sector donde exista oferta suficiente de automóviles que ya dispongan de esta tecnología, de modo que el 50% de la flota consuma antes de 31 de diciembre de 2012 mezclas de alto contenido de biocarburantes (30% diesel y bioetanol al 85%). Otro objetivo relativo al sector transporte, es la reducción del 20% del consumo total de combustibles fósiles en referencia al año 2006. Para ello, se facilita la clasificación de eficiencia energética contemplada en el catálogo de automóviles del IDAE como criterio de valoración. Por último, en lo relativo al área de la energía se contemplan los objetivos y medidas del Plan de Ahorro y eficiencia energética para los edificios de la AGE.

ENERGÍAS RENOVABLES

Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de **retribución de la actividad de producción de**

energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Ante la favorable evolución experimentada por el sector de la energía solar fotovoltaica, por encima de lo previsto, y la necesidad de mantener dicha tendencia, se proponen objetivos anuales de potencia que evolucione al alza de manera acorde a las mejoras tecnológicas. Esto, además se debe acompañar de un nuevo régimen retributivo, reduciéndose la tarifa regulada a una orquilla de 32 a 34 €/kwh según el tipo de instalación del que se trate. Con esta modificación, se espera estimular la evolución tecnológica, la competitividad y la sostenibilidad del sector a medio y largo plazo. Por otra parte, con el doble objetivo de asegurar el desarrollo de este sector y de asegurar el apoyo, se establece un mecanismo de asignación de retribución, mediante la inscripción en un registro de asignación de retribución, al inicio del proyecto, que garantice la seguridad jurídica a los promotores respecto de la retribución obtenida una vez finalizado el proyecto.

El nuevo régimen económico también pretende reconocer las ventajas que ofrecen las instalaciones integradas en edificios, ya sea en fachadas o sobre cubiertas, por sus ventajas como generación distribuida.

Asimismo, se establece una nueva definición de potencia, con lo que, de cara a la aplicación de la retribución, se mejora el cómputo de la potencia de cada instalación fotovoltaica. Se pretende,

así, racionalizar la implantación y retribución asociada de grandes instalaciones en suelo pertenecientes a múltiples titulares, a fin de evitar la parcelación de una única instalación en varias de menor tamaño. La potencia máxima de los proyectos o instalaciones inscritos en el Registro de preasignación de retribución deberá ser inferior a 2 MW en el caso de instalaciones ubicadas en cubiertas o fachadas, o bien sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento, y a 10 MW en el caso de las restantes instalaciones.

Todo lo anterior queda recogido en el presente real decreto, en vigor desde el 28 de septiembre de 2008.

Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

El objeto de esta orden, en vigor desde el 15 de octubre, es la regulación de un mecanismo de fomento de la utilización de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, de modo que se garantice el cumplimiento de los objetivos establecidos por la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos con relación al uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, que son obligatorios a partir del año 2009, y alcanzan el 5,83 por ciento en 2010.

Para ello, establece objetivos mínimos por tipo de producto, mecanismos de flexibilidad temporal para la contabilización de las cantidades de bio-

carburantes vendidas o consumidas, y un sistema de certificación y pagos compensatorios que será gestionado por la CNE y permitirá a los sujetos obligados la transferencia de certificados, al tiempo que servirá como mecanismo de control de la obligación. Con ello, se espera alcanzar, en el 2011, un objetivo global de biocarburantes del 7% del contenido energético de las gasolinas y gasóleos comercializados con fines de transporte.

Quedan obligados por esta Orden los operadores autorizados para distribuir al por mayor productos petrolíferos, las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de dichos productos, y los consumidores de productos petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrado por los sujetos antes mencionados. Los sujetos obligados deberán acreditar anualmente ante la CNE la titularidad de una cantidad mínima de certificados de biocarburantes que permitan cumplir con los objetivos de la siguiente tabla:

	2008	2009	2010
Biocarburantes	1,9%	3,4%	5,8%
Biocarburantes en diesel	1,9%	2,5%	3,9%
Biocarburantes en gasolina	1,9%	2,5%	3,9%

La CNE establecerá un sistema de anotaciones en cuenta de certificados de biocarburantes, distinguiendo entre los relativos a gasolinas y a diesel. Los titulares de estas cuentas podrán transferir certificados de biocarburantes de los que sean titulares a cuentas de otros sujetos, manteniendo en todo caso la distinción entre certificados de biocarburantes en gasolinas y en diesel. Los certificados correspondientes al año anterior podrán computar, a partir del 2010, hasta en un 30% de la obligación anual de cada sujeto obligado.



Las mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles se deberán realizar con las condiciones técnicas adecuadas y utilizando equipos que aseguren su calidad y homogeneidad, y permitan determinar su contenido en biocarburantes y el cumplimiento de las especificaciones. En cuanto a la comercialización de productos con etiquetado específico como biocarburantes se deberán emplear equipos de distribución adaptados a tal efecto, así como incorporar anuncios acordados según se trate de biocarburantes para motores de gasolina o diesel.

Circular 2/2009, de 26 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, **por la que se regula la puesta en marcha y gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.**

La presente Circular contribuye al desarrollo de la Orden ITC/2877/2008 relativa al fomento de los biocarburantes u otros combustibles utilizados con fines de transporte. Esta Circular, en vigor desde el 25 de marzo de 2009, tiene por fin el establecimiento de normas de organización y funcionamiento del referido mecanismo de certificación. Esto implica la definición, por una parte, de los procedimientos, normas y reglas relativas a la constitución de Cuentas de Certificación, a la solicitud de expedición de los certificados y a la transferencia de éstos, y por otra, del procedimiento de gestión de todo este proceso por parte de la CNE.

ORDENANZAS SOLARES:

A partir del año 2001, fecha en que tuvo lugar la

publicación por el IDAE del modelo de Ordenanza Municipal sobre Captación Solar para usos térmicos, ha sido prolífica la actividad a nivel nacional en cuanto a la elaboración y aprobación de ordenanzas solares. Concretamente, a lo largo del año 2008 y hasta la actualidad, son al menos 34 los nuevos municipios donde se han iniciado los trámites para la incorporación de ordenanzas solares, estando la mayoría ya aprobadas. La base técnica de las ordenanzas tramitadas, como se apunta anteriormente, responde al modelo inicialmente publicado por IDAE.

En cuanto a la distribución geográfica de tramitaciones efectuadas durante el año 2008, destaca, en primera posición Cataluña con 16 nuevas ordenanzas, la mayoría en Barcelona, y a continuación Canarias y País Vasco, con 4 y 3 nuevas ordenanzas respectivamente. En posiciones más distantes, le siguen Madrid y Andalucía, con 2 ordenanzas cada una. Por último, en el extremo final se sitúan las Comunidades de Murcia, Navarra y las dos Castillas.

RÉGIMEN ESPECIAL

Circular 1/2008, de 7 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, de información al consumidor sobre el **origen de la electricidad consumida** y su impacto sobre el medio ambiente.

Esta Circular, en vigor desde el 22 de febrero de 2008, tiene por objeto establecer el proceso que utilizará la CNE para la obtención de la información que –comercializadores y distribuidores que vendan electricidad a sus clientes finales– deben proporcionar a estos últimos acerca del origen de

la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente, y los formatos con los que deberán efectuar dicha comunicación.

El etiquetado de la electricidad es un mecanismo diseñado con el fin de suministrar información fidedigna y homogénea a los clientes finales acerca de la electricidad consumida, proporcionado un formato uniforme, con independencia del comercializador o distribuidor que le haya vendido la energía, con información precisa sobre el desglose de las fuentes de energía utilizadas para generar la electricidad consumida, así como sobre el impacto ambiental de dicha producción.

Por otro lado, toda empresa comercializadora que venda electricidad a clientes finales deberá reflejar, en conformidad a la Orden ITC/1522/ 2007 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, el número de garantías de origen que se hubieran redimido a favor de cada uno de sus clientes durante el año anterior.

La CNE difundirá la información relativa al Sistema de Etiquetado de la Electricidad a través de su página Web los meses de abril de cada año, a fin de que los comercializadores y distribuidores puedan facilitar a sus clientes finales la información relativa al ejercicio anterior.

Resolución de 14 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba la **Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia**

Mediante la presente Resolución, se procede a aprobar una guía técnica donde se presenta una metodología de cálculo del calor útil de cogeneración, electricidad de cogeneración y ahorro de energía primaria de modo que se pueda calcular el complemento retributivo en función de la eficiencia en las instalaciones con derecho al mismo, de acuerdo a lo dispuesto al respecto por el RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en el Régimen Especial, el RD 661/2007 sobre fomento de la cogeneración, y la Directiva 2004/8/CE.

La guía permite asimismo evaluar los índices de eficiencia de las plantas de cogeneración para discriminar las que deben ser objeto de fomento, así como determinar la electricidad objeto de las garantías de origen. La validez de la misma está sujeta a la elaboración y publicación por parte de la Comisión Europea de unas Guías para la implementación de la Directiva 2004/8/CE, debiendo revisarse y actualizarse a partir de entonces de forma que se incorporen nuevos criterios armonizados.

Resolución de 14 de julio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, para la percepción del **complemento por eficiencia** previsto en el **artículo 28** del **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, y por la que se regula la posibilidad de percepción del mismo de forma mensual parcial a cuenta.

Mediante la presente resolución se desarrolla el RD 661/2007 en lo que se refiere a la remuneración por complemento de eficiencia para aquellas instalaciones del régimen especial, a las que les



sea exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente y aquellas cogeneraciones con potencia instalada mayor de 50 MW y menor o igual de 100 MW, que acrediten en cualquier caso un rendimiento eléctrico equivalente superior al mínimo exigido por tipo de tecnología y combustible.

Este complemento se aplicará sobre la energía cedida al sistema a través de la red de transporte o distribución, basado en un ahorro de energía primaria incremental.

DOTACIÓN PRESUPUESTARIA:

Orden ITC/675/2008, de 7 de marzo, por la que se regula la **transferencia de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía**, en el año 2008, para la ejecución de las **medidas del Plan de Acción 2008-2012**, de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.

La presente Orden, en vigor desde el 14 de marzo, tiene por objeto la definición del procedimiento de la transferencia de los fondos desde la cuenta específica de la CNE al IDAE, así como de los mecanismos de liquidación y los criterios para la ejecución, en el año 2008, de las medidas previstas en el Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012, con el fin de que puedan ser gestionados por el IDAE. Para el presente año 2008 la

cuantía destinada a las actuaciones de dicho Plan, con cargo a la tarifa eléctrica, será de 275,9 M€.

Para la ejecución de las medidas del Plan, el IDAE celebrará convenios de colaboración con las CCAA, de carácter plurianual para el período 2008-2012, y realizará actuaciones directas consideradas singulares, de ahorro y eficiencia energética, en sectores que tengan carácter estratégico y con empresas cuyo ámbito territorial exceda el de una comunidad autónoma. La distribución de los recursos del Plan a nivel territorial responde a los criterios aprobados por la Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética de la siguiente manera: Criterio sectorial, con asignación proporcional al apoyo público establecido en el Plan de Acción 2008-2012; Criterio territorial, para lo cual se utilizarán indicadores que reflejen la actividad sectorial por regiones y, por tanto, el esfuerzo que habría de realizar cada comunidad y ciudad para conseguir los objetivos sectoriales del Plan.

Orden ITC/676/2008, de 7 de marzo, por la que se regula la **transferencia de fondos, con cargo a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas**, de la cuenta específica de la **Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía**, en el año 2008, para la ejecución de las **medidas del Plan de Acción 2008-2012, de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012** y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan

La presente Orden, en vigor desde el 14 de marzo, tiene como finalidad la definición del procedimiento de la transferencia de los fondos

desde la cuenta específica de la CNE al IDAE, así como el establecimiento de los mecanismos de liquidación y los criterios para la ejecución, en el año 2008, de las medidas previstas en el Plan de Acción 2008-2012 de la E4, con el fin de que puedan ser gestionados por el IDAE. El importe de los fondos asignados, con cargo a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, asciende a 57 M€.

Para la ejecución de las medidas del Plan, el IDAE celebrará convenios de colaboración con las CCAA, de carácter plurianual para el período 2008-2012, y realizará actuaciones directas consideradas singulares, de ahorro y eficiencia energética, en sectores que tengan carácter estratégico y con empresas cuyo ámbito territorial exceda el de una comunidad autónoma. Los recursos del Plan para el año 2008 destinados a la financiación de los convenios de colaboración y su distribución territorial responden a las cuantías y criterios aprobados por la Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética, respondiendo éstos a criterio de carácter sectorial y territorial.

Ley 2/2008, de 23 de diciembre, de **Presupuestos Generales del Estado para el año 2009**.

Al igual que en años anteriores, mediante la Ley de Presupuestos para 2009 se consolida la reorientación del gasto hacia programas dirigidos a impulsar la productividad, lo cual se manifiesta a través de tres tipos de medidas: la inversión pública en infraestructuras, el esfuerzo en investigación, desarrollo e innovación tecnológica, así como en el ámbito de la educación. En concreto, cabe destacar la dotación presupuestaria destina-

da a las actuaciones contempladas dentro del ámbito de la industria y energía, que en total ascienden a 2.874 M€, en el de las infraestructuras, con 13.573 M€, y en la I+D+i, con 9.662 M€, recibiendo prioridad dentro de esta área aquellas actividades dirigidas a los ámbitos de microtecnologías y nanotecnologías, genómica y proteómica y energías renovables referidas a biomasa y biocombustibles.

Asimismo, la presente Ley, como en años anteriores, pone a disposición del Instituto de Diversificación y Ahorro Energético (IDAE) una dotación presupuestaria para el desarrollo de actuaciones ligadas al Plan de Energías Renovables 2005-2010 y al Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4).

LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ENERGÉTICO E IMPULSO DE LA PRODUCTIVIDAD

Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

La **Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016** del MITyC, referido a la red de transporte, aprobada en Consejo de Ministros de 30 de mayo de 2008, tiene por objetivo garantizar la seguridad y la calidad del suministro energético, a medio y largo plazo, permitiendo el crecimiento económico y preservando la competitividad global y la protección del medio ambiente en un entorno de mayor sostenibilidad.

En la elaboración de la mencionada Planifica-



ción, se ha tomado como referencia la planificación existente en materia energética y medioambiental tanto a nivel nacional como comunitario, destacando entre éstas: el Plan de Energías Renovables 2005-2010; la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4) y sus sucesivos Planes de Acción; el Plan Nacional de Asignación 2008-2012; la Estrategia Española de Cambio Climático, 2007-2012-2020; y los objetivos comunitarios establecidos para el horizonte 2020.

La planificación de los sectores de electricidad y gas se compone de una planificación indicativa y de otra obligatoria y vinculante. Las decisiones de planificación obligatoria se refieren a las grandes infraestructuras sobre las que descansa el sistema energético nacional y que permiten garantizar el suministro. Entre éstas se incluyen las redes de transporte de energía eléctrica, de gasoductos, las instalaciones de regasificación de GNL, así como las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos líquidos y de almacenamiento básico de gas natural. El resto de aspectos de la planificación de electricidad y gas forma parte de la planificación indicativa, la cual aporta los parámetros bajo los que cabe esperar que se desenvuelvan estos sectores, promoviendo y facilitando decisiones de inversión y estableciendo líneas de actuación y criterios generales.

En definitiva, la nueva planificación aprobada, en la que se contemplan unas inversiones equivalentes a 9.220 M€ en infraestructuras eléctricas así como a 10.221 M€ en las gasistas, supone un notable incremento del esfuerzo que el Gobierno

viene realizando en el desarrollo de nuevas infraestructuras energéticas, con la finalidad de garantizar la calidad y seguridad del suministro con un mínimo impacto ambiental, además de potenciar el aumento de capacidad de conexión internacional.

Real Decreto-Ley 9/2008, de 28 de noviembre, por el que se crean un **Fondo Estatal de Inversión Local y un Fondo Especial del Estado para la Dinamización de la Economía** y el Empleo y se aprueban créditos extraordinarios para atender a su financiación.

En el contexto marcado por la crisis económica y financiera, el Gobierno ha decidido emprender una serie de medidas de carácter extraordinario dirigidas al impulso de la actividad económica y del empleo, que se suman a otras iniciativas ya en marcha en respuesta a la crisis. Con este fin, mediante el presente Real Decreto-Ley se aprueba la creación de un Fondo Estatal de Inversión Local y un Fondo Especial del Estado para la Dinamización de la Economía y el Empleo, que suponen la aprobación de créditos extraordinarios por importe total de 11.000 M€ distribuidos respectivamente al 73%/23% entre el primer y segundo tipo de fondos mencionados.

El Fondo Estatal de Inversión Local tiene como principal objetivo fomentar la inversión pública en el ámbito local mediante la financiación de obras de nueva planificación y ejecución inmediata a contar desde inicios del año 2009. Dentro de la variada tipología de obras objeto de financiación, cabe destacar las dirigidas a la protección del medio ambiente, además de orientadas al impul-

so del ahorro y eficiencia energética. La segunda medida citada pretende facilitar el desarrollo de proyectos con impacto en la creación de empleo en el ámbito de sectores productivos estratégi-

cos, entre los que se considera el sector de la I+D+i, así como el sector de la automoción, y el de la edificación en cuanto a rehabilitación de viviendas y edificios públicos.

9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE



El año 2008 se ha caracterizado por un descenso del consumo energético en España, tanto en energía primaria como en final y un menor crecimiento de la economía, aunque las energías renovables han seguido aumentando su participación en la generación eléctrica a pesar de ser un año seco con baja producción hidroeléctrica. En la actividad internacional sobre cambio climático, no ha habido decisiones relevantes en la COP de Poznan, resultando como se esperaba ser una cumbre de transición en espera a la de Copenhague de 2009.

La Comisión ha presentado un nuevo Paquete de propuestas el 23 de enero de 2008 en el que se contempla tanto la revisión de la Directiva de comercio de emisiones, acciones sobre los sectores difusos, fomento de las energías renovables y de la captura y almacenamiento de CO₂ y en el que una manera simbólica establece objetivos para el 2020 de reducción de emisiones del 20% respecto al 2005 (o 30% si se unen otros países representativos) y de la penetración de las energías renovables en un 20% del consumo energético.

Por lo que respecta al ámbito nacional, los aspectos más importantes han sido la consideración del cambio climático como una parte importante de la política creando la Comisión Delegada para el Cambio Climático constituida entre nueve ministerios con objeto de potenciar la acción política en la lucha por la reducción de las emisiones contaminantes en los sectores con mayor potencial de disminución, también se puede mencionar la aprobación del nuevo Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética 2008-2011, para

reducir el consumo y la dependencia del exterior.

En cuanto a la generación eléctrica es destacable tanto el desarrollo de los ciclos combinados de gas natural con la puesta en funcionamiento de más de 2.800 MW durante el año 2008, como el desarrollo de la energía eólica, ya que al final de 2008 se habían instalado 134 parques eólicos nuevos, que sumaron más de 3.500 MW adicionales de potencia, resultando actualmente la potencia instalada en eólica superior a 15.000 MW. Asimismo, cabe destacar la potencia instalada de fotovoltaica en 2008, que ha ascendido a más de 3.300 MW.

Como en ediciones anteriores, en este apartado se indicarán 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-14 de Poznan (Polonia)

La Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas adoptó, a finales del año 1997, el Protocolo de Kioto por el cual los países industrializados y de economías en transición (países del Anexo B) se comprometieron a limitar las emisiones de los seis gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs y SF₆) entre 1990 y el

período 2008-2012. Entre los compromisos de reducción de emisiones más relevantes podemos citar: la Unión Europea -8%, Estados Unidos -7%, Japón -6%, Rusia 0%, Australia +8%, etc.

La reunión de la Decimocuarta Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas para el cambio climático (COP14) y Cuarta reunión de la Conferencia de las Partes en calidad de Reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (COP/MOP 4) y Órganos Subsidiarios SBI y SBSTA (en su 29 reunión) se celebró en Poznan (Polonia) del 1 al 12 de diciembre de 2008.

Las negociaciones en el marco de la Convención y el Protocolo de Kioto son muy complejas y actualmente hay tres procesos paralelos de negociación, uno en el marco de la Convención y dos en el marco del Protocolo de Kioto.

- En el marco de la Convención, "sin compromisos vinculantes", las conversaciones sobre cooperación futura, se han ido desarrollando en el seno del llamado "Diálogo sobre acción cooperativa a largo plazo sobre cambio climático". Este proceso se lanzó en la COP 11 de Montreal. El grupo decidió empezar un proceso formal de negociación durante el año 2009 y aprobó un plan de trabajo para que el presidente del grupo elabore:

– un documento apoyado en las aportaciones de las partes (plazo abierto hasta el 6 de febrero de 2009) que sirva para centrar el proceso de negociación y que esté listo para la siguiente sesión del grupo a finales de marzo.

– un texto de negociación para junio de 2009 para el que las partes pueden hacer aportaciones hasta el 24 de abril de 2009.

- En el marco de los países que han ratificado el Protocolo de Kioto, "lo que significa compromisos vinculantes" se ha venido trabajando sobre acción futura en dos procesos que establecen sendos artículos del Protocolo de Kioto, el artículo 3.9 sobre establecimiento de compromisos futuros y el artículo 9 sobre revisión del Protocolo de Kioto. El grupo acordó que para el próximo periodo de compromiso, los compromisos de las Partes deberán ser principalmente en forma de "objetivos cuantificados de limitación o reducción de las emisiones". Reconoce además la necesidad de que sigan funcionando el comercio de emisiones, los mecanismos basados en proyectos y las actividades de sumideros con carácter suplementario a las acciones domésticas y pide a las partes que no lo han hecho aún que presenten sus posibles compromisos futuros antes de la próxima sesión de trabajo del grupo en marzo-abril de 2009. El programa de trabajo para 2009 recuerda que en diciembre el grupo debe entregar a la CdP/RdP los resultados de su trabajo sobre consideración de compromisos para los países Anexo I en subsecuentes periodos.

Como asuntos a destacar en la COP-14

Artículo 9. Revisión del Protocolo de Kioto: incluye asuntos tales como la extensión de las tasas del MDL a los mecanismos de acción conjunta y comercio internacional de emisiones para cubrir los costes de la adaptación, el funcionamiento y



efectividad de los mecanismos flexibles o la revisión de la información sobre los progresos realizados en los compromisos relativos a información, provisión de recursos financieros y transferencia de tecnología. La revisión el Protocolo se cerró sin llegar a ningún acuerdo, conclusión o documento.

Se destaca que existen ya 137 Autoridades Nacionales Designadas (ANDs), 109 de ellas en países en desarrollo, el espectacular crecimiento del mecanismo en el último año con 359 nuevos proyectos que contribuyen a un total de 1.186 actividades de proyecto registradas, 202.845.016 Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE) emitidas, 19 Entidades Operacionales Designadas (EODs) acreditadas y 27 metodologías aprobadas este año, con lo que el total de metodologías asciende a 121.

A pesar de este crecimiento, se reconoce la necesidad de agilizar el mecanismo y el funcionamiento de sus órganos de gestión y se pide a la Junta Ejecutiva que en las próximas sesiones presente recomendaciones de mejora para la Gobernanza, Acreditación Metodologías, Distribución geográfica y capacitación.

Captura y almacenamiento de CO₂ en el MDL y Proyectos de destrucción de gases fluorados en el MDL: Sin acuerdo en ninguno de estos dos temas, que fueron pospuestos para la siguiente sesión.

Mecanismo de Acción Conjunta: Se adoptó una decisión que establece indicaciones para incrementar la transparencia y eficacia en el funcionamiento de este mecanismo, estableciendo las

guías necesarias para incluir actividades programáticas, etc.

Fondo de adaptación La decisión sobre el fondo de adaptación responde a las peticiones de los países en desarrollo de que el fondo entre en funcionamiento de forma eficiente cuanto antes y de que se habilitara su acceso directo al mismo. se decidió dotar de carácter legal a este fondo para que pueda asignar directamente recursos a los países en desarrollo para proyectos de adaptación al cambio climático. Este fondo se nutre del 2% de las RCE remitidas por la Junta Ejecutiva del MDL y está dirigido por un Comité Director.

Unión Europea

El año 2008 ha sido un año importante a nivel comunitario en el campo de la energía y el cambio climático, ya que la Comisión ha presentado el 23/01/2008 la comunicación "Dos veces 20" para el 2020. El cambio climático, una oportunidad para Europa doc: COM (2008)30 final 23.01.2008.

El objetivo principal del paquete energía y cambio climático es poner las bases para dar cumplimiento al compromiso asumido por el Consejo europeo en la primavera de 2007: Se trata de un límite nuevo a las emisiones asignado a cada país para que Bruselas pueda conseguir su meta global las emisiones totales de GEI al menos en un 20% respecto de los niveles de 1990, y en un 30% si otros países desarrollados se comprometen a reducciones de emisiones equivalentes y los países en desarrollo contribuyen adecuadamente en función de sus posibilidades y por otra parte alcanzar

el objetivo del 20% de consumo de energías renovables en 2020.

El conjunto de las propuestas legislativas que componen el paquete fueron presentadas por la Comisión europea el 23 de enero de 2008. A partir de ahí se abrió un período intenso de negociaciones, tanto en el Consejo como en el Parlamento, que se ha prolongado durante casi un año. Como hito fundamental de este proceso cabe mencionar el Consejo europeo de 11 y 12 de diciembre de 2008, donde se alcanzó un acuerdo político sobre las cuestiones más relevantes que todavía quedaban abiertas. El pleno del Parlamento europeo votó y aprobó mayoritariamente el paquete el 17 de diciembre de 2008.

Los principales elementos del Paquete son:

a) SISTEMA COMUNITARIO DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN

A diferencia de la Directiva previa, en el nuevo sistema se hace un enfoque centralizado buscando una mayor armonización y así se establece un techo de asignación de escala comunitaria, tomando como referencia el período 2008-2012 y disminuyendo linealmente 1,74% por año (revisable) con el objetivo de conseguir para el conjunto de los sectores considerados una reducción del 21% en 2020 respecto al 2005.

Como características más destacables:

- Los periodos son más largos 2013-2020.

- Se da un peso mucho mayor al sistema de subasta sobre todo para el sector de generación eléctrica que será del 100% desde el principio y con adaptaciones graduales para los sectores industriales en general. Tanto para el sector de generación como para el industrial se prevén excepciones (generación por un único combustible, carencia de interconexiones, sectores susceptibles de fugas de carbono....).
- La bolsa de derechos que se subasta se reparte entre los Estados miembros.
 - El 88% de la bolsa se distribuye entre todos los Estados miembros en base al peso en cada EM de las emisiones de los sectores ETS.
 - El 10% de la bolsa es para los EEMM con menor renta per cápita y mayores costes de implantación del paquete (a España le corresponde un incremento del 13% sobre lo obtenido en el apartado anterior.
 - El 2% de la bolsa se reserva a los EEMM que han logrado mayores reducciones en el ámbito del Protocolo de Kioto.
- Se incluyen nuevos gases y sectores: producción de aluminio, cobre, zinc y metales no féreos en general, secado y calcinado de yeso, producción de ácido nítrico, ácido adípico, glioxal y ácido glioxálico, amoníaco, compuestos orgánicos de base, hidrógeno y carbonato sódico, y captura, transporte por tubería, y almacenamiento de CO₂. Asimismo, también gases distintos del CO₂. PFCs en la producción de alumi-



nio, N₂O en la fabricación de algunos productos en la industria química (ácido nítrico, adípico, y glioxálico y glioxal).

- Por otra parte se excluyen las instalaciones de menos de 3 MW, y también se admite la posibilidad de excluir las instalaciones cuyas emisiones hayan sido inferiores a las 25.000 tCO₂ en los últimos tres años y umbral de capacidad térmica inferior a 35 MW.
- Se establece una reserva de nuevos entrantes con un tamaño del 5% del volumen total de derechos de emisión (aproximadamente 730 millones de derechos).
- En lo que respecta a los mecanismos de flexibilidad el régimen va a ser similar a lo acordado por el sistema precedente teniendo presente el principio de complementariedad por lo que la cantidad de créditos obtenidos por este sistema no debe exceder el 50% de las reducciones. No obstante hay una serie de reglas que permitirían adicionar una cantidad adicional de créditos.

Todas las cuestiones que quedan sin resolver se deberán concretar en procedimientos de comitología.

En esta Directiva también se contempla reducción de emisiones correspondientes a gases y/o actividades que no están incluidos en el ámbito del comercio de derechos de emisión "sectores difusos", adoptando un enfoque nacional. Se fija un objetivo global de reducción del 10% en 2020 respecto a 2005 (a España le corresponde un

objetivo de reducción del 10% en 2020 respecto a 2005) y se establecen objetivos nacionales de limitación o reducción de las emisiones no incluidas en el comercio de derechos de emisión (sectores difusos): transporte; sector comercial, residencial e institucional; agricultura y ganadería; residuos; y, marginalmente, algunas actividades industriales.

b) DIRECTIVA DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE DIÓXIDO DE CARBONO

La Directiva regula el almacenamiento geológico de carbono en el territorio de los Estados Miembros, su zona económica exclusiva y la plataforma continental, interpretándose éstos de acuerdo con la Convención de Naciones Unidas de Derecho del Mar.

Tanto la selección de emplazamientos como las autorizaciones para almacenamiento de carbono partirán de los Estados Miembros y deberán con autorización de la autoridad nacional competente, quien asegurará que un único operador explota cada emplazamiento y que no se producen usos incompatibles en los mismos.

Se fijan también condiciones para la pureza del CO₂ almacenado, así como las responsabilidades antes y después del cierre.

Dado que esta es la opción de futuro para las nuevas instalaciones de combustión se establece que éstas reserven un espacio para instalar tecnologías de captura de CO₂ siempre que las condiciones lo permitan.

c) DIRECTIVA RELATIVA AL FOMENTO DEL USO DE LA ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES

El primer objetivo aceptado es que un 20% del consumo de energía final en la UE en 2020 proceda de fuentes renovables. Este objetivo se ha distribuido entre los distintos Estados miembros teniendo en cuenta su consumo de renovables en 2005, el incremento necesario en el conjunto de la UE hasta el 2020, el potencial en recursos renovables, y el PIB per capita de cada país. A España le ha correspondido el objetivo del 20%.

Además, la Directiva establece una trayectoria a lo largo del periodo, con objetivos bianuales indicativos, para monitorizar el cumplimiento. El segundo objetivo recogido en esta Directiva es que un 10% de la energía consumida en el transporte, en cada país, venga de fuentes renovables, incluida la electricidad de origen renovable, para calcular la aportación al transporte de electricidad renovable se podrá tener en cuenta bien la media de del el mix eléctrico europeo, o bien la media del país. En el caso de los biocarburantes éstos deberán garantizar su sostenibilidad.

Para el cumplimiento de los objetivos, los Estados miembros deberán comunicar a la Comisión Europea un plan de acción nacional (antes del 30-06-2010), según un índice de contenidos que establezca la Comisión, con medidas para el cumplimiento de los objetivos.

Además de medidas nacionales para el fomento del uso de energías renovables, los Estados miembros podrán utilizar una serie de mecanismos de cooperación: que se cristalizarían en proyectos conjuntos entre Estados Miembros, proyectos en

terceros países, Mecanismos de apoyo conjunto: (por ejemplo mercado común de certificados verdes, tarifa regulada común para la electricidad de origen renovable, etc).

La Directiva prevé que en 2014 la Comisión evalúe, informe y proponga medidas. Se establecen unos criterios de sostenibilidad para que los biocarburantes contabilicen para el objetivo del 10% de renovables en el transporte. Se establece la necesidad de demostrar una reducción mínima de emisiones del 35% respecto a combustibles fósiles durante el periodo 2011-2016 y del 50% a partir del 2017 para las plantas existentes, y del 60% si la instalación de producción entra en operación con posterioridad al 2017.

Para España ha asignado dos objetivos obligatorios. Por un lado, le exige aumentar hasta el 20% la utilización de las energías renovables para 2020 con respecto a 2005, cuando la cuota de renovables era del 8,7%, lo que supone doblar la actual capacidad de producción. La cifra incluye la producción de biocombustibles, de modo que en 2020 deberá cubrir el 10% de las necesidades de carburante del sector del transporte. Por otro lado, España deberá reducir un 10% su nivel de emisiones de gases de efecto invernadero en sectores como el transporte o la vivienda.

9.2. UNIÓN EUROPEA

– **Directiva 2008/1/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de enero, relativa a la prevención y control integrados de la contaminación.**



La Directiva 96/61/CE, del Consejo, de 24 de septiembre, relativa a la prevención y control integrados de la contaminación, ha sido modificada en diversas ocasiones, algunas de forma sustancial. La nueva Directiva 2008/1/CE, que deroga la anterior Directiva 96/61/CE, codifica en un solo documento dicha Directiva y sus modificaciones, en aras de una mayor claridad y racionalidad.

Entre las modificaciones que incorpora la nueva Directiva respecto de la antigua, además de actualizar fechas y la referencia a las disposiciones que se citan, cabe destacar las siguientes:

La definición de "instalación existente", y en consecuencia la definición de instalación nueva, al señalar que lo será aquella instalación que, a fecha de 30 de octubre de 1999, estaba en funcionamiento o había sido autorizada o, en opinión de la autoridad competente, había sido objeto de una solicitud completa de autorización, siempre que dicha instalación se hubiera puesto en servicio, a más tardar, el 30 de octubre del año 2000.

La definición de "modificación sustancial" de una instalación, concretando la anterior definición, al señalar que se considerará sustancial cualquier modificación o extensión de una explotación, si la misma cumple, por sí sola, los posibles umbrales establecidos en el anexo I de la Directiva, que se refiere a las categorías de actividades industriales, con sus umbrales de capacidad, en su caso.

En relación con los límites de emisión que deben figurar en los permisos que otorguen las autoridades competentes, se señala que, en el caso de que las emisiones de gases de efecto invernadero

de las instalaciones incluidas en el anexo I de la Directiva 2033/87/CE, por la que establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión Europea, los citados permisos no incluirán valores límite de emisión para los citados gases, a menos que sea necesario para garantizar que no provoque ninguna contaminación local significativa.

El acceso a la información y participación pública en el procedimiento de concesión de permisos se regula de forma más completa y exhaustiva, señalando que los Estados miembros garantizarán que el público interesado que pueda verse afectado o que tenga un interés en la decisión sobre la concesión de un permiso, según la nueva definición, tenga posibilidades reales de participación en el proceso de otorgamiento de los permisos, desde una fase temprana, y una vez tomada la decisión.

La Directiva 2008/1/CE incluye un nuevo anexo V en el que se regula la citada participación del público en la toma de decisiones. Asimismo, la nueva Directiva regula el acceso del público a la justicia, estableciendo que los Estados miembros garantizarán que, de acuerdo con su derecho interno, el público interesado tenga la posibilidad de presentar los recursos e impugnaciones correspondientes.

Entre las actividades del sector energético a las que son aplicables los requisitos de esta Directiva, que se relacionan en el Anexo I de la misma, figuran, como en el anterior Directiva 96/61/CE, en el Grupo 1. Instalaciones de combustión, las siguientes:

1.1. Instalaciones de combustión con una potencia térmica de combustión superior a 50 MW

1.2. Refinerías de petróleo y gas.

1.3. Coquerías.

1.4. Instalaciones de gasificación y licuefacción de carbón.

– Directiva 2008/50/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo, relativa a la calidad del aire ambiente y a una atmósfera más limpia en Europa.

La Directiva 2008/50/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo, relativa a la calidad del aire ambiente y a una atmósfera más limpia en Europa, integra en una sola Directiva la anterior Directiva 96/62/CE, sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente, y las Directivas "hijas" de ésta, relativas a los valores límite de dióxido de azufre, dióxidos y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente (Directiva 1999/30/CE), sobre valores límite para el benceno y monóxido de carbono en el aire ambiente (Directiva 2000/69/CE) y la relativa al ozono en el aire ambiente (Directiva 2002/3/CE), para, desde la óptica administrativa, establecer una mayor claridad, simplificación y eficacia, incorporando al mismo tiempo los últimos avances sanitarios y científicos.

La Directiva 2004/107/CE relativa al arsénico, el cadmio, el mercurio, el níquel y los hidrocarburos aromáticos policíclicos en el aire ambiente no está

integrada en esta Directiva y podrá consolidarse con la misma una vez que se haya adquirido la experiencia suficiente en cuanto a su aplicación.

El objetivo de la Directiva 2008/50/CE es definir y establecer objetivos de calidad del aire ambiente para evitar, prevenir o reducir los efectos nocivos para la salud humana y el medio ambiente en general, manteniendo la calidad del aire cuando sea buena y mejorarla en los demás casos, evaluándola según métodos y criterios comunes, obteniendo la información precisa y asegurado que dicha información sobre la calidad del aire ambiente se encuentre a disposición de los ciudadanos, fomentando, asimismo, la cooperación entre los Estados miembros para reducir la contaminación atmosférica.

Para la protección de la salud humana se establecen valores límite para los contaminantes dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, benceno, monóxido de carbono, plomo y partículas PM_{10} , y, asimismo, niveles críticos para la protección de la vegetación para el dióxido de azufre y los óxidos de nitrógeno.

Para el ozono, contaminante que se forma en la atmósfera a partir de la emisión de otros contaminantes primarios, se establecen valores objetivo y objetivos a largo plazo para la protección de la salud humana y de la vegetación.

En el caso de las partículas finas ($PM_{2,5}$), que tiene importantes repercusiones negativas para la salud humana, la Directiva establece objetivos nacionales de reducción de exposición, un valor objetivo para el año 2010 y, posteriormente, en



dos fases, valores límite para los años 2015 y 2020, respectivamente.

Los Estados miembros deben designar zonas y aglomeraciones en todo su territorio, en las cuales se deben llevar a cabo actividades de evaluación y gestión de la calidad ambiental. Cada zona o aglomeración se clasificará según los umbrales de evaluación, superior o inferior, determinando los sistemas de evaluación, ya sea mediante mediciones fijas, técnicas de modelización, mediciones indicativas o estimaciones objetivas, estableciéndose en la Directiva los criterios para la evaluación de la calidad del aire ambiente.

Para las zonas y aglomeraciones donde las concentraciones de contaminantes en el aire ambiente rebasen los valores objetivo o los valores límite correspondientes, más los márgenes de tolerancia temporales cuando sean aplicables, los Estados miembros deben elaborar planes de calidad del aire, con el fin de conseguir respetar el valor límite o el valor objetivo correspondiente.

Cuando en una zona o aglomeración determinada exista el riesgo de que el nivel de contaminantes supere uno o más de los umbrales de alerta, a partir de los cuales una exposición de breve duración supone un riesgo para la salud de los sectores especialmente vulnerables de la población, los Estados miembros deben elaborar planes a corto plazo, en los que se indicarán las medidas que deben adoptarse para reducir el riesgo de superación o la duración de la misma.

En la Directiva figuran, asimismo, los criterios para

la determinación del número mínimo y la ubicación de los puntos de muestreo para la medición de los contaminantes regulados por la misma.

La Directiva establece los requisitos que los Estados miembros han de establecer para que los ciudadanos y las organizaciones pertinentes estén debidamente informados en relación con la calidad del aire ambiente, los planes de calidad establecidos y los informes anuales sobre todos los contaminantes cubiertos por la misma.

Asimismo, en la Directiva se contemplan las obligaciones de remisión de información a la Comisión Europea así como el intercambio con otros países, para conocer mejor las repercusiones de la contaminación atmosférica y elaborar las políticas apropiadas.

Los Estados miembros deben poner en vigor las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en la Directiva 2008/50/CE antes del día 11 de junio de 2010.

9.3. ÁMBITO NACIONAL

– **Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.**

Según lo establecido en la disposición final séptima de la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera, se dicta el Real Decreto Legislativo 1/2008, refundiendo

en un texto las disposiciones legales vigentes en materia de evaluación de impacto ambiental.

La legislación en España sobre evaluación de impacto ambiental se inició mediante el Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, adecuando el ordenamiento jurídico nacional a la legislación de la Unión Europea en la materia, en particular a lo establecido en la Directiva 85/337/CEE.

El citado RDL ha sido modificado en varias ocasiones, destacando, por su importancia, la llevada a cabo mediante la Ley 6/2001, de 8 de mayo, que traspuso la Directiva 97/11/CE y subsanó determinadas deficiencias en la transposición de la anterior Directiva 85/337/CEE.

Finalmente, en el año 2006 se han realizado dos modificaciones trascendentales del citado RDL 1302/1986. La primera, a través de la Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente y, posteriormente, mediante la Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la justicia en materia de medio ambiente, adecuándose la normativa básica de evaluación de impacto ambiental a la Directiva 2003/35/CE, que ha supuesto el reconocimiento real y efectivo, a lo largo del procedimiento de evaluación de impacto ambiental, del derecho de participación pública, según lo establecido en el Convenio de Aarhus, de 25 de junio de 1998.

Este texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de Proyectos, que se aprueba

mediante el RDL 1/2008, se limita exclusivamente a la evaluación de impacto ambiental de proyectos, no incluyendo la evaluación de planes y programas, regulada en la Ley 9/2006.

El objeto de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de Proyectos es establecer el régimen jurídico aplicable a la evaluación de impacto ambiental de proyectos, consistentes en la realización de obras, instalaciones o cualquier otra actividad de las comprendidas en los Anexos I y II de dicha ley, integrando los aspectos ambientales en el procedimiento de autorización o aprobación de los mismos por el órgano sustantivo competente.

Los proyectos, públicos y privados, incluidos en el Anexo I de la ley deben someterse obligatoriamente a una evaluación de impacto ambiental, según lo previsto en la misma.

Solamente se deberán someter a una evaluación de impacto ambiental, cuando así lo decida el órgano ambiental en cada caso, para los proyectos del Anexo II de la ley o para aquellos no incluidos en el Anexo I de la misma que pueda afectar directa o indirectamente a los espacios de la Red Natura 2000. Esta decisión ha de ser motivada y pública y se deberá ajustar a los criterios establecidos en el Anexo III de la ley. La normativa de las Comunidades Autónomas podrá establecer, por su parte, el sometimiento de estos proyectos a evaluación de impacto ambiental, bien mediante el análisis caso a caso o bien mediante la fijación de umbrales.

Entre los proyectos contemplados en el Anexo I



de la ley, los relacionados con la industria energética se encuentran incluidos en el Grupo 3 y en el Grupo 9, siendo los siguientes:

Grupo 3

a) Refinerías de petróleo bruto (con la exclusión de las empresas que produzcan únicamente lubricantes a partir de petróleo bruto), así como las instalaciones de gasificación y de licuefacción de, al menos, 500 toneladas de carbón de esquistos bituminosos (o de pizarra bituminosa) al día.

b) Centrales térmicas y nucleares.

1. Centrales térmicas y otras instalaciones de combustión con potencia térmica de, al menos, 300 MW.

2. Centrales nucleares y otros reactores nucleares, incluidos el desmantelamiento o clausura definitiva de tales instalaciones (excluidos reactores de investigación cuya potencia máxima no supere 1 kW de carga térmica continua).

c) Instalaciones de reproceso de combustibles nucleares.

d) Ciertas instalaciones diseñadas para fines de almacenamiento y gestión de combustible nuclear gastado.

e) Instalaciones industriales para la producción de electricidad, vapor y agua caliente con potencia térmica superior a 300 MW.

f) Tuberías para el transporte de gas y petróleo con un diámetro de más de 800 milímetros y una longitud superior a 40 kilómetros.

g) Construcción de líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica con un voltaje igual o superior a 220 kV y una longitud superior a 15 kilómetros.

h) Instalaciones para el almacenamiento de productos petrolíferos mayores de 100.000 toneladas.

i) Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan 50 o más aerogeneradores, o que se encuentren a menos de 2 kilómetros de otro parque eólico.

Grupo 9 b)

7) Tuberías para el transporte de productos químicos y para el transporte de gas y petróleo con un diámetro de más de 800 milímetros y una longitud superior a 10 kilómetros.

8) Líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica con una longitud superior a 3 kilómetros.

9) Parques eólicos que tengan mas de 10 aerogeneradores.

Grupo 9 c)

1) Instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica.

Los proyectos de la industria energética contemplados en el Anexo II, figuran en el Grupo 4 del mismo, siendo los siguientes:

- a) Instalaciones industriales para el transporte de gas, vapor y agua caliente; transporte de energía eléctrica mediante líneas aéreas (proyectos no incluidos en el Anexo I) que tengan una longitud superior a 3 kilómetros.
- b) Fabricación industrial de briquetas de hulla y de lignito.
- c) Instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica (cuando, según lo establecido en el Anexo I, no lo exija cualquiera de las obras que constituyen la instalación).
- d) Instalaciones de oleoductos y gasoductos (proyectos no incluidos en el Anexo I), excepto en suelo urbano, que tengan una longitud superior a 10 kilómetros.
- e) Almacenamiento de gas natural sobre el terreno. Tanques con capacidad unitaria superior a 200 toneladas.
- f) Almacenamiento subterráneo de gases combustibles. Instalaciones con capacidad superior a 100 metros cúbicos.
- g) Instalaciones para el procesamiento y almacenamiento de residuos radiactivos (que no estén incluidas en el Anexo I).
- h) Parques eólicos no incluidos en el Anexo I.

- i) Instalaciones industriales para la producción de electricidad, vapor y agua caliente con potencia térmica superior a 100 MW.

La competencia en relación con las evaluaciones de impacto ambiental está relacionada con el órgano sustantivo competente para autorizar o aprobar los proyectos, de modo tal que el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino será el órgano ambiental en relación con los proyectos que deban ser autorizados o aprobados por la Administración General del Estado y para el resto de proyectos el órgano ambiental será el que determine cada Comunidad Autónoma en su respectivo ámbito territorial.

La ley establece los procedimientos para la evaluación de impacto ambiental de los proyectos, los incluidos en el Anexo I y aquellos que, como se ha señalado anteriormente, deban ser sometidos, asimismo, a evaluación ambiental, desde la solicitud por parte del promotor de los mismos, la elaboración del estudio de impacto ambiental, el proceso de información pública y consultas que realizará el órgano sustantivo dentro del procedimiento aplicable para la autorización o realización del propio proyecto, y sus plazos correspondientes, hasta la finalización del proceso mediante la emisión de la Declaración de Impacto Ambiental por el órgano ambiental competente, la cual se hará pública.

En el supuesto de discrepancia entre el órgano sustantivo y el órgano ambiental sobre la conveniencia a efectos ambientales de ejecutar un proyecto o sobre el contenido del condicionado de la declaración de impacto ambiental, resolverá,



según la Administración que haya tramitado el expediente, el Consejo de Ministros o el Órgano de Gobierno de la Comunidad Autónoma correspondiente o, en su caso, el que dicha comunidad haya determinado.

La ley establece que el seguimiento y vigilancia del cumplimiento de la Declaración de Impacto Ambiental corresponde al órgano sustantivo o a los órganos que, en su caso, designen las Comunidades Autónomas respecto de los proyectos que no sean de competencia estatal.

– **Real Decreto 2090/2008, de 22 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de desarrollo parcial de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.**

La Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Ambiental, que transpone a la legislación española la Directiva 2004/35/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales, establece un nuevo régimen jurídico de reparación de daños medioambientales de acuerdo con el cual los operadores que ocasionen daños al medio ambiente, o amenacen con ocasionarlos, deben adoptar las medidas necesarias para prevenir su causación o, cuando el daño se haya producido, para devolver los recursos naturales dañados al estado en el que se encontraban antes de la causación del daño.

Con tal finalidad, la Ley 26/2007 establece, en su anexo II, el marco general de actuación que deberá observar la Administración competente a la

hora de determinar la forma en que se debe reparar el daño a los distintos medios naturales o a las especies silvestres y los hábitats.

Para asegurar que los operadores dispondrán de recursos económicos suficientes para poder hacer frente a los costes derivados de la adopción de las medidas de prevención, de evitación y de reparación de los daños medioambientales, la ley establece que es requisito indispensable para el ejercicio de las actividades profesionales relacionadas en el anexo III de la misma el disponer de una garantía financiera, correspondiendo a la autoridad competente la responsabilidad del establecimiento de la cuantía de la misma para cada tipo de actividad, en función de la intensidad y extensión del daño que se pueda ocasionar, de acuerdo con los criterios que se fijen reglamentariamente.

Asimismo, el artículo 24 de la Ley 26/2007 señala que el Gobierno deberá establecer los criterios técnicos que permitan evaluar la intensidad y la extensión del daño medioambiental y determinar el método que garantice una evaluación homogénea de los escenarios de riesgos y de los costes de reparación asociados a cada uno de ellos, de forma que asegure una delimitación uniforme de la definición de las coberturas que resulten necesarias para cada actividad o instalación.

De acuerdo con lo previsto en la disposición final tercera de la Ley 26/2007, que faculta al Gobierno para, previa consulta a las comunidades autónomas, dictar en su ámbito de competencia cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución del capítulo IV de la ley de sus anexos,

se aprueba, mediante el Real Decreto 2090/2008, el Reglamento de desarrollo parcial de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Ambiental, cumpliéndose, asimismo, lo indicado en dicha disposición final tercera de la ley en cuanto a la obligación temporal de aprobarlo antes del 31 de diciembre de 2008, incluyendo, además del desarrollo de las previsiones del capítulo IV de la ley, la definición del método de evaluación del daño a efectos de lo dispuesto en el artículo 24 de la misma.

El Reglamento de desarrollo parcial de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Ambiental, regula, fundamentalmente, los requisitos y criterios para la determinación de los daños ambientales y su reparación, así como la garantía financiera obligatoria para asegurar que los operadores dispongan de recursos económicos suficientes para poder hacer frente a los costes derivados de la adopción de las medidas de prevención, de evitación y de reparación de los daños medioambientales.

En la Ley 26/2007 se define el daño medioambiental en relación con los recursos naturales, señalando que serán aquellos daños que produzcan efectos adversos significativos en dichos recursos naturales. Quedan excluidos de la ley los daños al aire y los denominados daños tradicionales a las personas y a sus bienes, salvo que estos últimos constituyan un recurso natural.

El Reglamento establece que cuando se produzca un daño y, en los supuestos en los que se haya constatado la existencia de una amenaza inminente de daño, los operadores de alguna de las activi-

dades económicas o profesionales que figuran en el anexo III de la ley, deben recopilar la información necesaria para determinar la magnitud del daño, incluyendo, entre otras, la cartografía y la geología del terreno, el foco de contaminación y agente (s) causante (s) del daño, el estado básico, el uso del territorio, los indicadores de la calidad ambiental y los umbrales de toxicidad de las distintas sustancias para los recursos que pudieran verse afectados. La información relativa al estado del medio, como la relativa a la determinación del estado básico, los umbrales de toxicidad y otros indicadores cualitativos y cuantitativos para la determinación y valoración del daño, se pondrá a disposición del público a través del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

Para la determinación del daño medioambiental, el operador deberá realizar las actuaciones siguientes:

- Identificación del agente causante del daño, caracterizando el mismo según los tipos: químico, físico y/o biológico, caracterizándolo según la cantidad, propiedades toxicológicas y ecotoxicológicas, su definición taxonómica, etc. del mismo.
- Identificación de los recursos naturales y servicios afectados por el agente causante del daño, en particular los más vulnerables y sensibles, identificando los recursos naturales y servicios afectados según el anexo I del Reglamento.
- Cuantificación del daño, estimando el grado de exposición por parte de los receptores afectados al agente causante del mismo y la

medición de los efectos que éste produce sobre aquellos, determinando la extensión del daño y la intensidad del mismo, que se determinará según lo dispuesto en el epígrafe III del anexo I, así como la significatividad del daño, evaluando la variación que hayan experimentado los parámetros sanitarios y ambientales de los recursos afectados.

Además de especificar la determinación del daño medioambiental, el Reglamento de desarrollo parcial de la Ley 26/2007 regula las medidas reparadoras tras el daño, con la finalidad de devolver los recursos naturales y los servicios de los recursos naturales dañados a su estado básico, para lo cual se deben identificar el tipo, la cantidad, la duración y la ubicación de las medidas reparadoras necesarias, ya sean primarias y/o complementarias o compensadoras.

La determinación de las medidas reparadoras se debe concretar en un proyecto de reparación, que el operador elaborará conforme a los criterios establecidos en el anexo I de la Ley 26/2007, el anexo II de este Reglamento y la normativa autonómica aplicable, teniendo, como mínimo, el contenido siguiente:

- Localización espacial y temporal del daño medioambiental.
- Caracterización del daño medioambiental conforme a lo establecido en la determinación del mismo, indicada anteriormente.
- Exposición de las principales alternativas de reparación estudiadas y la justificación de las

razones que fundamentan la selección del proyecto de reparación y las medidas que lo integran.

- Descripción general de la alternativa elegida para el proyecto de reparación, incluyendo, entre otros aspectos, los objetivos de la reparación y actuaciones, tipo y calidad de recursos naturales o servicios de los recursos naturales generados mediante la reparación, coste del proyecto y programa de seguimiento del mismo.

La autoridad competente valorará y aprobará, en su caso, el proyecto de reparación, pudiendo acordar que la ejecución del mismo se realice, bien de manera global, bien por fases.

El operador deberá realizar el seguimiento de la ejecución del proyecto de reparación, proporcionando a la autoridad competente la información relevante sobre el mismo, la cual pondrá a disposición de las personas interesadas, y del público en general, la información pertinente del mismo.

Al final de la ejecución del proyecto de reparación medioambiental, el operador está obligado a elaborar un informe final de cumplimiento que remitirá a la autoridad competente, la cual, una vez analizado, manifestará motivadamente su conformidad o disconformidad con el mismo, en los términos que disponga la normativa autonómica.

El Reglamento de desarrollo parcial de la Ley 26/2007 regula, finalmente, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 24.1 de la misma, la determinación de la garantía financiera obligatoria para los operadores de las actividades incluidas en

el anexo III de la Ley 26/2007, que les permita hacer frente a la responsabilidad medioambiental inherente a su actividad.

La determinación de la cuantía de la garantía financiera, que será determinada por la autoridad competente según la intensidad y extensión del daño que la actividad del operador pueda causar, se basará en un análisis de riesgos medioambientales, que será realizado por el operador o un tercero contratado por éste y se elaborará según los criterios establecidos en el capítulo de determinación del daño medioambiental del Reglamento, debiendo someter dicho análisis de riesgos a un procedimiento de verificación .

Entre las actividades relacionadas en el anexo III de la Ley 26/2007 reguladas por este Reglamento que afectan a los sectores energéticos figuran la siguientes:

- Las incluidas en el anexo I de la Directiva 96/61/CE, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación (Directiva IPPC), entre las que se encuentran:
 - Instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 50 Mw.
 - Refinerías de petróleo y de gas.
 - Coquerías.
 - Instalaciones de gasificación y licuefacción de carbón.
- Las actividades de gestión de residuos, como la

recogida, el transporte, la recuperación y eliminación de residuos y residuos peligrosos, así como la gestión de dichas actividades, que estén sujetas a permiso o registro de conformidad con la Ley 10/1998, de 21 de abril.

- Todos los vertidos en aguas interiores superficiales sujetas a autorización previa, de conformidad con el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, y la legislación autonómica aplicable.
 - Todos los vertidos en las aguas subterráneas sujetas a autorización previa, de conformidad con el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, y la legislación autonómica aplicable.
 - Todos los vertidos en aguas interiores y mar territorial sujetos a autorización previa, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, y a la legislación autonómica aplicable.
 - El vertido o inyección de contaminantes en aguas superficiales o subterráneas sujetas a permiso, autorización o registro, de conformidad con el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.
- **Orden PRE/77/2008, de 17 de enero de 2008, por la que se da publicidad al Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se aprueba el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión Existentes (PNRE-GIC).**

El Consejo de Ministros, en su reunión de 7 de



diciembre de 2007, ha adoptado el Acuerdo por el que se aprueba el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión Existentes (PNRE-GIC).

El Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, ha trasladado a la legislación española la Directiva 2001/80/CE (Directiva GIC), sobre limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes (NO_x , SO_2 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_2 , NO_x 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, ha optado por un Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión Existentes (PNRE-GIC).

El objetivo del PNRE-GIC es identificar y contabilizar las grandes instalaciones de combustión existentes en España y determinar los compromisos de emisiones para las mismas a partir del año 2008.

En el PNRE-GIC se recogen las GIC existentes que

van a incluirse en el compromiso de reducción de emisiones, plasmados en los valores totales nacionales de las "burbujas" de emisión de SO_2 , NO_x y partículas, incluyéndose los parámetros y el cálculo de la aportación individual de cada instalación a las citadas "burbujas" de emisión.

No se incluyen en el compromiso de reducción de emisiones del PNRE-GIC las instalaciones que el titular de las mismas se ha comprometido a no hacerlas operar 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 han optado por la aplicación de límites individuales de emisión, 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.

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 las medidas a adoptar por la Administración General del Estado para el control y seguimiento del mismo.

Mediante el PNRE-GIC, a partir del año 2008, se va a conseguir una notable reducción de emisiones de SO_2 , NO_x 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:

	SO ₂	NO _x	Partículas
Emisiones anuales en 2001 (tpa)	885.183	218.673	29.565
Objetivo GIC(tpa)	168.209	186.048	13.290
% Reduccion emisiones con respecto al año 2001	81%	15%	55%

– **Resolución, de 14 de enero de 2008, de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático del Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros, de 7 de diciembre de 2007, por el que se aprueba el II Programa Nacional de Reducción de Emisiones, conforme a la Directiva 2001/81/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001, sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos.**

La Directiva 2001/81/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo (Directiva TNE), sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos, tiene por objeto limitar las emisiones de contaminantes acidificantes y eutrofizantes y de precursores de ozono mediante la fijación de techos nacionales de emisión, para reforzar la protección en la Unión Europea del medio ambiente y de la salud humana frente a los riesgos nocivos de dichos agentes contaminantes y avanzar hacia el objetivo a largo plazo de no superar las cargas y los niveles críticos en el territorio de la Comunidad.

La Directiva TNE se aplica a todas las fuentes resultantes de actividades humanas, fijas o

móviles, grandes o pequeñas, de los siguientes contaminantes: dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), amoníaco (NH₃) y compuestos orgánicos volátiles (COV).

Para alcanzar su objetivo, la Directiva TNE establece unos techos nacionales de emisión para el año 2010 a cada Estado miembro (cantidad máxima, en kilotoneladas, que se puede emitir en un año civil) para cada uno de los contaminantes antes mencionados.

Para España, los techos nacionales de emisión para el año 2010 son los siguientes:

	SO ₂	NO _x	NH ₃	COV
Techo 2010 (en Gg)	746	847	353	662

En el año 2003, España elaboró su primer Programa Nacional de Reducción de Emisiones, adoptado mediante Resolución de la Secretaría General de Medio Ambiente, de 11 de septiembre (BOE de 23 de septiembre de 2003). Según establece la Directiva TNE, el Programa Nacional debe revisarse y actualizarse.

En cumplimiento de dicha disposición, se ha elaborado el II Programa Nacional de Reducción de Emisiones, que ha sido adoptado por Acuerdo del Consejo de Ministros, en su reunión de 7 de diciembre de 2007, y que ha sido publicitado mediante Resolución, de 14 de enero de 2008, de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático del Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino.

En el II Programa Nacional se hace un balance de la evolución de las emisiones de los contami-



nantes regulados, desde 1990 hasta el año 2005, y las previsiones para el año objetivo 2010, señalándose que con las medidas en curso, se cumpliría muy holgadamente el techo de SO₂ y muy probablemente el de NH₃. En cuanto al NO_x y COV, las emisiones previstas en 2010 superarían el techo establecido, por lo que se precisarán medidas adicionales.

El II Programa Nacional contempla y actualiza las principales medidas adoptadas en España con efectos sobre la reducción de emisiones, así como un resumen de las medidas adicionales necesarias para poder cumplir con el objetivo de los techos nacionales de emisión.

El II Programa Nacional de Reducción de Emisiones se desarrollará a través de una serie de Planes de Acción Sectoriales que se enmarcarán en un Plan de Acción global que, entre sus objetivos figurará, entre otros, la evaluación del potencial de reducción de las medidas aprobadas, en vigor o con previsiones de tener un efecto en 2010, la actualización de las proyecciones nacionales de emisiones de contaminantes y, en el caso de que, de acuerdo con las nuevas proyecciones, no se prevea cumplir con los objetivos establecidos, se señala que se trabajará con los órganos competentes en la identificación de un nuevo paquete de medidas adicionales urgentes que permitan alcanzar el objetivo antes del año 2010.

– **Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo, por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO₂, NO_x y partículas proceden-**

tes de las grandes instalaciones de combustión, el control de los aparatos de medida y el tratamiento y remisión de la información relativa a dichas emisiones.

En el Real Decreto 430/2004, que trasladó a la legislación española la Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo, se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (de potencia térmica igual o superior a 50 Mw) y, asimismo, se regulan ciertos aspectos sobre el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo.

Mediante el Real Decreto 430/2004, que sustituye al Real Decreto 646/1991, de 22 de abril, sobre el mismo asunto, se establecen, para las nuevas instalaciones que se autoricen a partir de la entrada en vigor del mismo, unos requisitos individuales de emisión más estrictos que los que se fijaban en el Real Decreto 646/1991. Además, el Real Decreto 430/2004, recogiendo lo establecido en la Directiva 2001/80/CE, incluye entre las grandes instalaciones de combustión las turbinas de gas (ciclos combinados), que estaban excluidas en el Real Decreto 646/1991 y, entre los nuevos combustibles, la biomasa.

Para las instalaciones existentes (autorizadas con anterioridad a julio de 1987), el Real Decreto 430/2004, dentro de las dos opciones que permite la Directiva 2001/80/CE, ha optado por el establecimiento de un Plan nacional de reducción de las emisiones de las mismas, aplicable a partir del año 2008.

Asimismo, en el Real Decreto 430/2004 se establecen requisitos sobre las emisiones de las grandes instalaciones de combustión, así como los compromisos de remisión de la información de las emisiones de las mismas a la Comisión Europea, según lo establecido en la Directiva 2001/80/CE.

El objeto de la Orden ITC/1389/2008 es la regulación de los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes SO₂, NO_x y partículas procedentes de las grandes instalaciones de combustión, así como el control de los aparatos de medida y del tratamiento y remisión de la información relativa a dichas emisiones.

La Orden, además de hacer referencia a las normas aplicables y los certificados de cumplimiento de las mismas, regula las emisiones en continuo de los contaminantes procedentes de las grandes instalaciones de combustión, así como los casos en que dicha medición no es obligatoria, precisando los requisitos necesarios para la medición en discontinuo, diferenciando los requisitos para las centrales termoeléctricas y para el resto de las grandes instalaciones de combustión que no lo sean. En la Orden se establecen los requerimientos precisos para que los resultados de las mediciones de los contaminantes atmosféricos emitidos por cada instalación tengan la calidad adecuada y puedan ser comparables.

Asimismo, en la Orden se adoptan las disposiciones necesarias para que el titular de las instalaciones informe en plazos razonables de los resulta-

dos tanto de los resultados de las emisiones como de las emisiones resultantes y demás datos precisos para su determinación, así como del control de los equipos de medida y de las operaciones de medición necesarias para la consecución de dichas mediciones.

– Orden PRE/3539/2008, de 28 de noviembre, por la que se regulan las disposiciones necesarias en relación con la información que deben remitir a la Administración General del Estado los titulares de las grandes instalaciones de combustión existentes, así como las medidas de control, seguimiento y evaluación del Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión existentes.

El Real Decreto 430/2004, que trasladó a la legislación española la Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo, en el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, dentro de las dos opciones que permite la Directiva 2001/80/CE para las instalaciones existentes (autorizadas con anterioridad al julio de 1987), ha optado por el establecimiento de un Plan nacional de reducción de las emisiones de las mismas, aplicable a partir del año 2008.

El Consejo de Ministros, en su reunión de 7 de diciembre de 2007, ha adoptado el Acuerdo por el que se aprueba el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Com-



bustión Existentes (PNRE-GIC), el cual se ha dado publicidad mediante la Orden PRE/77/2008, de 17 de enero.

El objeto de la Orden PRE/3539/2008 es regular el procedimiento y periodicidad de la información que deben remitir a la Administración General del Estado los titulares de las grandes instalaciones de combustión existentes y los mecanismos de control, evaluación y seguimiento del Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión Existentes (PNRE-GIC), así como la notificación, por parte de los citados titulares, de cualquier incidencia que pueda afectar al cumplimiento de los compromisos totales de emisiones de sus instalaciones.

Dentro del compromiso global nacional de cumplimiento de las burbujas de emisiones determinadas en el PNRE-GIC, la Orden PRE/3539/2008 establece que el cumplimiento se efectuará por empresa, aplicando el concepto de burbuja al conjunto de las instalaciones de cada empresa, regulando, asimismo, las situaciones en el caso de intercambio de activos entre empresas.

La determinación de las emisiones de las grandes instalaciones de combustión incluidas en el PNRE-GIC, así como la remisión de la información de las emisiones de las mismas, se realizará según

lo establecido en la Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo.

La Orden PRE/3539/2008 establece los requisitos de información e informes que los titulares de las instalaciones deben remitir a la Secretaría de Estado de Energía en relación con el cumplimiento de los compromisos anuales de emisiones y de cualquier incidencia que se produzca en relación con las mismas, incluyendo el cierre de instalaciones, así como otros requisitos establecidos en el Real Decreto 430/2004, en particular en relación con las instalaciones que se han acogido a la cláusula de las 20.000 horas operativas, establecida en el artículo 5.4 del mismo.

La Secretaría General de Energía, en el primer trimestre de cada año hará una evaluación anual para el año precedente del cumplimiento de las burbujas por empresa y a nivel nacional.

Asimismo, la Orden PRE/3539/2008 señala que durante el mes de julio de cada año, de acuerdo con la información de emisiones disponible de las instalaciones incluidas en el PNRE-GIC, la Secretaría General de Energía valorará la previsión del cumplimiento anual de los compromisos de emisión en el año, enviando, si procede, a las empresas las instrucciones o advertencias pertinentes para asegurar dicho cumplimiento.

10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO



10.1. PLAN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, DESARROLLO E INNOVACIÓN TECNOLÓGICA (I+D+i) 2008-2011

El Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica, 2008-2011 aprobado por acuerdo del Consejo de Ministros de 14 de septiembre de 2007, prevé diversas modalidades de participación, entendidas como los mecanismos que la Administración General del Estado provee para que los agentes ejecutores de las actividades de investigación, desarrollo e innovación (I + D + i) puedan acceder a la financiación de sus actividades y contribuir a la resolución de los problemas del futuro, entre los que se encuentra mitigar y enfrentarse al cambio climático.

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+i. En este contexto, se ha establecido un nuevo esquema organizativo de acuerdo a la reestructuración ministerial tras la creación del Ministerio de Ciencia y Tecnología, como órgano competente en la elaboración, gestión, tramitación y seguimiento del Plan Nacional de I+D+i 2008-2011.

La finalidad del Plan Nacional es por tanto contribuir a la consecución de una serie de objetivos 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.

Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático

Por otra parte el cambio climático es una de las principales amenazas para el desarrollo sostenible y representa uno de los principales retos ambientales con efectos sobre la economía global, la salud y el bienestar social. España, por su situación geográfica y sus características socioeconómicas, es un país muy vulnerable a los efectos del cambio climático. La disminución de los recursos

hídricos, la regresión de la costa, las pérdidas de la biodiversidad y los ecosistemas naturales o los aumentos en los procesos de erosión del suelo son algunos de los efectos que influirán negativamente sobre varios sectores de la economía como la agricultura o el turismo.

En España, la energía es responsable de aproximadamente el 80 por ciento de las emisiones de gases de efecto invernadero causantes del cambio climático y de la contaminación atmosférica, al tiempo que se constituye como un elemento esencial para la actividad económica y el bienestar de los ciudadanos. A este efecto contribuyen tanto la generación de energía, como su utilización ineficiente, lo que es especialmente importante en el caso del transporte. Asimismo, la Unión Europea ha identificado la política de I + D + i como una de las herramientas más eficaces para abordar los nuevos retos del sector de la energía y la lucha contra el cambio climático y ha destinado una parte importante de su presupuesto a este objetivo.

La Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático es un instrumento mediante el cual el Gobierno articula un conjunto de Subprogramas Nacionales con objeto de favorecer un modelo energético sostenible que fomente el uso de las fuentes de energías renovables, la eficiencia energética, el desarrollo de tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes y el avance en las áreas de la movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte, la promoción de la edificación sostenible y las áreas de mitigación del cambio climático no energéticas, observación del clima y adaptación al cambio climático.

La Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático consta de los siguientes cuatro subprogramas:

- a) Subprograma Nacional para la eficiencia energética, energías renovables y tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes.
- b) Subprograma Nacional para la movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte; enfocado a la mejora de rendimiento energético de los distintos modos de transporte, a la promoción del cambio modal desde modos más productores de emisiones a modos menos contaminantes, incluidos los modos no motorizados, y al fomento de la intermodalidad como medio más adecuado de lograr la necesaria optimización del balance global de emisiones del transporte.
- c) Subprograma Nacional para promover la edificación sostenible, que está dirigido a la promoción de la investigación, desarrollo e investigación de nuevos materiales y productos aplicados a la edificación así como a la utilización de nuevas fuentes de energía.
- d) Subprograma Nacional para la mitigación no energética del cambio climático, observación del clima y adaptación al cambio climático, que está destinado a la optimización de las redes de observación sistemática del clima, al conocimiento del clima y su evolución futura y a la reducción de emisiones no energéticas de gases de efecto invernadero.

Subprograma Nacional para la eficiencia energética, energías renovables y tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes

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.

La prioridades temáticas del Subprograma Nacional para la eficiencia energética, energías renovables y tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes son las 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 del CIEMAT en la investigación y el desarrollo de la fusión termonuclear promovido desde la Unión Europea, como se indica en el apartado de este Organismo.

Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía, para que sean más limpias y eficientes

Estas energías han desarrollado sus tecnologías hasta un nivel altísimo de madurez competitiva, descansando en ellas, en gran medida, el desarrollo económico de los decenios precedentes. Sin embargo, algunas de estas energías no se ajustan totalmente a los principios de desarrollo sostenible. La transición de la situación actual a un escenario energético renovado, que satisfaga los principios mencionados y a la vez no sea contraproducente para la actividad económica y el bienestar social, necesita políticas de I+D+I en varios ámbitos; particularmente, de nuevas tecnologías dentro de las energías convencionales. El objetivo fundamental es garantizar el suministro energético de forma económica y respetuosa con el medioambiente con criterios de eficiencia y calidad empleando las fuentes energéticas convencionales e introduciendo las tecnologías necesarias para optimizar su uso.

Las líneas de actuación propuestas son:

– Mejora de carburantes para transporte:

- Desarrollo de nuevos procesos en las refinerías de petróleo y catalizadores más activos y selectivos que permitan reducir la intensidad energética del proceso de refinado y obtener

simultáneamente combustibles de mayor calidad medioambiental y mayor eficiencia energética en su utilización final.

- Desarrollo de nuevos procesos que permitan adaptar la estructura de la producción a las tendencias de la demanda de productos para el transporte.
- Nuevos combustibles para el transporte (Gas natural comprimido, GLP, gasoil GTL) que sean compatibles con las infraestructuras existentes hoy día.

– Tecnologías de uso limpio del carbón y de productos petrolíferos:

- Optimización del funcionamiento de las plantas mediante su adaptación a diferentes combustibles, validación de modelos de simulación, materiales, componentes, repotenciación y ciclo supercríticos.
- Alargamiento de la vida de las plantas, potenciando las técnicas de mantenimiento predictivo, la evaluación en continuo de ciclos de vida, de rendimientos, la influencia de los sistemas de depuración.
- Mejorando los quemadores, los sistemas de inyección de combustible y los sistemas de depuración de humos, de desulfuración de gases, de eliminación de óxidos de nitrógeno y la utilización de las cenizas volantes.
- Proseguir con los desarrollos de procesos relacionados con la GICC con miras a la segunda

generación, mejorando su eficiencia, mejorando sus emisiones y reduciendo los costes de la tecnología y optimizando el rendimiento de la planta. Impulsar la investigación tendente a mejorar el contenido en hidrógeno del gas de síntesis, para su producción con miras a la utilización en pilas de combustible.

- Asimismo, es necesario hacer un esfuerzo en lo relativo al control de las emisiones con el desarrollo de equipos de medida y control, con estudios de dispersión y con los efectos de la contaminación y en especial a lo relativo al desarrollo de tecnologías de captura y confinamiento de CO₂.

– *Fisión Nuclear:*

La contribución del CIEMAT en este campo, como se indica en el apartado de este Organismo.

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 dispo-

sitivos superconductores (limitadores de corrientes de falta, cables subterráneos, transformadores, etc.), centros de transformación compactos e integrados y nuevos materiales aislantes

– *Generación Distribuida / Distribución Activa*

En los últimos años se observa una evolución del sector energético caracterizada por la reestructuración y liberalización, el incremento de necesidades energéticas y los avances tecnológicos (menor potencia más eficiente). Además, desaparece la economía de escala en la que se basan los sistemas de generación-transporte-distribución, y los sistemas de generación pasan de concentrarse en un número moderado de grandes instalaciones a integrarse de forma atomizada en las redes de distribución de media y baja tensión. Este nuevo concepto de distribución activa (DA), también conocida como generación distribuida (DG), está emergiendo como un nuevo paradigma de generación-distribución de la energía eléctrica que plantea toda una serie de problemas y oportunidades relacionadas con los servicios, los equipos y las infraestructuras.

Las actuaciones que se abordan en este tema tienen que ver con la generación de energía, con la distribución de energía y con las tecnologías horizontales para sistemas energéticos industriales, comerciales y domésticos, que más concretamente se pueden clasificar en los cuatro bloques siguientes de líneas tecnológicas:

- Integración a gran escala de mini y microsistemas avanzados de generación distribuida de electricidad. Conexión e impacto en la red de: generación

eólica, microgeneración con tecnologías de pilas de combustible, microgeneración mediante sistemas fotovoltaicos y plantas mixtas.

- Componentes, sistemas y servicios para la red de distribución activa de electricidad: sistemas de acondicionamiento de red para asegurar la fiabilidad y calidad de la energía, sistemas de protección y medida para MT y BT, sistemas electrónicos de potencia para las nuevas subestaciones y centros de transformación, control de redes y microrredes y gestión y control de generadores y consumidores virtuales.
- Sistemas de almacenamiento de energía que faciliten la integración masiva de fuentes de energía conectadas a la red. (baterías, pilas de combustible regenerativas, ultracondensadores, bobinas superconductoras, volantes de inercia, etc).
- Servicios orientados al mercado eléctrico: servicios de valor añadido para la distribución de electricidad (distribución y clientes), incluyendo gestión de la demanda utilizando generación distribuida, sistemas de gestión y operación de redes, comercio electrónico y 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 tecno-

logías y optimización de procesos de fabricación células fotovoltaicas, mejoras y modernización de sistemas de fabricación orientados a la reducción de costes específicos. Nuevos conceptos que consuman menor cantidad de material y aprovechen mejor el espectro.

- Módulos fotovoltaicos. Investigación, desarrollo e innovación en módulos fotovoltaicos en los campos de fabricación y su homologación, integración arquitectónica, sistemas de concentración y nuevos conceptos.
- Sistemas fotovoltaicos. Investigación y demostración tendentes a mejorar el balance del sistema, desarrollo de nuevas aplicaciones y aspectos de diseño, sistemas de seguimiento solar, monitorización y telegestión y mejora de la calidad de servicio. Almacenamiento.
- Acoplamientos a redes. Investigación y desarrollo de tecnologías para la mejora de la calidad de onda y seguridad de conexión a la red. Optimización de inversores. Desarrollo de normativas y herramientas de homologación y caracterización de inversores y componentes.

b) Solar térmica alta temperatura.

- Tecnología de concentración en foco lineal hacia: superficies reflectantes, tubos absorbedores, 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 aprovecha-

miento 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 CO₂, a partir de agua, utilizando métodos electrolíticos (con energías renovables o nuclear) u otros emergentes como fotoelectroquímicos, fotobiológicos o biomiméticos y partir de materias primas renovables o fósiles (preferiblemente con captura de CO₂) mediante procesos de reformado, oxidación parcial, gasificación u otros. Igualmente la producción de gases con alto contenido de hidrógeno para aplicaciones energéticas distintas de las pilas de combustible.
- Almacenamiento: comprimido, líquido o mediante tecnologías de hidruros metálicos y las estructura carbonosas de nanotubos.
- Distribución y suministro final: uso de infraestructuras existentes y nuevas; medios de transporte; instalaciones de suministro final.
- Normas, especificaciones y estandarización en materia de equipamiento, seguridad y calidad del producto.
- Análisis comparativo de ciclo de vida de eficiencia energética y de emisiones de GEI'S, en sistemas integrados de producción, almacenamiento, distribución y suministro final de hidrógeno

en sus aplicaciones de transporte y generación distribuida.

- Creación de una infraestructura de ensayos y equipos de trabajo en I+D+I relacionados con la seguridad en el uso del hidrógeno (identificación de escenarios representativos de accidentes, determinación de árbol de fallos, análisis de modos de fallo y sus efectos, estudio comparativo de riesgos y daños, desarrollo y validación de herramientas para evaluación de la seguridad en distintas aplicaciones, etc.).

– Pilas de combustible

- El desarrollo de otros combustibles para alimentación de pilas de combustible (gas natural, metanol, bioalcoholes, fracciones del petróleo etc.) en lo relativo a producción rentable y limpia, purificación y desarrollo de infraestructura.
- En relación con las pilas de combustible de baja temperatura (PEM) los esfuerzos deben orientarse hacia el desarrollo de materiales (catalizadores, electrodos, electrolitos, placas, sellos, etc.), el desarrollo de componentes de pilas de combustible y sus de prototipos de pilas de combustible, sistemas basados en pilas de combustible para su aplicación en transporte, y en uso estacionario y portátil, procesadores de combustible.
- Pilas de combustible de alta temperatura (óxidos sólidos y carbonatos fundidos) las actividades deben orientarse al desarrollo de materiales (catalizadores, electrodos, elec-

trolitos, 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 contribución del CIEMAT en este campo, como se indica en el apartado de este Organismo.

10.2. RESULTADOS DE LA ACCIÓN ESTRATEGICA DE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

Durante el año 2008 se inicio la gestión y tramita-



ción de la Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático en lo referente al Subprograma Nacional para la eficiencia energética, energías renovables y tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes, la financiación se basó en subvenciones y anticipos reembolsables con cargo a las partidas presupuestarias de dicho Subprograma.

Los resultados alcanzados en la convocatoria del 2008, pueden concretarse en los siguientes aspectos:

- El presupuesto del Programa se ha distribuido en un 60% para el área de energías renovables, un 39% para eficiencia energética y un 1% para combustibles fósiles (gráfico 10.1).
- Por tecnologías, el presupuesto total de 40,235 millones de euros se ha distribuido según el gráfico 10.2, destacando 15,81 millones para tecnologías de mejora del uso final de la energía.
- Por tipología de proyecto presentado, de 184 proyectos en total, ha sido predominante

el proyecto individual con colaboración externa, con 95 proyectos; desarrollados en cooperación y con colaboración externa, han sido 61; desarrollados en cooperación sin colaboración externa, han sido 18 y finalmente 11 individuales sin colaboración externa (gráfico 10.3).

10.3. CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT)

El Ciemat, Organismo Público de Investigación con dependencia en 2008 del Ministerio de Educación y Ciencia (actualmente del Ministerio de Ciencia e Innovación), mantiene sus programas de investigación y desarrollo con especial atención a los campos de la energía y del medio ambiente.

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, prác-

GRÁFICO 10.1. SUBPROGRAMA NACIONAL PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA, ENERGÍAS RENOVABLES, TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN LIMPIA O EMERGENTES. DISTRIBUCIÓN PRESUPUESTARIA POR ÁREAS

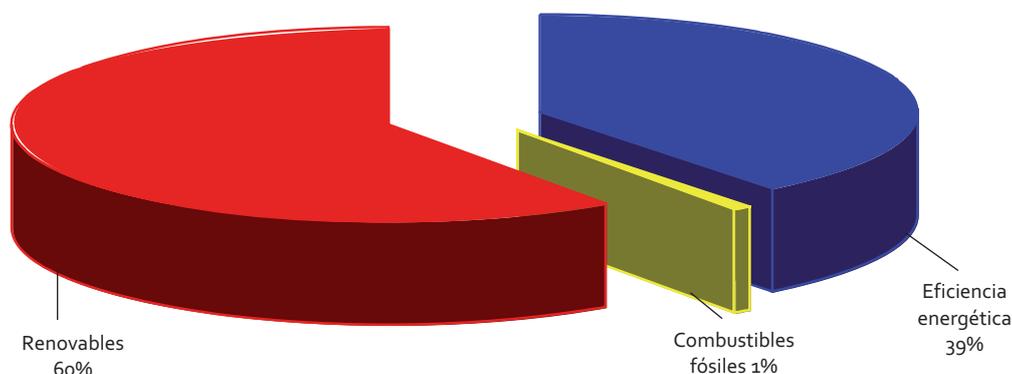




GRÁFICO 10.2. SUBPROGRAMA NACIONAL EFICIENCIA ENERGÉTICA, ENERGÍAS RENOVABLES, TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN LIMPIA O EMERGENTES

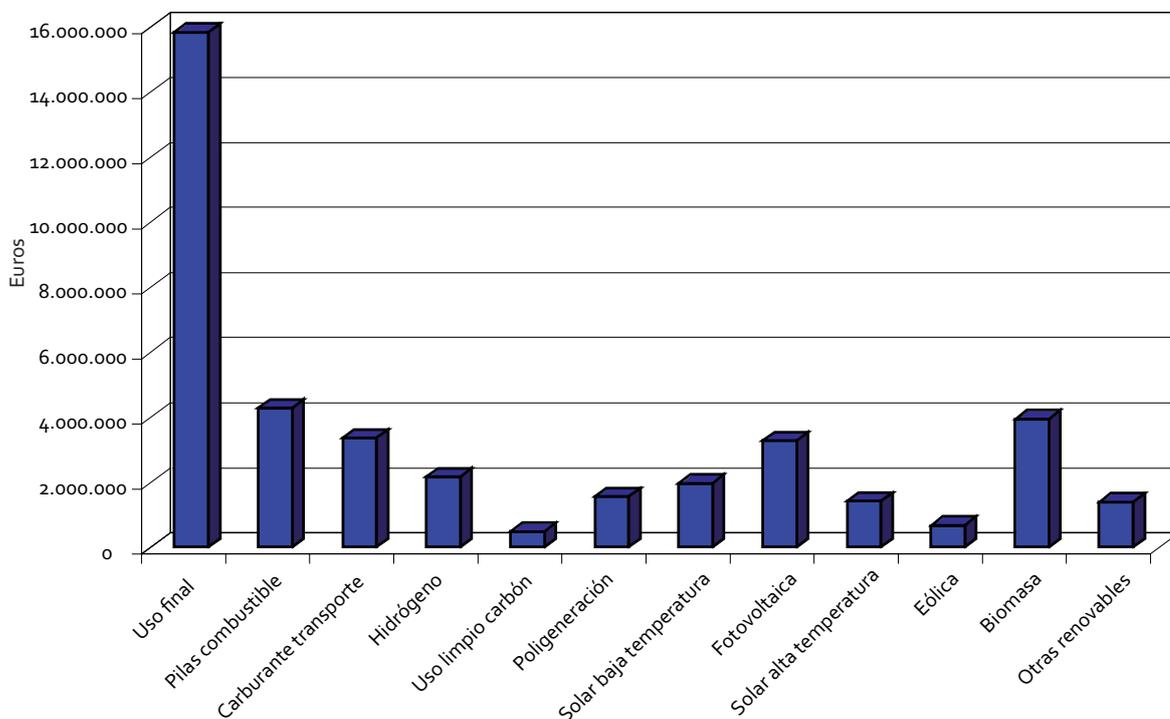
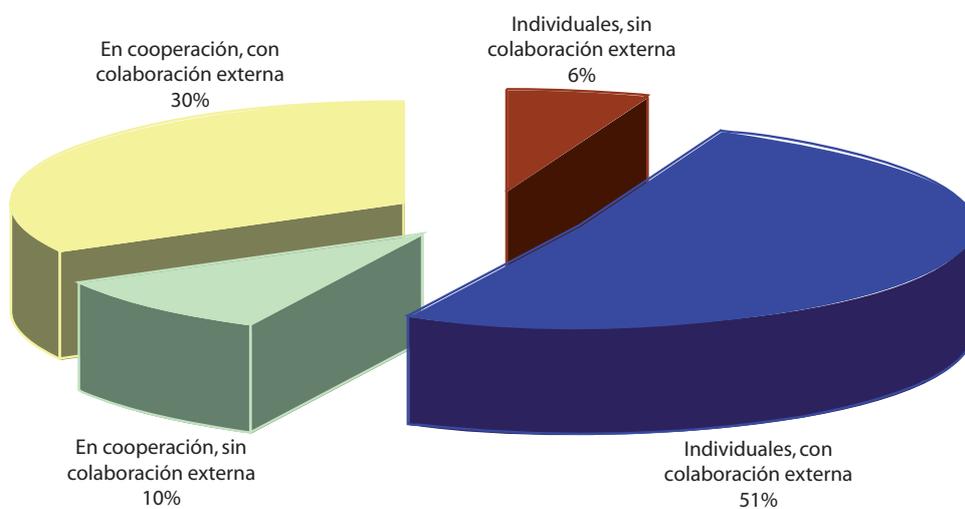


GRÁFICO 10.3. RESULTADOS DEL SUBPROGRAMA NACIONAL PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA, ENERGÍAS RENOVABLES, TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN LIMPIA O EMERGENTES. TIPOLOGÍA DE PROYECTOS PRESENTADOS





ticamente, 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 el último año, 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 CO₂. Desde el año 2005, estas actividades se han canalizado a través del Proyecto Singular Estratégico "Tecnologías Avanzadas de Generación, Captura y Almacenamiento de CO₂", Ref.06/142, coordinado por CIEMAT.

- En el marco de colaboración con CIUDEN se trabaja en el apoyo técnico a la Fundación. El CIEMAT, además de cómo miembro de la Fundación participa en la Dirección del Programa de Almacenamiento y Secuestro Geológico de CO₂ de CIUDEN y la realización de proyectos y diversas contribuciones de carácter técnico en: La Evaluación del Comportamiento y Análisis de Riesgos de las potenciales ubicaciones de una Planta Piloto de Almacenamiento Geológico de CO₂, y "Estudio Hidrogeoquímico de potenciales ubicaciones de una Planta Piloto de Almacenamiento Geológico de CO₂". Y durante el año 2008 muy significativamente en la Dirección y Supervisión de la Restauración Edafopaisajística de Escombreras en la Comarca de El Bierzo. También ha participado en la realización de los Comentarios a la Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono (COD/2008/0015).
- Participación en dos nuevos Proyectos científico-tecnológicos singulares y de carácter estratégico, uno sobre mineólica y otro, sobre almacenamiento energético. El PSE-mineólica está coordinado por el CIEMAT.

- 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 colaboración con ENRESA, y la continuación de los estudios de seguridad nuclear en áreas de interés compartido con el CSN.
 - Finalización del proyecto integrado del VI Programa Marco de la UE denominado FUNMIG, orientado al estudio de los procesos de migración de radionucleidos en la Geosfera y al desarrollo de herramientas aplicables a la evaluación del comportamiento del AGP.
 - La participación en la constitución y coordinación de las Plataformas Tecnológicas Española en Energía Nuclear, CEIDEN, y Europea de Energía Nuclear Sostenible, SNE-TP.
 - La constitución del consorcio español para la participación en el suministro de componentes para el reactor experimental Jules Horowitz.
 - 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.
 - Conclusión del proceso de implantación de la Empresa Común Europea del ITER en Barcelona. La Empresa Común inició su andadura en 2005 y alcanzó autonomía de gestión a finales de 2007, durante este periodo el CIEMAT proporcionó cobertura técnica, logística y administrativa a la entidad.
 - Progreso en el desarrollo de plasmas de fusión en el stellarator TJ-II, con la introducción de una nueva técnica de recubrimiento de litio en las paredes del reactor.
 - Progreso en la participación española en el I+D del proyecto ITER, con la inclusión del CIEMAT en cinco consorcios europeos orientados al desarrollo de componentes y sistemas para este proyecto.
 - Puesta en marcha la aplicación informática "SIGE" (Sistema Integrado de Gestión de Emisiones de GIC), que permite que las GIC puedan enviar sus declaraciones de emisiones a la atmósfera por vía telemática a la Oficina de Control de Emisiones de Grandes Instalaciones de Combustión (OCEM).
- 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 2008, Ciemat ha conseguido una participación muy importante en buena parte de los nuevos grandes proyectos iniciados en el campo de las energías renovables. 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. Además, CIEMAT ha participado activamente en el Task Force para la creación de un Grupo de Investigación dentro de la iniciativa tecnológica conjunta en pilas de combustible e hidrógeno (JTI), siendo la División de Energías Renovables quien participa en el grupo de trabajo de producción de hidrógeno.

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 CO₂) de la introducción en el mercado de las biomásas como combustibles.

Estas actividades se han desarrollado 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. El PSE On Cultivos lo integran actualmente 28 participantes, de los que 18 son empresas y otras entidades privadas y 8 son universidades y organismos de I+D. La superficie de cultivo que se estima implementar en el Programa de Demostración de los cultivos estudiados (2005-2012) es de unas 30.000 ha, con localización de parcelas en Andalucía, Aragón, Castilla la Mancha, Castilla y León, Extremadura, Madrid y Navarra.

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 2007 se realizó la inauguración y puesta en marcha de la planta PERSEO, dentro del proyecto del mismo nombre, en colaboración con la empresa IMECAL. La planta permite tratar hasta 5 toneladas de residuo al día y pretende demostrar la viabilidad de la producción de etanol a partir de la

fracción orgánica de residuos sólidos urbanos. Se ha iniciado, también con IMECAL, un nuevo proyecto denominado ATENEA para la obtención de bioetanol a partir de residuos de cítricos. En sendas iniciativas CENIT se ha contratado con las empresas Greencell y Syngenta Seeds la investigación en nuevos cócteles enzimáticos para la producción de bioetanol a partir de cereal y remolacha.

En el ámbito de la energía eólica CIEMAT 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). La actividad principal en esta línea de trabajo se ha concentrado en el Proyecto Singular Estratégico en Mini-Eólica que integra a los principales fabricantes de aerogeneradores por debajo de 100 kW y que potencia las instalaciones de ensayo ubicadas en el CEDER de Soria para el desarrollo de procedimientos de certificación de pequeños aerogeneradores.

Cabe reseñar también que se ha continuado con el 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 poten-



cia, medida de la emisión de ruido acústico y ensayos de durabilidad, seguridad y operación). Se ha continuado también con las actividades del 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, habiéndose puesto a punto en el CEDER de Soria una bobinadora que permite desarrollar prototipos para ensayo en el Laboratorio de Volantes de Inercia.

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.

Destacan en este ámbito de investigación el proyecto financiado por el IV Programa Regional de Investigación de la Comunidad de Madrid que coordina Ciemat denominado FOTOFLEX, así como el 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.

En el año se ha comenzado un nuevo proyecto del Plan Nacional, denominado CLASICO, para el desarrollo de dispositivos y sensores avanzados basados en silicio amorfo, y se ha continuado con el desarrollo del proyecto singular estratégico denominado Microsil 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, el control de potencia de módulos FV para centrales y la medida de células solares, como laboratorio de referencia. La febril actividad en implantación de sistemas FV durante el año ha dado lugar a una gran carga de trabajo en calibración y medida de módulos, convirtiéndose CIEMAT en uno de los laboratorios de referencia para promotores y desarrolladores de proyectos.

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 la actividad más intensa se ha registrado dentro del proyecto singular estratégico ARFRISOL coordinado por CIEMAT que contempla la demostración y evaluación de cinco edi-

ficios 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 la simulación energética de los cinco edificios, llevado a cabo la monitorización del edificio CIESOL en la Universidad de Almería, se ha inaugurado el segundo edificio ubicado en la Plataforma Solar de Almería, estando los otros tres edificios de Madrid, Soria y Asturias en avanzado estado de construcción. El liderazgo de Ciemat en el ámbito de la refrigeración solar y la eficiencia energética en la edificación, se ha materializado asimismo en el inicio de dos nuevos proyectos CENIT con la empresa Acciona (proyecto Mediodía y proyecto Ciudad Ecotecnológica), así como en el asesoramiento a la construcción del nuevo edificio y museo de la Fundación CIUDEN en el Bierzo. Se ha participado en el proyecto de acondicionamiento térmico de un bulevar en el Nuevo Ensanche de Vallecas (Madrid), con el diseño de tres cilindros con sistemas evaporativos, realizándose la evaluación energética en condiciones reales de uso de 1 "árbol de aire".

PSA-CIEMAT

La Plataforma Solar de Almería (PSA-CIEMAT) continúa siendo considerada la primera gran instalación europea en el campo de la energía solar térmica. Además de los proyectos propios y de

sus actividades de formación, la PSA participa activamente como asesor tecnológico en el desarrollo de las tres primeras iniciativas de proyectos de demostración comercial promovidos por distintos consorcios empresariales en España.

En tecnología de Colectores Cilindro-Parabólicos, dentro del proyecto INDITEP se ha concluido la ingeniería de detalle de una primera planta solar termo-eléctrica que funcione con generación directa de vapor, aplicando la experiencia y el conocimiento adquiridos en el proyecto DISS. Ambos proyectos han dado lugar a ALMERÍA GDV' 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 dentro de los terrenos de la PSA en Tabernas, Almería.

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. Hay que hacer especial mención al receptor refrigerado por sales fundidas, desarrollado conjuntamente con una ingeniería española, y que será utilizado en la primera planta comercial de torre que utilizará esta tecnología.

Por último se ha continuado con el desarrollo de herramientas para 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. Igualmente, y dentro de un consorcio con financiación europea, se ha construido el receptor HYDROSOL-II que deberá de validar la tecnología de generación de hidrógeno a altas temperaturas a partir de agua mediante el uso de receptores monolíticos con recubrimiento de ferritas.

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, el 'Programa Nacional de Mejora y Acceso a Grandes Instalaciones Científicas' 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 continuado contribuyendo al desarrollo e implementación de tecnologías de uso limpio y eficaz de combustibles sólidos y residuos, al estudio, mejora e implementación de pilas de combustible, y al desarrollo de modelos numéricos que permitan entender mejor estos procesos y analizar su comportamiento.

En Valorización Energética de Combustibles y Residuos, se 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 CO₂

participando tanto en un Proyecto Singular Estratégico del Ministerio de Educación y Ciencia "Procesos avanzados de generación, captura y almacenamiento de CO₂" trabajando, junto con ELCOGAS y la UCLM en el proceso Shift Catalítico para su implementación en sistemas de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado para captura de CO₂ y producción de H₂, así como, en el Programa CENIT, del CDTI, participando en el Proyecto "CENIT CO₂" 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.

En el mismo Proyecto "CENIT CO₂" se ha colaborado con Unión Fenosa en la caracterización de Biomásas para su coutilización en centrales térmicas de carbón. Se han realizado actividades experimentales en el proceso de la reacción de desplazamiento del gas de agua (WGS) y su combinación con tecnología de membranas permitiendo de este modo aumentar el rendimiento de la reacción y la pureza del H₂ obtenido y la concentración de la corriente de CO₂ previo a su captura, estas actividades se han llevado a cabo tanto en el ámbito de un proyecto europeo (CHRISGAS) donde estaba prevista la incorporación de la tecnología desarrollada en una planta de gasificación utilizando catalizadores y membranas comerciales, tanto como en un proyecto del Plan Nacional de I+D+I 2004/2007 (HENRECA) en el que se está trabajando junto con la URJC en el desarrollo de nuevos catalizadores y membranas para el proceso. 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. Además se han realizado actividades experimentales a escala piloto para el desarrollo de una novedosa tecnología para eliminación de NO_x basada en la promoción electroquímica del catalizador de SCR, trabajando junto con la UCLM en el ámbito de un proyecto del Plan Nacional de I+D+I 2004/2007 (ELECTRONOX). 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 gasificación 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 H₂ con gases procedentes de gasificación de biomasa.

En Simulación Numérica y Modelización de Procesos, la actividad se centra en el uso de la Simulación Numérica Directa (DNS) y en la Simulación de Grandes Escalas (LES), 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 han abordando simulaciones que involucran las inte-

racciones de miles de partículas en un Lecho Fluidizado, determinando los perfiles e inestabilidades que se generan en sistemas sólidos-gases. Usando herramientas de DNS se ha logrado acercar los modelos numéricos a la explicación fenomenológica de movimientos secundarios en flujos turbulentos en canales de sección rectangular, de gran importancia tecnológica. También en el mismo escenario se está analizando la transición laminar-turbulenta (un problema clásico todavía sin solución). Usando herramientas de LES se han abordado temas de dispersión de contaminantes en entornos urbanos y estudios de combustión con química detallada en configuraciones industriales.

Dentro de la red de Excelencia de la Comunidad de Madrid, y al amparo del Plan Nacional de I+D 2004-2007, se ha seguido abordando la simulación de la combustión de carbón pulverizado enfocada a los procesos de oxicomustión para la captura del CO₂. Dentro del plan Consolider-Ingenio se seguirá con el desarrollo de toda esta actividad pudiéndose aprovechar de las capacidades de cálculo de los más potentes ordenadores del país. Entre los grupos internacionales destaca el interés y colaboración con el Depto. de I+D de Electricité de France en las actividades sobre carbón pulverizado.

En Pilas de Combustible e Integración de Sistemas la actividad se ha centrado en el desarrollo de materiales para pilas de combustible poliméricas (PEMFC) y de óxido sólido (SOFC), que incluye el montaje de sistemas para evaluación de componentes, y en el desarrollo de sistemas de generación de energía basados en pilas de combustible.

En el área de PEMFC se han puesto a punto métodos para síntesis de catalizadores basados en Pt y aleaciones PtCo por vía química y electroquímica. Se dispone de diferentes métodos para fabricación de electrodos, cuya mejora y optimización se viene llevando a cabo, como son electropulverización, aerografía y electrodeposición. En cuanto a las instalaciones, se han desarrollado técnicas electroquímicas para estudio de electrocatalizadores, basadas en electrodo rotatorio y balanza electroquímica de cristal de cuarzo. Asimismo, para evaluación de electrodos en monocelda se han puesto a punto dos estaciones de ensayo que permiten seguir protocolos estandarizados en nuestro laboratorio. En este último año se viene llevando a cabo una labor continua de caracterización de monoceldas con electrodos y catalizadores preparados en nuestro laboratorio.

En cuanto a SOFC se ha abordado el desarrollo de nuevos materiales, estudiando su caracterización estructural, morfológica, propiedades de transporte y caracterización electroquímica. En materiales anódicos, se han preparado óxidos mixtos de cerio-cobre con dopantes como Ca y Co para operar en condiciones de oxidación directa de hidrocarburos, y se ha iniciado una nueva línea de perovskitas basadas en titanatos de estroncio dopadas con La, Mn, y Ga. En cátodos, se están estudiando materiales tipo $\text{La}_{2-x}\text{A}_x\text{Ni}_{1-y}\text{B}_y\text{O}_{4+d}$ (A=Sr; B=Co, Cu) con estructura K_2NiF_4 , así como perovskitas basadas en cobaltita de estroncio dopadas con Sb. Se ha iniciado la investigación de nuevos materiales para electrolitos basados en óxidos de cerio dopados con Gd, Nd y La, estudiándose la compatibilidad con los materiales catódicos desarrollados. Para determinar propiedades de transporte y electroquímicas, se



ha desarrollado una celda para medidas de permeabilidad, titulación coulombimétrica e ion-blocking, y se están optimizando las celdas de conductividad eléctrica y de caracterización electroquímica en celdas simétricas. También se ha puesto a punto la preparación de monoceldas empleando las técnicas de tape casting y screen-printing. Al mismo tiempo, se ha estudiado el uso de diferentes combustibles y/o mezclas de éstos en pilas de combustible comerciales.

En el campo de la integración de sistemas se ha trabajado en el desarrollo de dos sistemas híbridos para el suministro de energía. El primero de ellos es un sistema autónomo compuesto por una pila de combustible polimérica, un panel fotovoltaico, un generador eólico y una batería, como diferentes generadores, en el que se ha incluido un sistema de gestión de la energía que controla y optimiza el rendimiento de cada uno de los equipos para asegurar el suministro eléctrico. El otro sistema desarrollado es un SAI de autonomía muy superior a los convencionales, que incluye una pila de combustible, que se alimenta con el hidrógeno almacenado como hidruro metálico en dos pequeñas botellas, y que, en función de la cantidad de gas, asegura la alimentación eléctrica de los equipos conectados.

La financiación del Grupo está respaldada con la participación en el Programa IV PRICIT de la Comunidad de Madrid (Programa ENERCAM), mediante el aprovechamiento y optimización de los recursos energéticos regionales de la Comunidad de Madrid, así como por tres Proyectos financiados por el Ministerio de Educación y Ciencia (MATSOFC, MEDEA, DECATEL).

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 Consejo de Seguridad Nuclear y ENRESA y con el sector eléctrico a través de la Plataforma Tecnológica de Energía Nuclear, CEIDEN. También es señalable la integración del CIEMAT en los principales proyectos internacionales sobre esta materia, entre ellos, los de la 6º 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. Estas investigaciones se han coordinado con el CSN que financia parte de la actividad. 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 CIPo 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 potenciado la 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 han integrado dentro del proyecto de la UE Raphael) y en el suministro de servicios de apoyo al proyecto de un demostrador 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 continúa desarrollando técnicas radio-analíticas destructivas y no destructivas de caracterización radiológica de residuos primarios y bultos de residuos acondicionados dentro de los acuerdos con ENRESA. En el año se ha continuado el enorme esfuerzo en la caracterización de materiales procedentes del proyecto PIMIC del CIEMAT y del apoyo tecnológico a ENRESA. Durante este año se han preparado un gran proyecto en caracterización y gestión de grafito irradiado para el 7º Programa Marco de la UE, CARBOWASTE.

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 potencian las líneas de investigación al comportamiento 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 completando 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 desarrolla 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. Se ha preparado la propuesta, ASCEPT de extensión de las investigaciones de Separación en el 7º Programa Marco de la UE.

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. Se confirma la capacidad de estas tecnologías para reducir el inventa-

rio de radiotoxicidad y la fuente de calor contenida en los residuos de alta actividad, lo que a su vez permite incrementar la capacidad de los futuros almacenamientos geológicos. En el segundo proyecto, EUROTRANS, el CIEMAT participa en el diseño de dos conceptos de sistemas ADS para transmutación; en la realización de importantes experimentos de validación de la física y dinámica de los ADS optimizados para transmutar residuos radiactivos (incluyendo el primer registro directo de una interrupción de haz en un reactor subcrítico); 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.

Estas actividades son complementadas con dos líneas de investigación más básica en datos y técnicas nucleares de relevancia para sistemas transmutadores y futuros conceptos de reactores nucleares. En la primera centrada en la medida de secciones eficaces de actínidos en el CERN, se ha conseguido resolver las dificultades técnicas para la construcción de un nuevo blanco de espalación que será utilizado en la toma de datos de 2008 y años sucesivos. En la segunda se ha progresado en la organización y primeros estudios experimentales para los detectores de neutrones y sistemas de digitalización avanzados, dentro de la participación en el proyecto FAIR.

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 ins-

talará en Francia. Se ha firmado la constitución del consorcio español y se ha suscrito el Memorandum of Understanding con el resto de los socios internacionales. Por otra parte, el CIEMAT ha continuado 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. El CIEMAT también ha progresado 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.

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 internacionales de fusión, como JET y, especialmente, ITER.

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 se han centrado en tres grandes líneas de trabajo: Física de stellarators: papel de la topología magnética en el confinamiento. Física de tokamaks obtenida en base a las propiedades específicas de TJ-II: turbulencia y generación de rotación, transiciones a regímenes de mejora del confinamiento, mejora de la interacción plasma-pared mediante recubrimientos de la pared con litio. Desarrollos teóricos derivados de la física de stellarators y de aplicación a tokamaks: seguimiento tridimensional de partículas, turbulencia.

Las actividades en JET se han articulado en tres campos: instalación de cámaras rápidas para estudios del borde del plasma, instalación de un nuevo sistema de radiometría para medida detallada de la temperatura central y estudios de estabilidad.

CIEMAT, en buena parte con la colaboración de empresas españolas, ha consolidado su participación en los desarrollos de I+D para ITER mediante su incorporación, como socio fundador, a cinco consorcios de laboratorios europeos dedicados al diseño y construcción de otros tantos sistemas: reflectometría para posición del plasma, módulos regeneradores de tritio, diagnósticos magnéticos, sistema de observación infrarrojo/visible e integración de puertos de diagnóstico.

Con relación a ITER, se ha mantenido, asimismo, la actividad emblemática del CIEMAT en el estudio de materiales aislantes bajo irradiación y la participación en áreas como: sistema LIDAR, estudios de seguridad, control y adquisición de datos, sistema de inyección de haces neutros y análisis de componentes mediante ultrasonidos.

Se han mantenido también las líneas de trabajo en estudios socioeconómicos de la energía de fusión y los trabajos orientados a las necesidades tecnológicas a largo plazo: materiales estructurales, barreras de tritio y metales líquidos.

A nivel nacional ha continuado la colaboración con numerosos grupos, principalmente universitarios uno de cuyos principales exponentes es el "Master Europeo Erasmus Mundos en Fusión y Física de Plasmas" que sucede al curso de doctorado en Fusión y Física de plasmas que se mantuvo entre 2002 y 2006.

CIEMAT ha seguido jugando un papel primordial en la implantación de la Empresa Común Europea para el ITER de Barcelona, que opera desde septiembre de 2005 y que alcanzó finalmente su personalidad legal propia tras la aprobación de los estatutos por parte del Consejo de la Unión.

PROTECCIÓN RADIOLÓGICA Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO 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 del Almacenamiento Geológico Profundo 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 han consistido en los controles preceptivos para el cumplimiento de la normativa vigente tanto respecto del control de radiactividad ambiental, como en dosimetría de las radiaciones ionizantes y también al desarrollo de metodologías y criterios de protección. 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 los efectos sobre la salud de las dosis bajas de radiación.

-Se ha mantenido un alto nivel de presencia internacional, manteniendo la participación en numerosos comités internacionales de expertos de alto nivel (CE, ICRP, ISO, EURADOS) destacando la aportación en la elaboración de guías y la revisión de recomendaciones y normas.

Han merecido una especial atención en relación con el Almacenamiento Geológico de residuos radiactivos las siguientes actuaciones realizadas fundamentalmente en el marco de la UE y en apoyo a ENRESA.

– Finalización de los estudios sobre el comportamiento integral del Almacenamiento Geológico

Profundo (AGP), encuadrados en dos proyectos del VI Programa Marco de la UE (NF-PRO y FUNMIG).

- Participación en los estudios sobre diversos aspectos del AGP, encuadrados en el VI Programa Marco de la UE, mediante el proyecto FORGE (Fate Of Repository GasEs) y las propuestas PEBS (Long-term performance of Engineered Barrier Systems) y CRYSTALLINE ROCK RETENTION PROCESSES).
- Acuerdo Experimental (FEBEXe), con tres agencias europeas NAGRA (Suiza), SKB (Suecia) y la POSIVA (Finlandia); amparado por un Convenio Marco de colaboración con NAGRA.
- Continuación de la investigación sobre el efecto de los coloides en la migración de los radionucleidos (proyecto PROMICOL).
- Colaboración con la Nuclear Decommissioning Authority (NDA, UK), y con la agencia nacional francesa de residuos radiactivos (ANDRA) y con la OEDC/NEA.
- La colaboración con ENRESA sigue fundamentalmente en el campo de la gestión temporal de los residuos. Se continúa la caracterización hidrogeoquímica y la investigación sobre el comportamiento de materiales y procesos del C.A. Cabril, la caracterización del material de cobertera y el hormigón, el estudio de la "Físico-química de radionucleidos en hormigones y productos de corrosión", la caracterización hidrogeoquímica de El Cabril y otras actuaciones de apoyo.



IMPACTO AMBIENTAL DE LA ENERGÍA

La División de Contaminación Ambiental del Departamento de Medio Ambiente desarrolla su actividad en distintas líneas de investigación relacionadas en muchos casos con el impacto ambiental de la producción de energía, tanto para conocer los procesos que sufren los contaminantes emitidos al medio ambiente como para conocer cuanto y como se emiten, así como, para desarrollar tecnologías y estrategias para reducir su emisión y mitigar o subsanar sus daños.

- Destaca especialmente la labor de la Oficina de Control de Emisiones de Grandes Instalaciones de Combustión (OCEM), que en el marco de la Resolución Ministerial (BOE 313 de 29-12-08) está desarrollando el control de emisiones en grandes instalaciones de combustión (GIC), así como la recopilación y gestión de la información relativa a las emisiones a la atmósfera procedentes de las instalaciones contempladas en el Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, y en el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión Existentes (PNRE-GIC) regulado en el mismo, incluyendo su control y seguimiento. Para ello, se ha puesto en marcha la aplicación informática "SIGE" (Sistema Integrado de Gestión de Emisiones de GIC), que permite que las GIC puedan enviar sus declaraciones de emisiones a la atmósfera por vía telemática.
- Son importantes también los estudios de determinación de emisiones procedentes del sector del transporte. Se está trabajando en medir las emisiones de motores en condiciones controla-

das y también en condiciones reales mediante la instalación de equipos de medición en vehículos. Esta actividad se hace en colaboración con el Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino (MMAMRM) dentro del proyecto MER-TEC V para evaluar emisiones de contaminantes y de gases de efecto invernadero emitidas por los vehículos en un recorrido de carretera incluido en el tramo español del Corredor V (Gerona-Badajoz).

- En el campo de la reducción de las emisiones desde chimeneas destacan los avances en técnicas de filtrado de partículas, especialmente con filtros híbridos catalíticos para control de emisiones gaseosas de contaminantes tóxicos COPs, PM₁₀ y metales pesados (proyecto FHIB-CAT) parte de esta investigación se está realizando en la planta de combustión del CEDER.
- Continuación de la investigación que se realiza en el marco de diversos proyectos nacionales e internacionales en la caracterización de los contaminantes emitidos al medio ambiente, especialmente a la atmósfera y a los suelos, tanto de los procesos de producción de energía, como de los procesos de extracción de minerales y combustibles. Así como en la dispersión de contaminantes utilizando técnicas de avanzadas de modelización, simulación numérica y teledetección.
- Por último, se está participando en el Proyecto Singular Estratégico PROBIOGAS (coordinado por AINIA) para investigar y avanzar en el tratamiento y aprovechamiento de los residuos agroindustriales para la producción de biogás.

- En relación con el Almacenamiento Geológico de CO₂ y restauración de zonas mineras, se trabaja fundamentalmente en apoyo de la Fundación Pública Estatal Ciudad de la Energía (CIUDEN). El CIEMAT, además de cómo miembro de la Fundación participa en la Dirección del Programa de Almacenamiento y Secuestro Geológico de CO₂ de CIUDEN y la realización de proyectos y diversas contribuciones de carácter técnico. Las contribuciones realizadas tanto en este marco como en relación con proyectos de la UE son las siguientes:
 - Finalización del Subproyecto “Almacenamiento Geológico de CO₂” del PSE “Tecnologías Avanzadas de Generación, Captura y Almacenamiento de CO₂” 2005-2008.
 - Evaluación del Comportamiento y Análisis de Riesgos de las potenciales ubicaciones de una Planta Piloto de Almacenamiento Geológico de CO₂, y en el Estudio Hidrogeoquímico de potenciales ubicaciones de una Planta Piloto de Almacenamiento Geológico de CO₂. También ha participado en la realización de los Comentarios a la Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono (COD/2008/0015).
 - En lo referente a la restauración edafopaisajística en la Comarca de El Bierzo se ha trabajado en la elaboración y dirección del proyecto de restauración de las escombreras de Tremor de Arriba. Se está elaborando el Plan Director que servirá de guía para la restauración de los espacios degradados por la minería de carbón del a comarca. Se ha supervisado la creación de un vivero que lleva asociado una escuela-taller y un taller de empleo para la formación de capital humano en las tareas de restauración.
- Contribución a la presentación al 7º Programa Marco de la UE del proyecto Safe and reliable geological storage of CO₂, la propuesta CO₂SAFE, liderada por CIUDEN, para la evaluación de la seguridad de los almacenamientos geológicos de CO₂ a partir de la información derivada de los análogos naturales de almacenamiento y fuga de CO₂ de la Península Ibérica, Italia, Grecia e Islandia. CIEMAT lidera los Paquetes de Trabajo (WP) WP₁, Sistemas Naturales con CO₂ y WP₄, Percepción Pública y Comunicación, y participa en el WP₃, Integración y Evaluación de la Seguridad.
- Finalización de los trabajos de evaluación preliminar de las capacidades de almacenamiento geológico de CO₂ de las cuencas de los ríos Duero y Ebro llevados a cabo, en colaboración con IGME, en el Subproyecto “Almacenamiento Geológico de CO₂” del Proyecto Singular Estratégico “Tecnologías Avanzadas de Generación, Captura y Almacenamiento de CO₂”.
- Continuación con apoyo del MICINN del Subproyecto “Análogos naturales e industriales de almacenamiento y escape de CO₂”: Implicaciones para su almacenamiento geológico definitivo” con el objetivo de cuantificar los efectos que sobre los seres humanos, ecosistemas y la calidad del agua de acuíferos someros susceptibles de ser explotados tendrían eventuales fugas de CO₂ desde los almacenamientos industriales de

CO₂, estudiando los de sus análogos naturales actuales.

- CIEMAT es miembro de la Asociación Española del CO₂ (AECO₂) y de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (PTECO₂), y ha participado a través de su Grupo de Trabajo sobre Almacenamiento y Usos del CO₂ en el “Documento de Visión” y el “Documento de Despliegue Estratégico y Agenda de I+D+i” para el análisis general del estado de las tecnologías de captura y almacenamiento como solución al cambio climático reforzado antropogénicamente.

OTRAS ACTIVIDADES

CIEMAT participa en el Programa Nacional de Prospectiva desarrollado por la Fundación OPTI desde 1998 como responsable del sector energético. En esta año ha colaborado en el estudio “Tecnologías de Futuro para la Comunidad Valenciana” para identificar las áreas estratégicas relacionadas con la energía y el agua.

Se ha participado en proyectos de prospectiva internacionales como Innovanetworks cuyo objetivo es ensayar metodologías y actuaciones para reforzar la creación de un entorno regional favorable a la innovación, basado en la cooperación entre distintas regiones europeas. Esta participación ha consistido en la dirección de un estudio sobre Tendencias Tecnológicas en el Sector de las Energías Renovables para establecer las posibilidades para la creación de redes de cooperación entre Euroinnova Navarra, East Anglia y la Cámara de Comercio de Comercio de Milán.

Se ha continuado participando en el programa EFONET, Energy Foresight Network, del 7 PM, analizando las características de las metodologías empleadas por España y Francia en la realización de estudios de prospectiva en el sector energético.

A través del acuerdo firmado entre CIEMAT y la Universidad Austral de Chile, la Unidad ha colaborado con apoyo teórico y metodológico en la realización del estudio de Prospectiva Regional para la región de Los Ríos mediante el diseño de escenarios.

Respecto a la vigilancia tecnológica se han elaborado un total de 7 estudios entre los que cabe destacar los realizados para IBERDROLA, a través de un acuerdo de colaboración existente entre ambas instituciones, y para empresas de la Comunidad de Madrid dentro del proyecto de Círculos de Innovación.

Las actividades iniciadas durante el pasado año con la agencia CubaEnergía se han desarrollado mediante la elaboración de estudios conjuntos de vigilancia tecnológica en el sector de las energías renovables que han servido de base para lanzar un estudio de prospectiva en este sector en Cuba a finales de 2008.

La certificación otorgada por AENOR según la norma UNE 16600 al Sistema de Vigilancia Tecnológica del CIEMAT, ha sido renovada en el 2008. El interés despertado por ser el primer certificado que se ha otorgado a un centro de investigación en nuestro país se pone de manifiesto por el total de 10 presentaciones sobre el diseño del sistema y

las experiencias del proceso realizadas en distintas instituciones a lo largo del año.

Finalmente citar la coordinación de la publicación del libro "Energía: Las Tecnologías del Futuro" editado por el Club Español de la Energía y el CIE-MAT en el que se ha colaborado en la redacción de uno de sus capítulos

La Unidad de Análisis de Sistemas Energéticos continúa siendo un grupo de referencia para el análisis y evaluación de los efectos medioambientales y socioeconómicos de la energía, y participa en numerosos proyectos de I+D de la UE y del Plan Nacional.

Sigue colaborando con el MMA en la evaluación de las consecuencias medioambientales de la mejora de la calidad de los combustibles para el transporte. Durante este año se han evaluado las emisiones y la eficiencia energética de la producción y uso de los combustibles con bajo contenido en azufre, para el transporte, en comparación con los biocarburantes, así como la valoración económica de las consecuencias ambientales de las políticas de promoción de los biocarburantes para el transporte. También ha prestado asistencia técnica al MMA para definir el posicionamiento de España y el seguimiento en las discusiones europeas en la revisión de la Directiva 98/70/CE relativa a la calidad de los carburantes y, por lo que se refiere a emisiones, en el Reglamento del Parlamento europeo y del Consejo sobre homologación de tipo de los vehículos de motor (Norma Euro 5).

Utilizando el modelo TIMES-España, desarrollado

por esta Unidad en el marco del proyecto NEEDS, del VI PM, se han realizado evaluaciones sobre como sería el sistema energético español teniendo en cuenta las políticas energéticas y sobre emisiones GEI, en vigor y previstas, tanto en España como en la UE. Con el fin de mejorar el modelo de análisis de sistemas energéticos TIMES y en el marco del proyecto europeo RES2020, se han descrito los recursos de biomasa y su transformación en España y se ha realizado una búsqueda y análisis de datos y características de las energías renovables y el transporte de la electricidad en España.

Este proyecto pretende analizar la situación actual de la implementación de las ER en la UE-27, definir futuras medidas y políticas, estimar cual podría ser el objetivo de contribución de las ER, si se aplican determinadas políticas, así como examinar las implicaciones económicas de esta contribución en Europa. Se sigue colaborando junto con otras asociaciones de EURATOM-Fusión en la mejora del modelo EFDA-TIMES, modelo económico global, multiregional, en el que se incluye la fusión como tecnología futura. Se ha realizado la búsqueda y análisis de datos de los potenciales de los recursos fósiles, nucleares y renovables mundiales y se han hecho las recomendaciones pertinentes para la inclusión de estos recursos y potenciales en el modelo.

Participa en la acción coordinada CASES, del VI PM, en la que esta Unidad ha realizado una revisión del estado del arte de la cuantificación de los costes externos y privados de las tecnologías de generación eléctrica en España y Portugal, com-

probando que no ha sufrido avances importantes desde el proyecto ExternE NI, en el que esta Unidad participó como coordinador.

También participa en el marco de proyectos de la UE, en proyectos (CURB-AIR), en los que se analiza cómo puede reducirse la contaminación del aire en ciudades asiáticas, muy contaminadas, a través de la financiación de los Mecanismos Lim-

pios de Desarrollo, así como la interacción entre la contaminación del aire y los GEI, proponiendo las mejores prácticas para su reducción al mínimo coste.

Sigue participando como líder en el sub-proyecto que estudia el análisis de ciclo de vida de diferentes cultivos energéticos, en el Proyecto Singular Estratégico sobre Cultivos Energéticos.

11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



En este Capítulo se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2008 en infraestructuras de transporte de electricidad y de gas recogidas en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, aprobada por el Consejo de Ministros de 30 de mayo de 2008. Asimismo, se incluye información sobre la evolución de dichas infraestructuras desde 2004 y sobre la situación y aspectos más destacados referentes a los almacenamientos de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

11.1. REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2008

Las inversiones en ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizadas por Red Eléctrica en España durante el ejercicio 2008 han ascendido a 613,6 millones de euros, lo que ha supuesto un aumento del 0,6% respecto al año anterior.

Durante el año 2008, se han puesto en servicio 661 km de líneas y se ha aumentado la capacidad de transporte en 580 km de líneas existentes. Se resumen a continuación, por zonas geográficas, las actuaciones más destacadas:

Zona norte: Con el objeto de aumentar la capacidad de evacuación de energía y reforzar la red de transporte en Asturias, Cantabria, País Vasco y

Navarra, se han seguido intensificando los trabajos de construcción del eje Norte.

Galicia: Se ha finalizado la construcción del eje Mesón-Puentes y se ha avanzado en los trabajos relativos a la primera fase del proyecto que facilitará la evacuación de la energía eólica en Galicia para su posterior transferencia al centro de la península.

Cataluña: Se ha realizado un refuerzo importante de la red en el entorno de Barcelona mediante la puesta en servicio de 10 nuevas subestaciones de la red de transporte y 5 cables de 220 kV. Además se han construido nuevas instalaciones para la evacuación de generación de energía y se ha comenzado la construcción de la red de refuerzo de Gerona.

Zona centro y Extremadura: Se ha puesto en servicio, hasta Segovia, el futuro eje de interconexión de Castilla y León con la Comunidad de Madrid. En Castilla y León, se han construido nuevas instalaciones para la evacuación de generación de energía. En Madrid se ha reforzado considerablemente la red de transporte con la puesta en servicio del segundo circuito de 400 kV de la parte norte del anillo de Madrid, así como de 7 nuevas subestaciones de apoyo a la demanda y 5 cables. Asimismo, siguen avanzando los trabajos de ingeniería y los estudios ambientales del eje de inter-

CUADRO 11.1. INVERSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE (MILES DE EUROS)

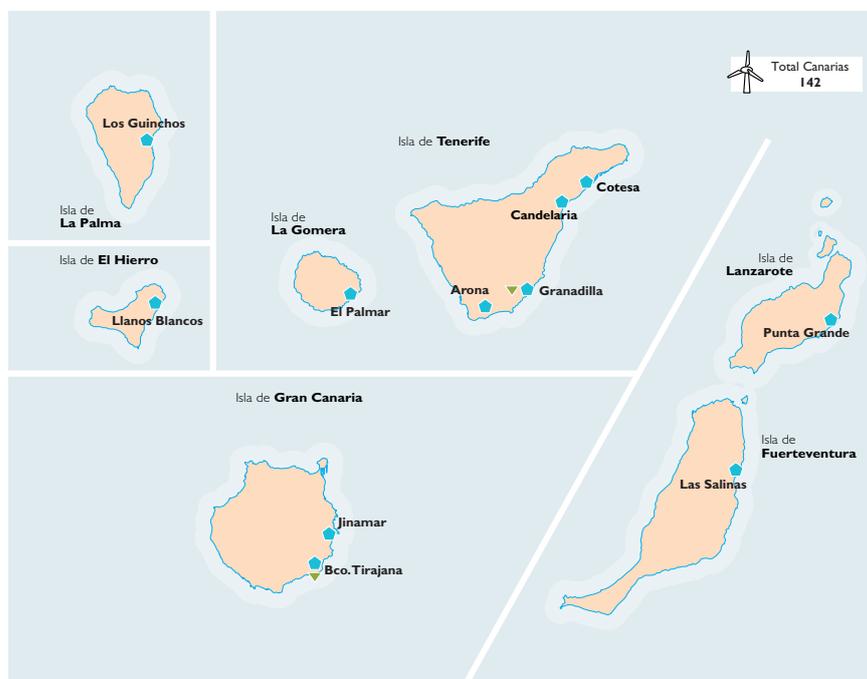
	2004	2005	2006	2007	2008	%08/07
Inversiones en la red de transporte (1)	243.369	420.182	510.070	609.747	613.655	0,6%

(1) No incluye adquisiciones de redes existentes propiedad de otras empresas.

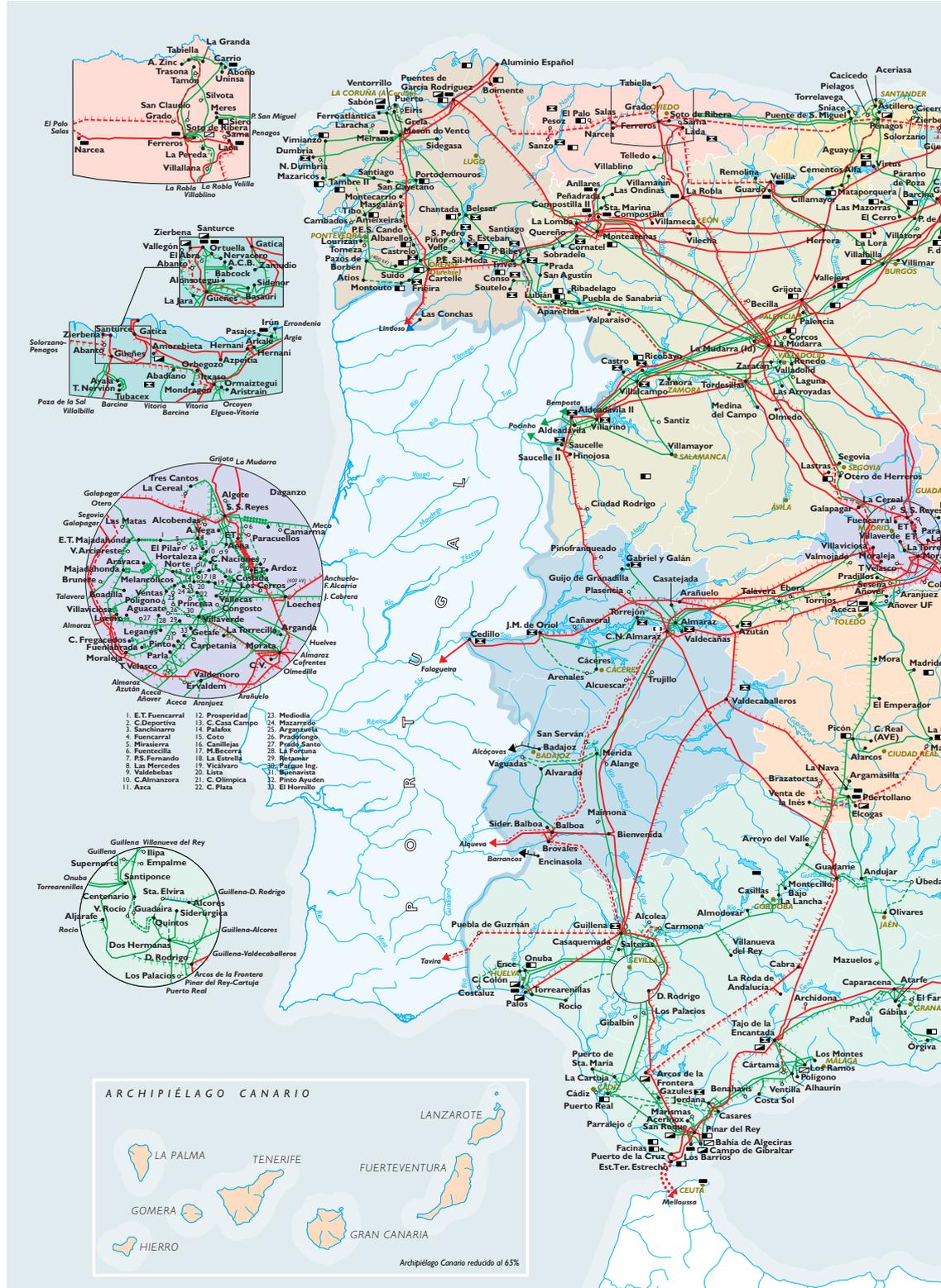
FUENTE: REE.

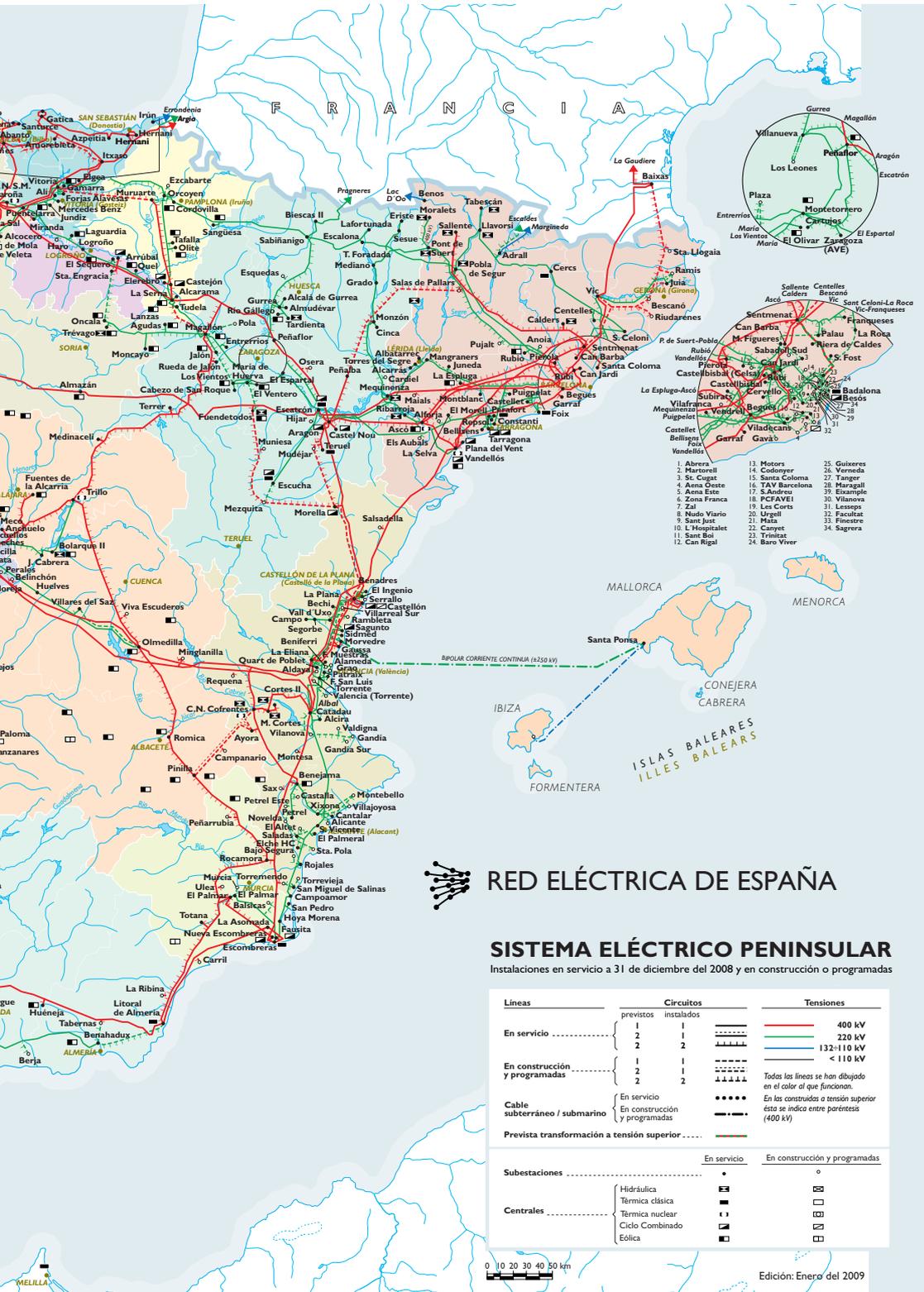
REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA





REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA







SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO

Instalaciones en servicio a 31 de diciembre del 2008 y en construcción o programadas

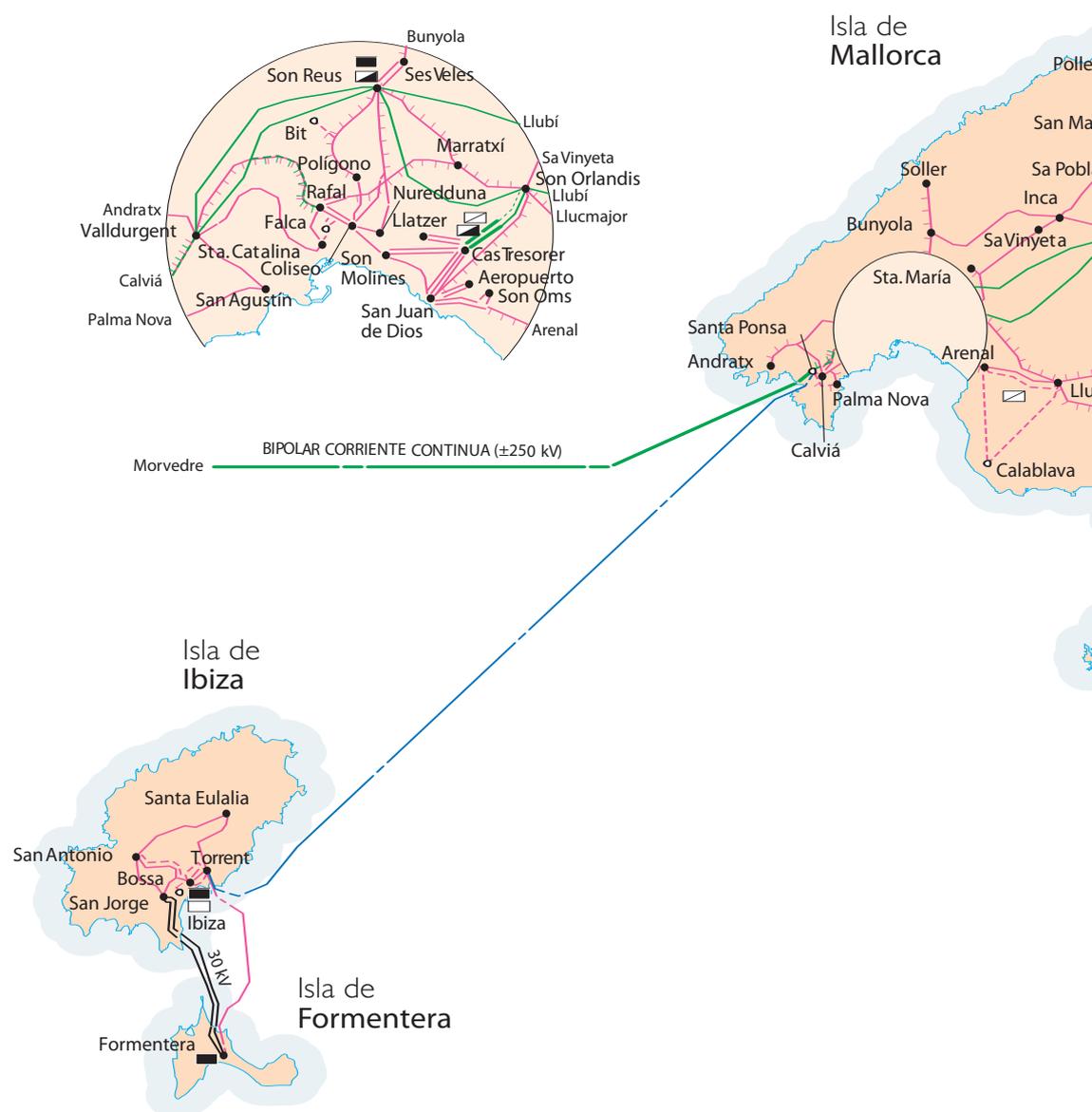






SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR

Instalaciones en servicio a 31 de diciembre del 2008 y en construcción o programadas





Líneas	Circuitos		Tensiones	
	previstos	instalados		
En servicio	1	1		220 kV
	2	1		132 kV
	2	2		66 kV
En construcción	1	1		< 66 kV
Cable submarino / subterráneo	En servicio			
	En construcción y programadas			
Prevista transformación a tensión superior				
Subestaciones	En servicio			
	En construcción y programadas			
Centrales	Hidráulica			
	Térmica clásica			
	Ciclo Combinado			
	Eólica			



Edición: Enero del 2009

conexión de Extremadura con Andalucía occidental y los del eje Transmanchego.

Andalucía: Los trabajos realizados en esta zona se han centrado en la mejora de la red de transporte en el entorno de la Costa del Sol. Así mismo se ha realizado trabajos para facilitar la evacuación de las plantas de generación a partir de fuentes de energía renovables y para atender el incremento de la demanda eléctrica en el cinturón industrial de Sevilla.

Levante: Han finalizado algunas de las actuaciones de refuerzo de la red en esta zona, incluidas las que permiten la evacuación de la generación instalada en Murcia. Igualmente, ha empezado la construcción de la futura interconexión Península-Baleares.

Baleares: En esta zona son significativos los refuerzos realizados para evacuar la nueva generación de la zona de Cas Tresorer y para mejorar la red de suministro a Palma de Mallorca.

Canarias: Destacan los trabajos realizados para mejorar la seguridad y la calidad de suministro en las capitales de Tenerife y Gran Canaria.

Interconexión con Portugal: Durante el 2008 han seguido los trabajos de refuerzo de los ejes del Duero y de Andalucía, así como los estudios de dos nuevas interconexiones desde el noroeste español con el objetivo de alcanzar una capacidad de intercambio comercial con el país vecino de 3.000 MW.

Interconexión con Francia: A principios de 2008,

Red Eléctrica y su homóloga Réseau de Transport d'Electricité (RTE) firmaron un acuerdo para construir una nueva línea por el este de los Pirineos, entre las subestaciones de Santa Llogaia (España) y Baixas (Francia), con objeto de aumentar la capacidad de interconexión eléctrica entre ambos países. La construcción de esta nueva interconexión permitirá reforzar la seguridad de los dos sistemas eléctricos y, además, favorecerá la integración de un mayor volumen de energía renovable, especialmente de la energía eólica del sistema ibérico. Para llevar a cabo este proyecto, Red Eléctrica y RTE han constituido la sociedad INELFE participada al 50% por cada una de ellas. Esta sociedad se encargará de realizar los estudios técnicos, ambientales y financieros previos y financiará el conjunto de los costes asociados a la construcción de la línea.

En el cuadro 11.8 se muestra la evolución de la red de transporte y transformación en los sistemas eléctricos insulares.

11.2. REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2008

Las inversiones materiales en el sector del gas natural alcanzaron en el ejercicio 2008 los 1.422 millones de euros lo que supone un incremento del 17,7% sobre las inversiones del año anterior. La red de gas natural alcanza ya los 68.173 km a finales de 2008. La red de transporte primario está integrada por 9.102 km de tuberías diseñadas para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar, de los que 8.438 km son propiedad de Enagas y 664 km del resto de transportistas.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



CUADRO 11.2. NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 400 KV

Línea	Empresa	N.º de circuitos	km
E/S en Galapagar	Red Eléctrica	2	12,0
Entronque Galapagar-S.S. de los Reyes	Red Eléctrica	2	61,4
E/S en Garraf L/Vandellós-Begues	Red Eléctrica	2	3,3
E/S en Pierola L/Begues-Sentmenat	Red Eléctrica	2	0,8
E/S en Salas L/Narcea-Soto	Red Eléctrica	2	19,6
E/S en Totana L/Litoral-Rocamora	Red Eléctrica	2	0,3
E/S en Villameca L/Compostilla-Robla 1	Red Eléctrica	2	0,1
L/Castejón-Muruarte	Red Eléctrica	2	120,2
L/Puentes-Mesón (posición eólica Galicia)	Red Eléctrica	2	129,0
L/Tordesillas-Segovia (resto)	Red Eléctrica	2	205,6

FUENTE: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.3. NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 KV

Línea	Empresa	N.º de circuitos	km
E/S en Nuevo Ardoz-L/Villaverde-Vicálvaro-S.S.Reyes (aéreo)	Red Eléctrica	2	0,3
E/S en Nuevo Ardoz-L/Villaverde-Vicálvaro-S.S.Reyes (subterráneo)	Red Eléctrica	2	10,4
E/S en Bechí-L/La Plana-Val D' Uxo	Red Eléctrica	2	10,6
E/S en Jordana-L/Pinar-Alhaurin	Red Eléctrica	2	1,7
E/S en Jordana-L/Pinar-Costasol	Red Eléctrica	2	1,7
E/S en Las Arroyadas-L/Renedo-Tordesillas	Red Eléctrica	2	0,1
E/S en Pradillos-L/Aceca-Parla (aéreo)	Red Eléctrica	2	0,1
E/S en Pradillos-L/Aceca-Parla (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,3
E/S en Sagrera-L/Badalona-Maragall	Red Eléctrica	2	0,2
E/S en Telleo-L/Pereda-Villablino	Red Eléctrica	2	1,7
E/S en Torrijos-L/Almaraz-Villaverde	Red Eléctrica	2	16,0
E/S Salteras-L/Guillena-Santiponce 2	Red Eléctrica	2	1,1
L/Cartuja-Puerto Santa María	Red Eléctrica	2	32,0
L/Jijona-El Cantalar	Red Eléctrica	2	19,8
L/Palafox - Melancólicos (subterráneo)	Red Eléctrica	1	4,9
L/Torrearenillas-Rocío (aéreo)	Red Eléctrica	1	0,2
L/Torrearenillas-Rocío (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,1
L/Aeropuerto-Motors (subterráneo)	ENDESA	1	7,9

FUENTE: Red Eléctrica de España.

En relación con esa red de transporte primario, durante 2008 se han continuado ampliando y mejorando las instalaciones de transporte, regasificación, y almacenamiento para adecuarlas a las nece-

sidades que plantean las previsiones de la evolución de la demanda de gas natural en nuestro país. Hay que destacar los siguientes hechos relevantes en lo que respecta a infraestructuras gasistas:

CUADRO 11.4. NUEVAS SUBESTACIONES DE 400 Y 220 KV

	Empresa	Tensión
Garraf	Red Eléctrica	400
Las Arroyadas	Red Eléctrica	220
Muruarte	Red Eléctrica	220
Muruarte	Red Eléctrica	400
Nuevo Ardoz	Red Eléctrica	220
Pradillos	Red Eléctrica	220
Puerto de Santa María	Red Eléctrica	220
Rocio	Red Eléctrica	220
Sagrera	Red Eléctrica	220
Sagunto (FEVASA)	Red Eléctrica	220
Salas	Red Eléctrica	400
Salteras	Red Eléctrica	220
Telledo	Red Eléctrica	220
Totana	Red Eléctrica	400
Villameca	Red Eléctrica	400
Zal	Red Eléctrica	220

FUENTE: Red Eléctrica de España.

- La ampliación de la capacidad de emisión de la planta de regasificación de Cartagena de 1.200.000 a 1.350.000 m³ (n)/h así como la entrada en servicio de un nuevo tanque de GNL, pasando la capacidad de almacenamiento de la planta de 287.000 m³ a 437.000 m³.
- La ampliación de la capacidad de emisión de la planta de regasificación de Sagunto de 800.000 a 1.000.000 m³ (n)/h.

Como consecuencia de los dos hechos anteriores, ha resultado un incremento de la capacidad nominal de regasificación del sistema de un 5,6% respecto a 2007, de manera que se situó a finales de 2008 en 6.472.500 m³ (n)/h de gas natural.

CUADRO 11.5. NUEVA TRANSFORMACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EN SUBESTACIONES EN SERVICIO

Transformación	Empresa	Tensión	kV	MVA
Bescanó	Red Eléctrica	400	400/220	600
Torremendo 1	Red Eléctrica	400	400/220	500
Torremendo 2	Red Eléctrica	400	400/220	500
Torrente	Red Eléctrica	400	400/220	600
Carmona 1	Red Eléctrica	400	400/220	600
Carmona 2	Red Eléctrica	400	400/220	600
Móvil 1	Red Eléctrica	400	400/220	100
Móvil 2	Red Eléctrica	400	400/220	100

FUENTE: Red Eléctrica de España.

Asimismo, debido a las ampliaciones de las capacidades de almacenamiento de G.N.L. en plantas de regasificación, la capacidad nominal total de almacenamiento de G.N.L. del sistema gasista se ha incrementado hasta alcanzar una capacidad de almacenamiento

nominal total de 2.337.000 m³.

CUADRO 11.6. AUMENTO DE CAPACIDAD EN LÍNEAS DE TRANSPORTE

	MVA
218,5 km de líneas de 400 kV	1.293
362 km de líneas de 220 kV	2.359

FUENTE: REE.

- La puesta en servicio de la estación de compresión de Zaragoza que permite:

– Mayor presión de llegada al almacenamiento subterráneo de Serrablo en periodo de inyección.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

CUADRO 11.7. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN

		2004 ⁽¹⁾	2005 ⁽¹⁾	2006	2007	2008
km de circuito de 400 kV	Red Eléctrica	16.548	16.808	17.004	17.134	17.686
	Otras empresas	293	38	38	38	38
	Total	16.841	16.846	17.042	17.172	17.724
km de circuito de 220 kV	Red Eléctrica	11.461	16.288	16.498	16.535	16.730
	Otras empresas	5.003	245	261	265	265
	Total	16.464	16.533	16.759	16.801	16.995
Capacidad de transformación 400/AT (MVA)	Red Eléctrica	37.153	54.209	55.009	57.959	61.559
	Otras empresas ⁽²⁾	14.256	800	800	800	800
	Total	51.409	55.009	55.809	58.759	62.359

(1) Los datos de 2005 reflejan la adquisición de activos por Red Eléctrica a otras empresas.

(2) Los datos de 2008 incluyen 8 transformadores inventariados en este ejercicio con una capacidad de 3.600 MVA

FUENTE: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.8. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN DE LOS SISTEMAS INSULARES

		2004 ⁽¹⁾	2005 ⁽¹⁾	2006	2007	2008
km de circuito de 220 kV	Canarias	164	164	164	164	164
	Baleares	165	165	173	173	173
	Total	329	329	337	337	337
km de circuito de 132 kV	Canarias					
	Baleares	158	158	158	158	158
	Total	158	158	158	158	158
km de circuito de <132 kV ⁽¹⁾	Canarias	893	892	892	993	993
	Baleares	1.002	996	983	1.007	1.029
	Total	1.895	1.888	1.875	2.000	2.022
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	1.048	1.000	1.000	1.250	1.250
	Baleares	1.358	1.518	1.998	1.998	1.998
	Total	2.406	2.518	2.998	3.248	3.248

(1) Incluye enlace submarino 30 kV.

FUENTE: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.9. INVERSIONES MATERIALES Y EVOLUCIÓN DE LOS KM DE RED DE GAS

	2004	2005	2006	2007	2008	%08/07
Inversiones (millones de €)	1.147,0	1.008,5	1.103,9	1.208,0	1.422,0	17,7%
Km de red	52.122	55.295	58.870	63.139	68.173	8,0%

FUENTE: SEDIGAS.

– Aumentar la capacidad de transporte y flexibilidad en el Valle del Ebro, facilitando la operación ante el posible fallo de una de las plantas del Mediterráneo.

– Mayores exportaciones por Larrau.

- La puesta en servicio de los siguientes gasoductos:

- Eje transversal, de 265 km en 36 pulgadas, formado por los tramos Alcázar de San Juan-Villarrobledo-Albacete-Montesa y la estación de compresión de Alcázar de San Juan. Este eje conecta la zona centro con el eje de Levante, posibilitando el incremento de utilización de las plantas de regasificación de Cartagena y Sagunto y resolviendo la congestión del eje de Levante. Además, el eje transversal sirve de apoyo al suministro de la zona centro en condiciones de temperatura extrema y resuelve completamente la vulnerabilidad del sistema ante posibles fallos del gasoducto Magreb-Europa o de la planta de regasificación de Huelva, no viéndose afectado el mercado por problemas de transporte.
- Duplicación en 36 pulgadas del tramo Arbós-Papiol, completada en diciembre con el último tramo de la duplicación desde Papiol a Barcelona, quedando así concluido el desdoblamiento Barcelona-Arbós, de 72 km de longitud. Este gasoducto, junto con la duplicación del tramo Arbós-Tivissa y las ampliaciones de las estaciones de compresión de Arbós y Tivissa, resuelven las limitaciones de transporte zonal para evacuar la capacidad nominal de regasificación de la planta de Barcelona.
- Fase I del desdoblamiento del gasoducto Vergara-Irún, Tramo Vergara-Zaldivia, que permitirá incrementar la capacidad de la interconexión del sistema con Francia por Irún, una vez concluidas las distintas fases de dicho gasoducto.
- El gasoducto Semianillo Suroeste de Madrid.
- Desdoblamiento del ramal al Campo de Gibraltar (fase II) de 15 km de gasoducto con 16 pulgadas de diámetro.
- Gasoducto Alpedrete-Griñon, de 73 km y 20 pulgadas, quedando cerrado el gasoducto denominado anillo de Madrid.
- Gasoducto Cabanas-Abegondo, de 30 km y 16 pulgadas de diámetro.
- Ramal a Aceca, de 6 km y 12 pulgadas de diámetro.
- Retimbrado del Sea-Line (gasoducto Barcelona-Besós) de 45 a 51 bar, destinado a mejorar el suministro de la red de 45 bar desde la planta de Barcelona.

Además se pusieron en servicio los siguientes gasoductos de transporte secundario: Argenton-Canet, Arévalo-Medina del Campo y gasoducto de conexión a Cáceres.

En resumen, a finales del año 2008 las principales infraestructuras gasistas integradas en la red básica de gas natural eran las siguientes:

- Las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugaridos. Disponían, a finales de 2008, de una capacidad total de almacenamiento de 2.337.000 m³ de GNL frente a los 2.187.000 m³ del año 2007 y de una capacidad de emisión de 6.562.800 m³(n)/h frente a los 6.212.800 m³ (n)/h del año 2007.



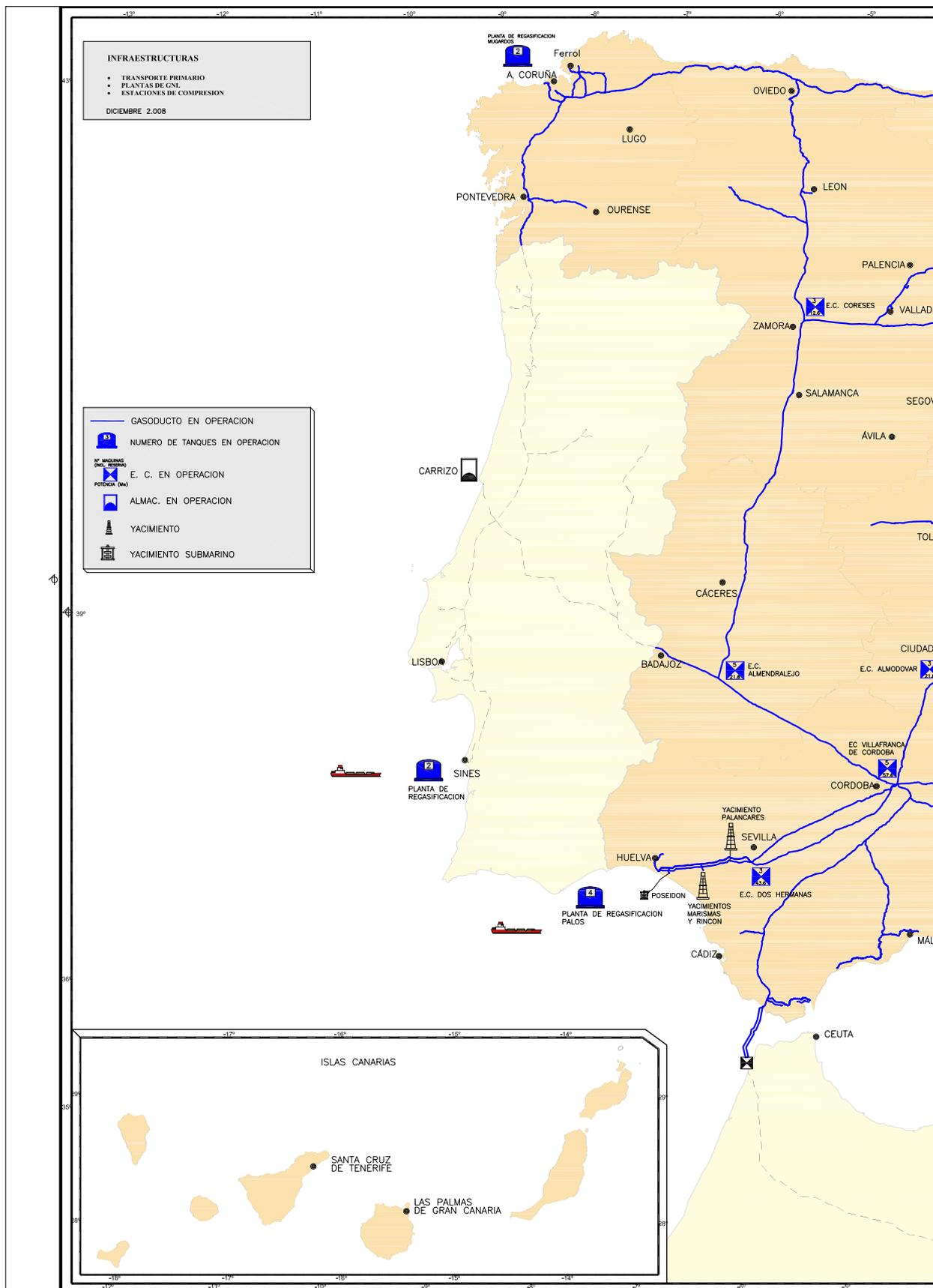
CUADRO 11.10. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

		2004	2005	2006	2007	2008	%08/07
Capacidad de regasificación (m ³ (n)/h)	Barcelona	1.200.000	1.500.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	
	Cartagena	600.000	900.000	1.200.000	1.200.000	1.350.000	
	Huelva	900.000	1.050.000	1.200.000	1.350.000	1.350.000	
	Bilbao	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	
	Sagunto			800.000	800.000	1.000.000	
	Mugaros				412.800	412.800	
	Total	3.500.000	4.250.000	5.650.000	6.212.800	6.562.800	5,6%
Capacidad de almacenamiento de GNL (m ³)	Barcelona	240.000	390.000	540.000	540.000	540.000	
	Cartagena	160.000	287.000	287.000	287.000	437.000	
	Huelva	150.000	310.000	460.000	460.000	460.000	
	Bilbao	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	
	Sagunto			300.000	300.000	300.000	
	Mugaros				300.000	300.000	
	Total	850.000	1.287.000	1.887.000	2.187.000	2.337.000	6,9%

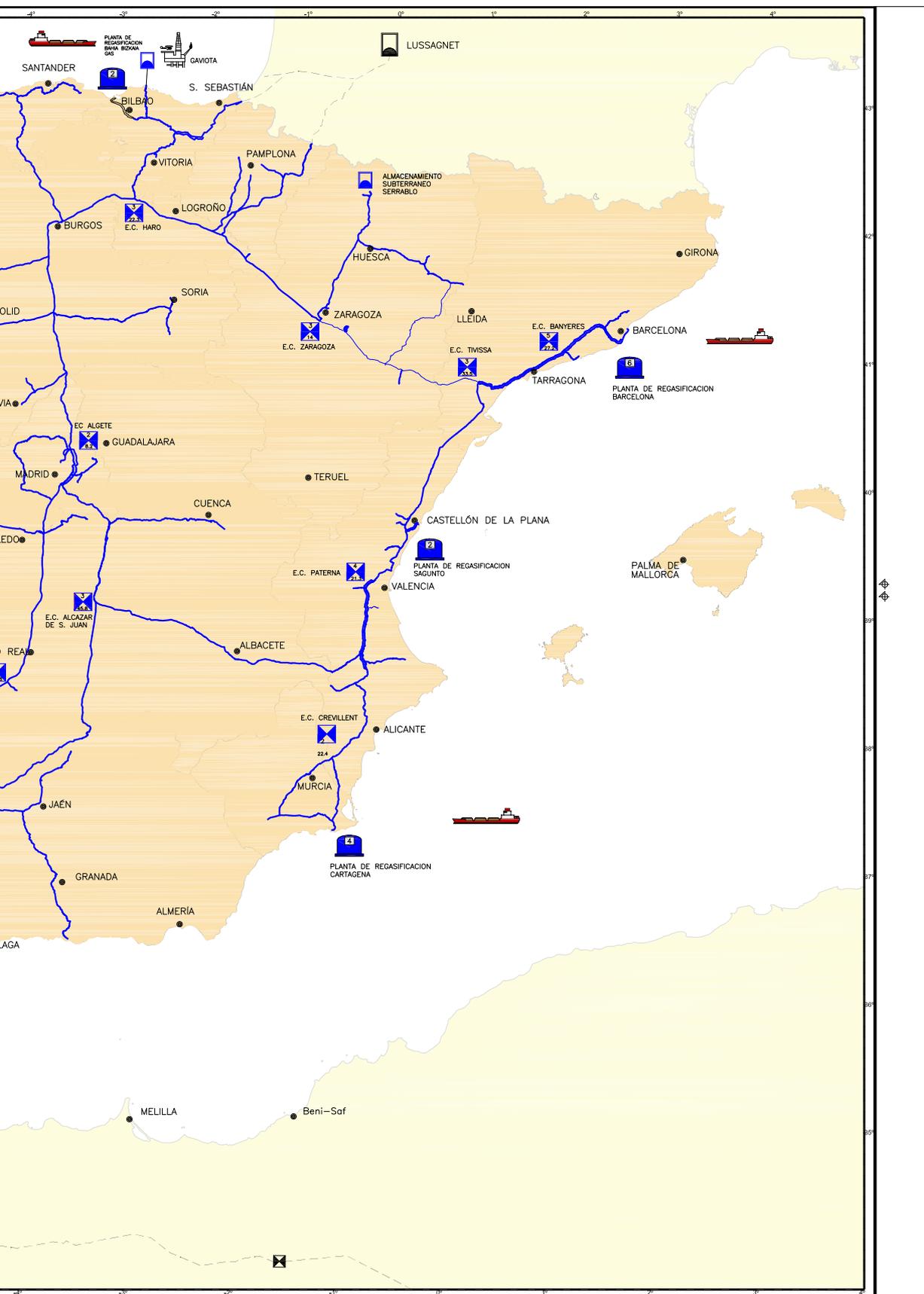
FUENTE: Enagás.

- Red de gasoductos de transporte con una longitud total de 9.102 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: Almedralejo-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.
 - Eje Transversal: Alcázar de San Juan-Villarrobledo-Albacete-Montesa
- 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.

RED BÁSICA DE GAS NATURAL



REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



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 2008, se disponía de unas reservas equivalentes a 40,5 días de reservas. Según la normativa vigente, a partir del 31 de diciembre de 2010, el volumen de reservas estratégicas constituidas, mantenidas y gestionadas por la Corporación deberá ser de, al menos, 45 días del total de la obligación de 90 días. Asimismo desde esta misma fecha, CORES deberá mantener un mínimo de 40 días para todos los sujetos obligados. A partir del 1 de enero de 2010, la obligación global (CORES + Sujetos Obligados) se incrementa en dos días, hasta 92 días. En el cuadro 11.11 se indica la evolución de las reservas estratégicas propiedad de CORES en el periodo 2000-2008.

Nuevo almacenamiento contratado en firme por CORES para la puesta a disposición en el período 2008-2016:

CORES ha finalizado 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 arrendamiento 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

CUADRO 11.11. EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (PERIODO 2000-2008)

Fecha	31/12/2000	31/12/2001	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008
Gasolinas	861.199	740.112	738.632	737.155	683.882	683.882	668.882	668.882	668.882
Querosenos	186.784	186.784	246.784	246.784	246.784	296.784	326.784	326.784	348.784
Gasóleos	1.913.816	1.913.816	1.853.816	1.853.809	1.906.047	2.489.863	3.020.115	3.126.115	3.474.809
Fuelóleos	437.961	258.328	258.328	258.070	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812
Crudo	797.817	1.578.035	1.958.063	1.955.007	1.952.580	1.954.424	1.954.151	2.586.494	2.513.887

NOTA: Existencias a las 24:00 horas del último día del año.
FUENTE: CORES.



ésta compañía es titular en Puertollano y Cartagena. Desde junio de 2006 CORES dispone de una capacidad de almacenamiento de 200.000 m³ de gasóleos en instalaciones de su propiedad en Puertollano. En el ejercicio 2008 han entrado en servicio 200.000 m³ 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.

- Almacенamientos subterráneos

En el mes de diciembre de 2008 se formalizó con un importante grupo empresarial un protocolo de colaboración para el desarrollo de un proyecto para el almacenamiento de hasta 1.500.000 m³ de crudos de petróleo en cavernas subterráneas. En la actualidad, el proyecto está en fase de estudio y prospección, de manera que aún quedan por definirse las características del futuro emplazamiento, por lo que, en su momento, se formalizarán los correspondientes contratos de arrendamiento de servicios de almacenamiento donde se precisen dichas características.

- Contratos de arrendamientos 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 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 de operadores logísticos, 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 m³, 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 están entrando progresivamente en servicio a partir del año 2007, por una duración de 20 años, y una capacidad total de 1.420.000 m³. En este sentido debe señalarse que la entrada en funcionamiento de estas instalaciones se encuentra condicionada, a disponer en tiempo y forma, de las autorizaciones administrativas pertinentes.

En el cuadro 11.12 se resumen las capacidades de almacenamiento contratadas por CORES para entrada en funcionamiento en el periodo 2009-2011:

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



CUADRO 11.12
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO CONTRATADA POR CORES PARA SU ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO DURANTE EL PERIODO 2009-2011⁽¹⁾

Año de entrada en operación	Empresa almacenista	Localización	Capacidad contractual (m³)	Productos	Duración
2009	PETRÓLEOS ASTURIANOS, S.L.	GIJÓN	30.000	Gasolinas	2028
	PETRÓLEOS ASTURIANOS, S.L.	GIJÓN	90.000	Gasóleos	2028
	CLH	VARIAS	91.000	Querosenos	2028
	CLH	VARIAS	352.900	Gasóleos	2028
2010	CLH	VARIAS	95.000	Querosenos	2028
	CLH	VARIAS	239.000	Gasóleos	2028
2011	CLH	VARIAS	30.000	Gasóleos	2028
Total nueva capacidad de productos acabados			928.000		
Año de entrada en operación	Empresa almacenista	Localización	Capacidad contractual (m³)	Productos	Duración
2011	CEPSA ⁽²⁾	HUELVA	150.000	Crudos	2028
	REPSOL	CARTAGENA	400.000	Crudos	2025
Total nueva capacidad crudos			550.000		

NOTAS: (1) No se incluye el almacenamiento subterráneo de crudos. (2) Pendiente de suscripción del contrato.

FUENTE: CORES.

RED BÁSICA DE OLEODUCTOS



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 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.

El 30 de mayo de 2008 fue aprobada por el Consejo de Ministros la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Como novedad, y a raíz de la aprobación de la Ley 9/2006, de 28 de abril, de evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, a través de la cual se traspone la Directiva 2001/42/CE, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, fue sometida a un proceso de evaluación ambiental estratégica.

A continuación se resume los principales aspectos de la Planificación 2008-2016 en lo que se refiere a infraestructuras (planificación vinculante).

Infraestructuras eléctricas

Los nuevos desarrollos de la red eléctrica de trans-

porte previstos en la planificación 2008-2016 responden principalmente a las siguientes necesidades:

Sistema peninsular

- Refuerzos estructurales en la red de 400 kV.
- Desarrollo de la red de 220 kV que incrementa la seguridad y garantía del suministro
- Refuerzo de las conexiones internacionales con Portugal mediante dos nuevos ejes de 400 kV uno al norte y otro al sur, y con Francia a través de un nuevo eje de 400 kV a través del Pirineo Central.
- Alimentación de nuevos ejes ferroviarios del TAV desde la red de transporte de 400 y 220 kV previstos por el Administrador de Infraestructuras Ferroviarias.
- Desarrollo de las redes de 400 y 220 kV que faciliten la integración de las energías renovables
- Incremento del número de unidades de transformación 400/220 kV y 400/132-110 kV, repartidas por toda la península, que mejoran e incrementan el apoyo entre las redes de transporte y entre la red de transporte y la de distribución.
- Alimentación de las desaladoras de la costa mediterránea, desarrolladas bajo el programa AGUA del Ministerio de Medio Ambiente bien de forma directa o mediante apoyo a la distribución que las suministre.

Sistema balear

- Refuerzo de la red planificada para conectar los distintos sistemas insulares entre sí mediante la planificación de enlaces submarinos adicionales.
- Refuerzo y mallado de la red de 220 kV de Mallorca, con su ampliación por el sureste.
- Refuerzo de la red de Ibiza mediante el cambio de tensión de la red de 66 a 132 kV.

Sistema canario

- Refuerzo de la red de 220 kV en Gran Canaria y de la de 132 kV en el sistema Lanzarote-Fuerteventura.

Los proyectos contemplados en el horizonte de planificación suponen 7.488 km de nuevas líneas en 400 kV y 4.782 km en 220 kV. A esto se une la repotenciación de 3.850 km de líneas de 400 kV y 4.458 km de líneas de 220 kV.

La estimación del coste total de las inversiones asociadas a las infraestructuras eléctricas previstas en el horizonte 2016 es de 3.533 millones de euros correspondientes a líneas y 5.687 millones de euros a subestaciones. En total, 9.220 millones de euros que representan una inversión media anual de 1.024,5 millones de euros.

Infraestructuras del sector gasista

Los nuevos desarrollos de la red de transporte

gasista previstos en la planificación 2008-2016 son básicamente los siguientes:

- El nuevo Eje de Galicia a Madrid, compuesto por los gasoductos Guitiriz-Lugo, Lugo-Villafranca del Bierzo, Villafranca del Bierzo-Castropodame, Castropodame-Zamora y Zamora-Algete junto con las ampliaciones de las estaciones de compresión de Zamora y Algete.
- La continuación de la duplicación del Eje del Ebro hasta Villar de Arnedo junto con la ampliación de la estación de compresión de Zaragoza.
- El gasoducto Huelva-Almendralejo servirá para completar la Ruta de la Plata como un eje de transporte que unirá la planta de regasificación de Huelva y la de El Musel en Asturias.
- La duplicación de los gasoductos Algete-Burgos y Burgos-Haro. El primero se configura como la continuación natural de las infraestructuras de transporte Llanera-Villapresente-Burgos y el segundo reforzará la alimentación del centro de la península desde las entradas de Bilbao y Larrau.
- Con las nuevas infraestructuras propuestas, el sistema gasista quedaría configurado con tres grandes ejes de transporte Sur-Norte (Ruta de la Plata, Eje Central y Eje de Levante) interconectados entre ellos por otros tantos ejes de transporte Este-Oeste (Eje del Ebro, Eje Galicia-Algete, Eje Transversal Alcázar-Montesa), formando una malla que permite alimentar al centro del sistema (con fuerte demanda y donde está previsto que se ubique el almacena-

miento subterráneo de Yela) desde cualquier punto de entrada.

La estimación del coste total de las inversiones es la siguiente: 4.050 millones de euros para gasoductos de transporte primario, 534 millones de euros para gasoductos de transporte secundario, 3.421 millones de euros para plantas de regasificación (que incluyen, además de las instalaciones de regasificación, los almacenamientos de gas natural licuado), 642 millones de euros para estaciones de compresión y 1.575 millones de euros para almacenamientos subterráneos. Todo ello supone un total de 10.221 millones de euros para el sector gasista.

Infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos

Para determinar las necesidades de almacenamiento de reservas estratégicas, se han tenido en cuenta las previsiones de demanda del consumo de dichos productos en el periodo de planificación, el aumento del número de días que deben constituir las reservas estratégicas según la normativa vigente, la composición de las mismas con crudos y productos terminados, el almacenamiento del que ya dispone CORES y los proyectos actuales de construcción de almacenamiento de reservas estratégicas, bien directamente titularidad de CORES, bien mediante contratos de almacenamiento a largo plazo firmados por la Corporación con las empresas almacenistas.

ANEXO ESTADÍSTICO

CUADRO A 1. EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA FINAL EN ESPAÑA (1973-2008) (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	57.048	63,5	13.050	14,5	17.263	19,2	89.905	100,0
2002	2.486	2,7	57.253	62,6	14.040	15,3	17.751	19,4	91.531	100,0
2003	2.436	2,5	59.923	62,0	15.399	15,9	18.964	19,6	96.721	100,0
2004	2.405	2,4	61.619	61,5	16.342	16,3	19.864	19,8	100.230	100,0
2005	2.424	2,4	61.738	60,2	17.628	17,2	20.835	20,3	102.625	100,0
2006	2.265	2,2	60.919	60,2	16.430	16,2	21.540	21,3	101.155	100,0
2007	2.317	2,2	61.928	59,5	17.755	17,0	22.159	21,3	104.158	100,0
2008	2.080	2,1	59.648	59,0	17.273	17,1	22.112	21,9	101.113	100,0

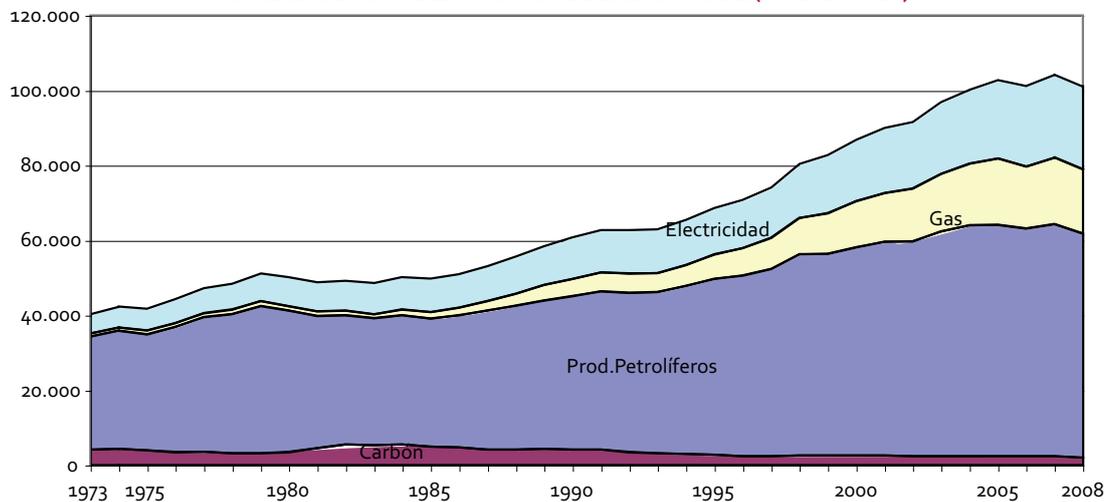
No incluye energías renovables.

METODOLOGÍA: A.I.E.

FUENTE: SEE.



GRÁFICO A.1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL (UNIDAD: KTEP)



CUADRO A.2. EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA EN ESPAÑA (1973-2008) (ktep)

Año	Carbón (1)		Petróleo		Gas natural		Hidráulica (2)		Nuclear		Saldo (3)		Total	
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)
1973	9.875	18,2	39.455	72,9	794	1,5	2.489	4,6	1.705	3,1	-173	-0,3	54.145	100,0
1974	9.169	16,2	42.095	74,5	852	1,5	2.635	4,7	1.882	3,3	-98	-0,2	56.535	100,0
1975	10.332	17,9	42.230	73,2	941	1,6	2.244	3,9	1.966	3,4	-53	-0,1	57.660	100,0
1976	9.584	15,5	47.353	76,7	1.092	1,8	1.808	2,9	1.969	3,2	-67	-0,1	61.739	100,0
1977	10.227	16,5	45.714	73,5	1.184	1,9	3.413	5,5	1.700	2,7	-81	-0,1	62.158	100,0
1978	10.229	15,9	47.389	73,8	1.269	2,0	3.468	5,4	1.993	3,1	-132	-0,2	64.216	100,0
1979	10.648	16,0	49.134	73,6	1.327	2,0	3.994	6,0	1.746	2,6	-128	-0,2	66.721	100,0
1980	13.337	19,4	50.070	72,8	1.567	2,3	2.544	3,7	1.351	2,0	-119	-0,2	68.750	100,0
1981	15.178	22,4	46.439	68,7	1.765	2,6	1.894	2,8	2.494	3,7	-125	-0,2	67.644	100,0
1982	17.253	25,4	44.395	65,5	1.890	2,8	2.265	3,3	2.285	3,4	-260	-0,4	67.828	100,0
1983	17.636	26,1	42.545	63,0	2.202	3,3	2.335	3,5	2.778	4,1	-9	0,0	67.487	100,0
1984	18.057	25,9	40.907	58,6	1.877	2,7	2.718	3,9	6.016	8,6	199	0,3	69.774	100,0
1985	19.121	27,0	39.538	55,9	2.195	3,1	2.701	3,8	7.308	10,3	-92	-0,1	70.771	100,0
1986	18.695	25,4	40.676	55,2	2.336	3,2	2.282	3,1	9.761	13,3	-108	-0,1	73.642	100,0
1987	18.003	23,6	42.520	55,8	2.648	3,5	2.358	3,1	10.755	14,1	-132	-0,2	76.152	100,0
1988	15.248	19,3	44.282	56,0	3.440	4,4	3.035	3,8	13.151	16,6	-115	-0,1	79.041	100,0
1989	19.173	22,3	46.025	53,6	4.505	5,2	1.640	1,9	14.625	17,0	-157	-0,2	85.811	100,0
1990	18.974	21,6	47.741	54,2	5.000	5,7	2.205	2,5	14.138	16,1	-36	0,0	88.022	100,0
1991	18.992	21,0	49.367	54,5	5.511	6,1	2.349	2,6	14.484	16,0	-58	-0,1	90.645	100,0
1992	19.277	21,0	50.464	54,9	5.851	6,4	1.724	1,9	14.537	15,8	55	0,1	91.908	100,0
1993	18.418	20,3	49.709	54,7	5.829	6,4	2.155	2,4	14.609	16,1	109	0,1	90.828	100,0
1994	18.018	19,3	51.894	55,6	6.479	6,9	2.425	2,6	14.415	15,4	160	0,2	93.390	100,0
1995	18.721	19,2	54.610	55,9	7.504	7,7	2.000	2,0	14.449	14,8	386	0,4	97.670	100,0
1996	15.810	16,1	55.433	56,6	8.401	8,6	3.521	3,6	14.680	15,0	91	0,1	97.936	100,0
1997	18.010	17,4	57.396	55,3	11.057	10,7	3.117	3,0	14.411	13,9	-264	-0,3	103.726	100,0
1998	18.300	16,5	61.670	55,7	11.816	10,7	3.220	2,9	15.376	13,9	293	0,3	110.676	100,0
1999	20.976	18,1	63.041	54,4	13.535	11,7	2.484	2,1	15.337	13,2	492	0,4	115.865	100,0
2000	22.137	18,2	64.663	53,2	15.223	12,5	2.943	2,4	16.211	13,3	382	0,3	121.558	100,0
2001	20.105	16,2	66.622	53,7	16.405	13,2	4.132	3,3	16.602	13,4	298	0,2	124.164	100,0
2002	22.679	17,7	67.334	52,4	18.757	14,6	2.808	2,2	16.422	12,8	458	0,4	128.457	100,0
2003	21.046	15,9	69.233	52,3	21.255	16,1	4.584	3,5	16.125	12,2	109	0,1	132.352	100,0
2004	22.000	15,9	71.018	51,4	24.671	17,9	4.128	3,0	16.576	12,0	-260	-0,2	138.133	100,0
2005	22.514	15,9	71.765	50,6	29.120	20,5	3.527	2,5	14.995	10,6	-116	-0,1	141.806	100,0
2006	19.849	14,1	70.759	50,4	30.298	21,6	4.227	3,0	15.669	11,2	-282	-0,2	140.520	100,0
2007	21.866	15,3	70.848	49,6	31.602	22,1	4.771	3,3	14.360	10,0	-495	-0,3	142.953	100,0
2008	15.571	11,3	68.110	49,4	34.783	25,2	4.954	3,6	15.368	11,1	-949	-0,7	137.836	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.

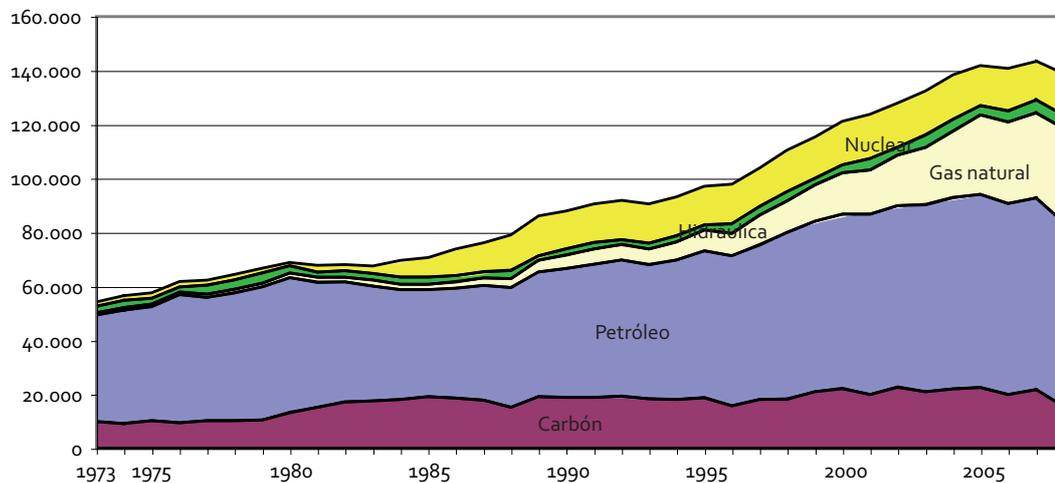
(3): Saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica.(Importación - Exportación).

METODOLOGÍA: A.I.E.

FUENTE: SEE.



GRÁFICO A.2. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (UNIDAD: KTEP)





CUADRO A.3. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR SECTORES (1980-2008) (UNIDAD: KTEP)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Industria	24.306	23.807	23.130	23.066	22.683	21.859	21.787	21.801	22.853	24.188	24.423	24.921	23.594	23.838	24.923
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
P.Petrol.	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
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
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
Transporte	14.570	14.488	14.929	14.077	15.663	15.542	16.365	17.499	19.537	21.543	22.716	23.203	23.904	23.746	25.233
Carbón	11	12	8	8	2	9	2	1	1	1	0	0	0	0	0
P.Petrol.	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
Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricidad	146	148	152	162	174	188	195	203	203	217	238	250	261	253	266
Usos diver.	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
Carbón	302	408	443	479	568	603	650	459	470	468	378	339	263	151	130
P.Petrol.	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
Gas	500	446	456	268	525	557	587	628	518	732	854	1.012	1.154	1.330	1.315
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
Total	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
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
P.Petrol.	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
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
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
Estructura (%)															
Industria	48,41	48,79	47,14	47,51	45,19	43,92	42,67	41,04	41,11	41,37	40,26	39,72	37,67	37,94	38,08
Transporte	29,02	29,69	30,43	28,99	31,20	31,23	32,05	32,94	35,14	36,85	37,44	36,98	38,17	37,79	38,559
Usos diver.	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
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
Industria	26.423	26.581	28.037	30.420	30.635	32.826	33.014	33.080	35.278	35.561	35.969	33.889	35.145	35.009	
Carbón	2.581	2.306	2.180	2.414	2.467	2.466	2.479	2.432	2.377	2.360	2.395	2.240	2.286	2.059	
P.Petrol.	12.794	12.720	13.166	13.804	12.695	13.350	12.767	12.551	12.709	12.112	11.293	10.027	9.955	10.881	
Gas	5.123	5.650	6.457	7.604	8.428	9.602	10.011	10.135	11.702	12.318	13.261	12.406	13.360	12.659	
Electricidad	5.926	5.906	6.235	6.599	7.045	7.408	7.756	7.963	8.490	8.771	9.021	9.215	9.545	9.410	
Transporte	26.591	27.461	29.096	30.306	31.515	32.276	33.756	34.320	36.170	37.832	38.691	39.803	40.717	39.326	
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
P.Petrol.	26.316	27.166	28.791	29.981	31.176	31.913	33.364	33.910	35.732	37.384	38.232	39.343	40.243	38.847	
Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Electricidad	275	295	305	324	339	362	391	410	438	448	459	461	474	479	
Usos diver.	15.651	16.680	16.803	19.488	20.488	21.671	23.136	24.131	25.273	26.837	27.964	27.463	28.296	26.778	
Carbón	121	158	154	140	106	80	65	55	59	46	29	25	31	20	
P.Petrol.	7.842	8.221	8.151	9.897	9.895	10.365	10.916	10.793	11.482	12.123	12.213	11.549	11.729	9.919	
Gas	500	1.675	1.706	2.084	2.506	2.690	3.039	3.905	3.696	4.024	4.367	4.024	4.395	4.614	
Electricidad	6.261	6.627	6.792	7.367	7.980	8.536	9.116	9.378	10.035	10.645	11.355	11.864	12.140	12.224	
Total	68.666	70.723	73.935	80.214	82.638	86.772	89.905	91.531	96.721	100.230	102.625	101.155	104.158	101.113	
Carbón	2.702	2.464	2.334	2.554	2.573	2.546	2.544	2.486	2.436	2.405	2.424	2.265	2.317	2.080	
P.Petrol.	46.952	48.107	50.108	53.682	53.766	55.628	57.048	57.253	59.923	61.619	61.738	60.919	61.928	59.648	
Gas	6.550	7.325	8.162	9.688	10.934	12.292	13.050	14.040	15.399	16.342	17.628	16.430	17.755	17.273	
Electricidad	12.462	12.827	13.331	14.290	15.364	16.306	17.263	17.751	18.964	19.864	20.835	21.540	22.159	22.112	
Estructura (%)															
Industria	38,48	37,59	37,92	37,92	37,07	37,83	36,72	36,14	36,47	35,48	35,05	33,50	33,74	34,62	
Transporte	38,73	38,83	39,35	37,78	38,14	37,20	37,55	37,50	37,40	37,74	37,70	39,35	39,09	38,89	
Usos diversos.	22,79	23,59	22,73	24,30	24,79	24,97	25,73	26,36	26,13	26,78	27,25	27,15	27,17	26,48	

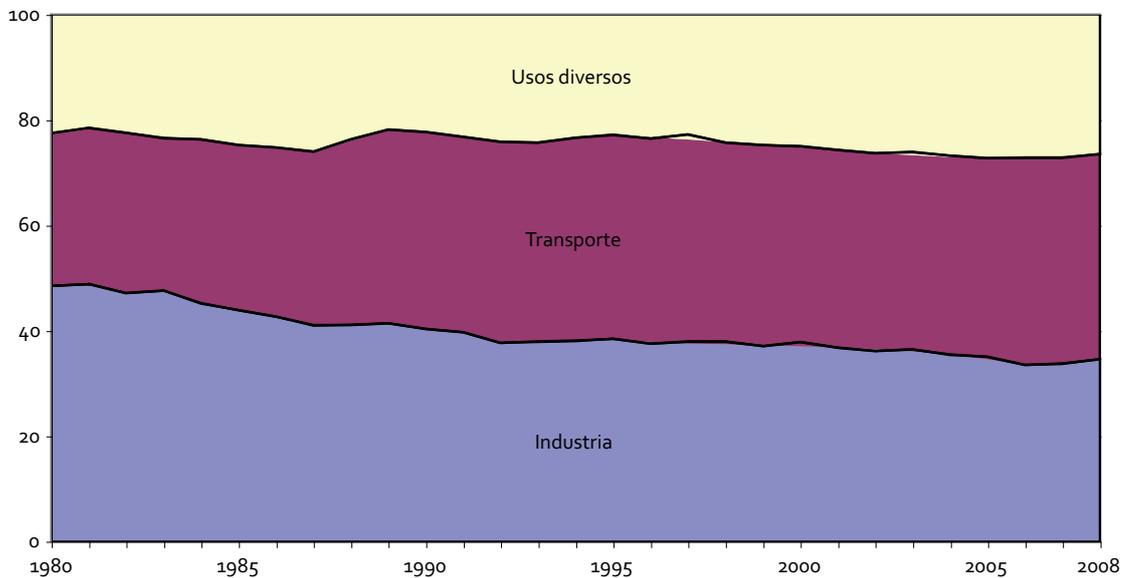
Metodología AIE.

NOTA: No incluye energías renovables.

FUENTE: SEE.



GRÁFICO A.3. SECTORIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL (UNIDAD: %)



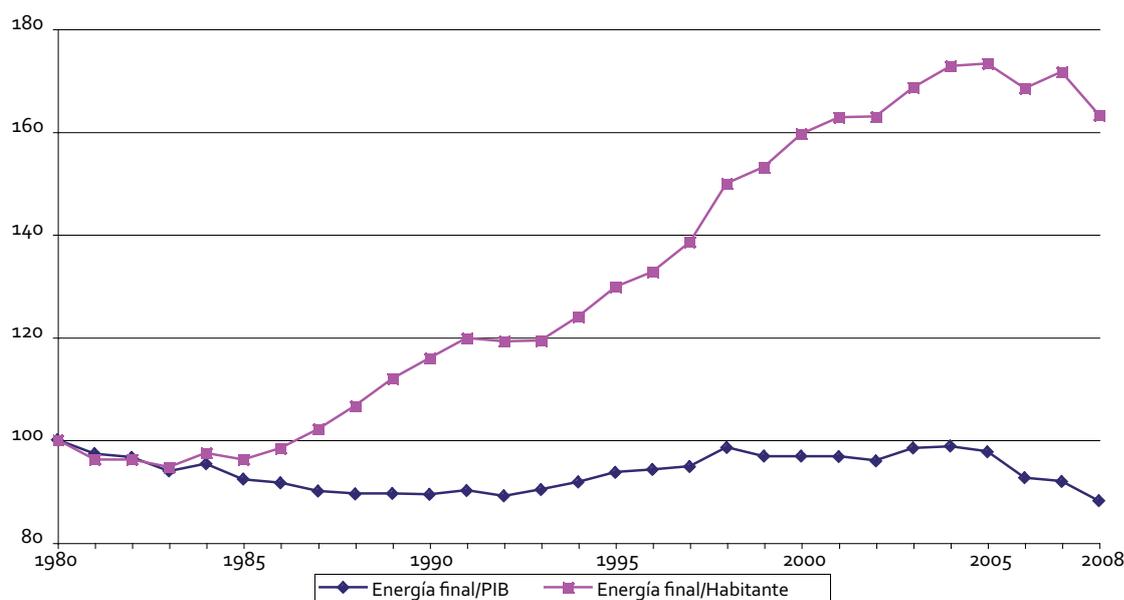
CUADRO A.4. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR UNIDAD DE PIB (1980-2008) (TEP/MILLÓN DE EUROS CTES. DE 2000)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
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	501,2
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
P.Pet./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
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
Elect./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
E. 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
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

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
PIB	515,40	527,90	548,30	572,80	600,00	630,30	653,30	670,90	691,40	713,80	739,00	767,58	797,00	806,34
Carbón/PIB	5,24	4,67	4,26	4,46	4,29	4,04	3,89	3,71	3,52	3,37	3,28	2,95	2,91	2,58
P.Pet./PIB	91,10	91,13	91,39	93,72	89,61	88,26	87,32	85,34	86,67	86,33	83,54	79,37	77,70	73,97
Gas/PIB	12,71	13,87	14,89	16,91	18,22	19,50	19,98	20,93	22,27	22,89	23,85	21,41	22,28	21,42
Elect./PIB	24,18	24,30	24,31	24,95	25,61	25,87	26,42	26,46	27,43	27,83	28,19	28,06	27,80	27,42
E. final/PIB	133,23	133,97	134,84	140,04	137,73	137,67	137,62	136,43	139,89	140,42	138,87	131,78	130,69	125,40
Índice (año 1980=100)	93,72	94,24	94,86	98,51	96,89	96,85	96,81	95,97	98,41	98,78	97,69	92,71	91,93	88,21

Metodología AIE.
 PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.
 FUENTE: SEE.

GRÁFICO A.4. INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL (ÍNDICE 1980=100)





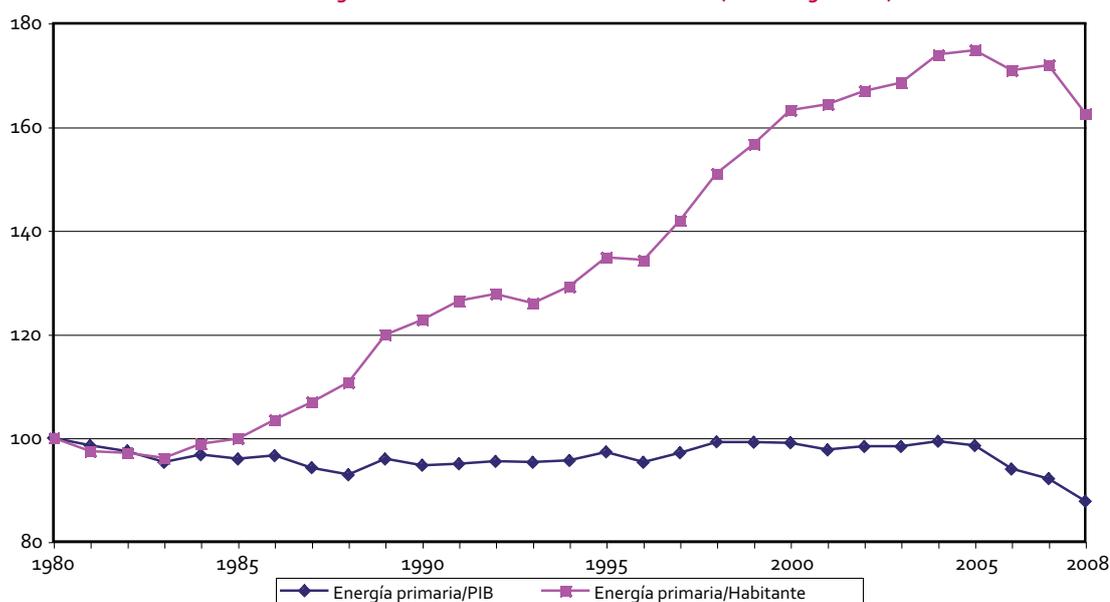
CUADRO A.5. EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA FINAL POR HABITANTE (1980-2008) (TEP/HABITANTE)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
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
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
P.Petrol./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
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
Electric./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
E. 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
Índice (año 1980=100)	100,00	96,25	96,25	94,70	97,50	96,26	98,32	102,16	106,67	111,96	115,97	119,83	119,25	119,30	124,00

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Población	39,38	39,67	39,75	39,85	40,20	40,50	41,12	41,84	42,72	43,20	44,11	44,71	45,20	46,13
Carbón/hab.	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,05	0,05	0,05	0,05
P.Petrol./hab.	1,19	1,21	1,26	1,35	1,34	1,37	1,39	1,37	1,40	1,43	1,40	1,36	1,37	1,29
Gas/hab.	0,17	0,18	0,21	0,24	0,27	0,30	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,37	0,39	0,37
Electric./hab.	0,32	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,42	0,42	0,44	0,46	0,47	0,48	0,49	0,48
E. final/hab.	1,74	1,78	1,86	2,01	2,06	2,14	2,19	2,19	2,26	2,32	2,33	2,26	2,30	2,19
Índice (año 1980=100)	129,84	132,77	138,51	149,89	153,08	159,56	162,84	162,92	168,62	172,79	173,27	168,49	171,60	163,24

Metodología AIE.
Población en millones de habitantes.
FUENTE: SEE.

GRÁFICO A.5. INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA (ÍNDICE 1980=100)





CUADRO A.6. EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA POR UNIDAD DE PIB (1980-2008) (TEP/MILLÓN DE EUROS CTES. DE 2000)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
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
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
Petról./PIB	141,76	131,67	124,29	117,01	110,50	104,32	103,84	102,51	101,33	100,23	100,04	100,81	102,09	101,59	103,54
Gas nat./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
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
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
Saldo inter./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
E. prim./PIB.	194,65	191,79	189,89	185,61	188,48	186,73	188,01	183,59	180,87	186,87	184,45	185,10	185,94	185,63	186,33
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

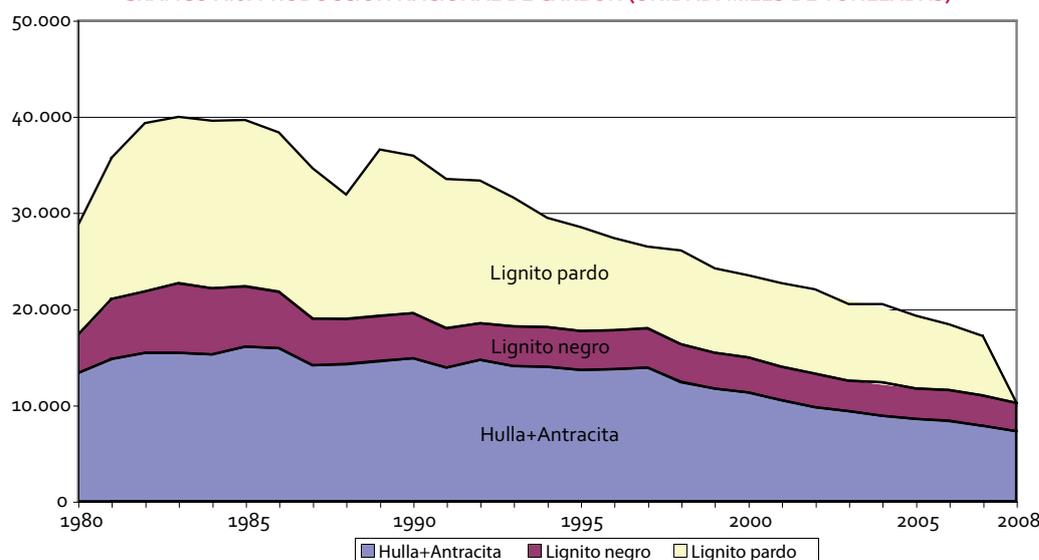
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
PIB	515,40	527,90	548,30	572,80	600,00	630,30	653,30	670,90	691,40	713,80	739,00	767,58	797,00	806,34
Carbón/PIB	36,32	29,95	32,85	31,95	34,96	35,12	30,77	33,80	30,44	30,82	30,47	25,86	27,44	19,31
Petról./PIB	105,96	105,01	104,68	107,66	105,07	102,59	102,13	100,36	100,13	99,49	97,11	92,19	88,89	84,47
Gas nat./PIB	14,56	15,91	20,17	20,63	22,56	24,15	25,11	27,96	30,74	34,56	39,41	39,47	39,65	43,14
Nuclear/PIB	28,03	27,81	26,28	26,84	25,56	25,72	25,41	24,48	23,32	23,22	20,29	20,41	18,02	19,06
Hidrául./PIB	3,88	6,67	5,68	5,62	4,14	4,67	6,33	4,18	6,63	5,78	4,77	5,51	5,99	6,14
Saldo i./PIB	0,75	0,17	-0,48	0,51	0,82	0,61	0,46	0,68	0,16	-0,36	-0,16	-0,37	-0,62	-1,18
E. prim./PIB.	189,50	185,52	189,18	193,22	193,11	192,86	190,21	191,47	191,43	193,52	191,89	183,07	179,36	170,94
Índice (año 1980=100)	97,36	95,31	97,19	99,26	99,21	99,08	97,72	98,37	98,34	99,42	98,58	94,05	92,15	87,82

Metodología AIE.

PIB en miles de millones de Euros ctes. de 2000.

FUENTE: SEE.

GRÁFICO A.6. PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN (UNIDAD: MILES DE TONELADAS)





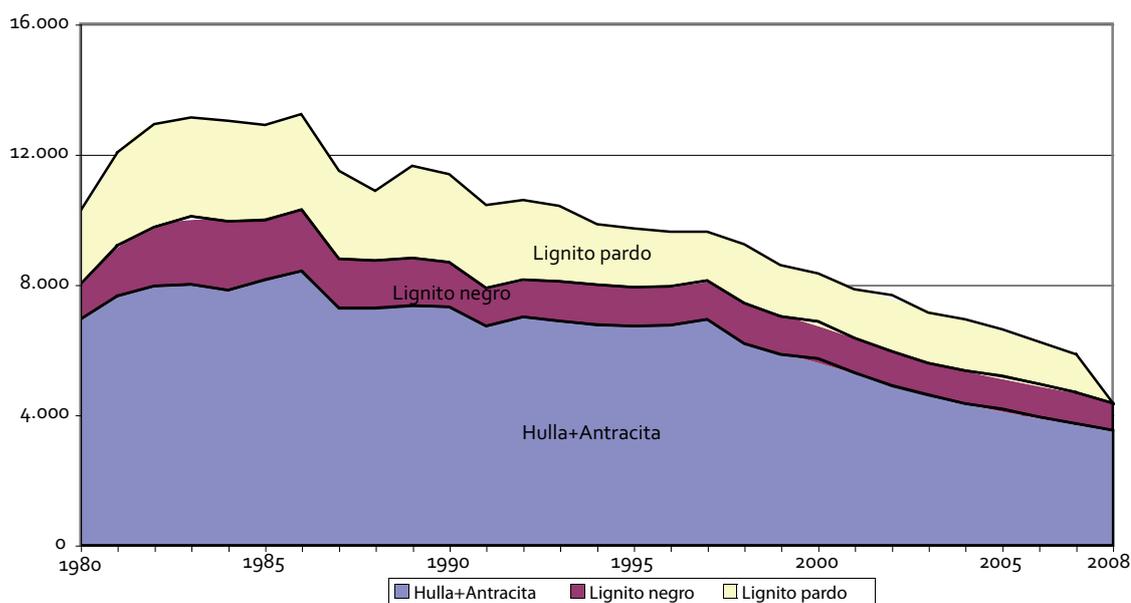
CUADRO A.7. EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA POR HABITANTE (1980-2008) (TEP/HABITANTE)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
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
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
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
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
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
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
Saldo in./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
E. prim./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
Índice (año 1980=100)	00,00	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

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Población	39,38	39,67	39,75	39,85	40,20	40,50	41,12	41,84	42,72	43,20	44,11	44,71	45,20	46,13
Carbón/hab.	0,48	0,40	0,45	0,46	0,52	0,55	0,49	0,54	0,49	0,51	0,51	0,44	0,48	0,34
Petróleo/hab.	1,39	1,40	1,44	1,55	1,57	1,60	1,62	1,61	1,62	1,64	1,63	1,58	1,57	1,48
Gas natural/hab.	0,19	0,21	0,28	0,30	0,34	0,38	0,40	0,45	0,50	0,57	0,66	0,68	0,70	0,75
Hidráulica/hab.	0,37	0,37	0,36	0,39	0,38	0,40	0,40	0,39	0,38	0,38	0,34	0,35	0,32	0,33
Saldo in./hab.	0,05	0,09	0,08	0,08	0,06	0,07	0,10	0,07	0,11	0,10	0,08	0,09	0,11	0,11
E. prim./hab.	0,01	0,00	-0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	-0,01	0,00	-0,01	-0,01	-0,02
Índice (año 1980=100)	2,48	2,47	2,61	2,78	2,88	3,00	3,02	3,07	3,10	3,20	3,21	3,14	3,16	2,99
1980=100)	134,88	134,27	141,92	151,04	156,74	163,24	164,37	166,98	168,50	173,91	174,85	170,93	172,00	162,51

Metodología AIE.
Población en millones de habitantes.
FUENTE: SEE.

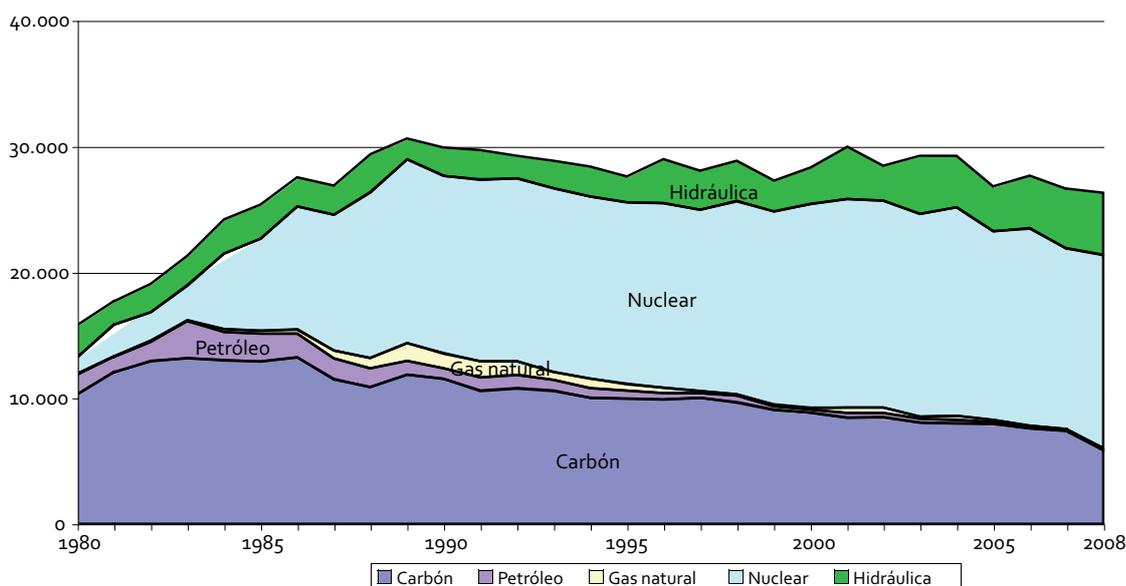
GRÁFICO A.7. PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN (UNIDAD: MILES DE TEP)



CUADRO A.8. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN (1980-2008) (UNIDAD: MILES DE TONELADAS)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
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
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
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
Total	28.687	35.676	39.305	39.953	39.592	39.663	38.323	34.634	31.909	36.577	35.952	33.520	33.299	31.566	29.491
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
Hulla+Antracita	13.657	13.712	13.886	12.402	11.732	11.334	10.491	9.752	9.386	8.923	8.553	8.354	7.869	7.306	
Lignito negro	4.032	4.071	4.118	3.923	3.694	3.628	3.475	3.557	3.181	3.426	3.214	3.223	3.131	2.897	
Lignito pardo	10.775	9.587	8.463	9.750	8.832	8.524	8.718	8.726	7.981	8.147	7.587	6.822	6.180	0	
Total	28.465	27.370	26.466	26.075	24.258	23.486	22.685	22.035	20.548	20.496	19.354	18.399	17.180	10.202	

GRÁFICO A.8. PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (UNIDAD: KTEP)



CUADRO A.9. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN (1980-2008) (UNIDAD: KTEP)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
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
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
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
Total	10.281	12.057	12.948	13.154	13.027	12.916	13.233	11.493	10.888	11.649	11.383	10.436	10.602	10.431	9.868
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
Hulla+Antracita	6.729	6.754	6.940	6.189	5.852	5.715	5.293	4.895	4.618	4.334	4.179	3.940	3.731	3.534	
Lignito negro	1.204	1.190	1.175	1.234	1.177	1.149	1.075	1.058	964	1.038	1.005	1.007	960	840	
Lignito pardo	1.801	1.669	1.517	1.815	1.557	1.477	1.495	1.731	1.562	1.550	1.442	1.296	1.174	0	
Total	9.734	9.614	9.632	9.238	8.586	8.341	7.863	7.685	7.144	6.922	6.626	6.243	5.865	4.374	

Metodología AIE.
FUENTE: SEE.



CUADRO A.10. EVOLUCION DE LA PRODUCCION NACIONAL DE ENERGIA (1980-2008) (UNIDAD: KTEP)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
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
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
Gas natural	32	40	45	64	204	291	367	655	833	1.425	1.228	1.248	1.122	615	753
Nuclear	1.351	2.494	2.285	2.778	6.016	7.308	9.761	10.755	13.151	14.625	14.138	14.484	14.537	14.609	14.415
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
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
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
Carbón (1)	9.936	9.877	10.022	9.649	9.043	8.844	8.440	8.472	8.017	8.000	7.957	7.614	7.371	5.879	
Petróleo	652	519	371	532	300	224	338	316	322	255	166	140	143	127	
Gas natural	537	413	155	98	123	148	471	467	197	310	144	55	16	14	
Nuclear	4.449	14.680	14.411	15.376	15.337	16.211	16.602	16.422	16.125	16.576	14.995	15.669	14.360	15.368	
Hidráulica (2)	2.000	3.521	3.117	3.220	2.484	2.943	4.132	2.808	4.584	4.128	3.527	4.227	4.771	4.954	
Total	27.575	29.010	28.075	28.875	27.287	28.370	29.983	28.484	29.244	29.268	26.788	27.705	26.660	26.342	

Metodología AIE.

(1) Incluye R.S.U. y otros combustibles sólidos utilizados en generación eléctrica.

(2) Incluye eólica y solar fotovoltaica.

FUENTE: SEE.



CUADRO A.11. EVOLUCION DEL GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO (1980-2008) (%)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
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
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
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
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
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
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
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
Carbón	53,1	62,5	55,6	52,7	43,1	40,0	42,0	37,4	38,1	36,4	35,3	38,4	33,7	37,8	
Petróleo	1,2	0,9	0,6	0,9	0,5	0,3	0,5	0,5	0,5	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	
Gas natural	7,2	4,9	1,4	0,8	0,9	1,0	2,9	2,5	0,9	1,3	0,5	0,2	0,0	0,0	
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	
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	
Total	28,2	29,6	27,1	26,1	23,6	23,3	24,1	22,2	22,1	21,2	18,9	19,7	18,6	19,1	

Metodología AIE.

FUENTE: SEE.

METODOLOGÍA

La AIE expresa sus balances de energía en una unidad común que es la tonelada equivalente de petróleo (tep). Una tep se define como 10^7 Kcal. La conversión de unidades habituales a tep se hace en base a los poderes caloríficos inferiores de cada uno de los combustibles considerados.

Carbón: Comprende los distintos tipos de carbón, (hulla, antracita, lignito negro y lignito pardo), así como productos derivados (aglomerados, coque, etc). En el consumo final de carbón se incluye el consumo final de gas de horno alto y de gas de coquería. El consumo primario de carbón recoge, además del consumo final, los consumos en el sector transformador (generación eléctrica, coquerías, resto de sectores energéticos) y las pérdidas. El paso a tep se hace utilizando los poderes caloríficos inferiores reales, según la tabla adjunta.

Petróleo: Comprende:

- Petróleo crudo, productos intermedios y condensados de gas natural.
- Productos petrolíferos incluidos los gases licuados del petróleo (GLP) y gas de refinería.

El consumo final, en el sector transporte, comprende todo el suministro a aviación, incluyendo a compañías extranjeras. En cambio los combustibles de barcos (bunkers) tanto nacionales como extranjeros, para transporte internacional, se asimilan a una exportación, no incluyéndose en el consumo nacional.

Gas: En consumo final incluye el gas natural y gas manufacturado procedente de cualquier fuente. En consumo primario incluye únicamente gas natural, consumido directamente o manufacturado.

Energía hidráulica: Recoge la producción bruta de energía hidroeléctrica primaria, es decir, sin contabilizar la energía eléctrica procedente de las centrales de bombeo. En la metodología empleada, su conversión a tep se hace en base a la energía contenida en la electricidad generada, es decir, $1 \text{ Mwh} = 0,086 \text{ tep}$.

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)	Coefficientes recomendados por la AIE	(Tep/Tm)
CARBÓN:		PRODUCTOS PETROLÍFEROS:	
Generación eléctrica:			
- Hulla + Antracita	0,4970	- Petróleo crudo	1,019
- Lignito negro	0,3188	- Condensados de gas natural	1,080
- Lignito pardo	0,1762	- Gas de refinería	1,150
- Hulla importada	0,5810	- Fuel de refinería	0,960
Coquerías:			
- Hulla	0,6915	- G.L.P.	1,130
Resto usos:			
- Hulla	0,6095	- Gasolinas	1,070
- Coque metalúrgico	0,7050	- Keroseno aviación	1,065
		- Keroseno agrícola y corriente	1,045
		- Gasóleos	1,035
		- Fuel-oil	0,960
		- Naftas	1,075
		- Coque de petróleo	0,740
		- Otros productos	0,960
		GAS NATURAL (Tep/Gcal P.C.S.)	0,090
		ELECTRICIDAD (Tep/Mwh)	0,086
		HIDRÁULICA (Tep/Mwh)	0,086
		NUCLEAR (Tep/Mwh)	0,2606

PREFIJOS:

Mega (M): 10^6 Giga (G): 10^9 Tera (T): 10^{12}

UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN PARA ENERGÍA

A:	Tj	Gcal	Mtermias	Mtep	GWh
De:	Multiplicar por:				
Tj	1	238,8	0,2388	$2,388 \times 10^{-5}$	0,2778
Gcal	$4,1868 \times 10^{-3}$	1	10^{-3}	10^{-7}	$1,163 \times 10^{-3}$
Mtermias	4,1868	10^3	1	10^{-4}	1,163
Mtep	$4,1868 \times 10^4$	10^7	10^4	1	11630
GWh	3,6	860	0,86	$8,6 \times 10^{-5}$	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	1	5,615	159	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	1

Utilizado en gas: bcm = 10^9 m³.
1 bcm aprox. equivalente a 10^4 Mtermias.



ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

AIE	Agencia Internacional de la Energía.
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.
SEE	Secretaría de Estado 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.



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA

**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