

LA ENERGÍA EN ESPAÑA 2009

LA ENERGÍA EN ESPAÑA 2009

ISBN 978-84-96275-91-1



9 788496 275911



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO

SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA

DIVISIÓN DE INFORMACIÓN,
DOCUMENTACIÓN Y PUBLICACIONES

CENTRO DE PUBLICACIONES

Panamá, 1. 28071 Madrid
Paseo de la Castellana, 160. 28071 Madrid
Tels.: 91.349 51 29 / 4968 / 4000
Fax.: 91.349 44 85
www.mityc.es



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO

SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA

LA ENERGÍA

EN ESPAÑA

2009



**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

Panamá, 1. 28071 Madrid
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-11637-2010
NIPO: 701-10-022-3
I.S.B.N.: 978-84-96275-91-1
Diseño de cubierta: A.L.G.

Papel:
Exterior: 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./75/0810
EUAEVF: 14,00 € + IVA



INTRODUCCIÓN	5
ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO EN MATERIA DE ENERGÍA Y MINAS	9
1. SITUACIÓN 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 ENERGÍA 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
4.6. I+D	94
4.7. Normativa aprobada y en elaboración.....	95
4.8. Aplicación de salvaguardias integradas a las instalaciones nucleares españolas.....	103
4.9. Actividades de organismos internacionales	105
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 2009.....	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
7.4. Regulación legal del sector	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. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO	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 2009	285
11.2. Redes gasistas. Realizaciones en 2009	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 2009, 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 2009 bajó un 8,3% respecto al del año anterior, continuando la tendencia al descenso iniciada en el segundo semestre de dicho año, en el contexto de la crisis económica internacional. Esta evolución ha venido acompañada del aumento de los precios de las energías primarias en los mercados internacionales, tras la fuerte caída del segundo semestre de 2008, aunque los precios medios en 2009 han sido muy inferiores a los medios del año anterior.

La demanda de energía final bajó un 7,4% en 2009, derivada de la menor actividad en todos los sectores económicos, además de que las condiciones climáticas han sido ligeramente más suaves que las del año anterior.

La demanda energética ha registrado una tasa de descenso superior a la del PIB, por lo que en 2009 ha mejorado significativamente la intensidad energética de nuestra economía, bajando un 4% la intensidad energética final y un 4,9% la intensidad energética primaria. Esta tendencia de mejora se viene registrando en todos los ejercicios desde el año 2004, con una mejora del 13,3% en intensidad energética final y del 15,3% en primaria desde dicho año. Esta mejora está siendo superior a la media de los países de la UE, por lo que nuestros indicadores tienden a la convergencia con ésta y es consecuencia de las políticas energéticas de apoyo a la eficiencia energética, la mejora de

los procesos de transformación de energía primaria en electricidad, además de la menor actividad reciente de los sectores productivos más intensivos en consumo energético, debido a la crisis económica.

Se ha realizado un análisis de la necesidad de las infraestructuras previstas en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, aprobada el año anterior, con el objetivo de ajustar la programación de las mismas a la evolución actual de la demanda energética.

En el sector eléctrico, en 2009 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 regulado las tarifas de último recurso, cuyos precios máximos y mínimos 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.

Complementariamente, se ha implementado el denominado bono social, que es una medida de carácter social, creada por el Gobierno para favorecer a los colectivos más vulnerables y se concreta en la congelación de la tarifa vigente en el momento de la puesta en marcha de la tarifa de último recurso, hasta 2012. Se calcula que beneficiará a un máximo de hasta 5 millones de consumidores.

Asimismo, mediante el Real Decreto-Ley 6/2009, se han establecido los mecanismos oportunos para la eliminación del déficit de tarifa, estableciendo un calendario que permitirá alcanzar la suficiencia tarifaria en los costes regulados a partir del año 2013. Además, respecto a los costes liberalizados, se han diseñado los mecanismos que garantizan una formación eficiente de los precios, a través de la celebración de subastas periódicas.

En el sector del gas, se han regulado de forma paralela, las tarifas de último recurso, que son aplicadas por los comercializadores de último recurso designados como tales.

Se aprobó en el año la Ley 11/2009, que modifica la Ley sobre Energía y Nuclear, y la Ley del Sector Eléctrico, por la que los titulares de las centrales nucleares pasan a hacerse cargo de todos los costes correspondientes a las actividades de gestión de los residuos imputables a la explotación de las centrales nucleares desde su inicio, liberando a la tarifa eléctrica de esta carga.

También se aprobó la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, afectando a la regulación anterior de los sectores energéticos.

En materia de eficiencia energética, en 2009 continuó la aplicación 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, edifi-

cación 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 2009 se han venido desarrollando las medidas contempladas en el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010. En 2009, las energías renovables han cubierto el 9,4% de la energía primaria. Si se calcula su aportación con la metodología específica establecida por la Comisión Europea para el cálculo de los objetivos energéticos en esta área, teniendo en cuenta una evolución homogénea de hidráulicidad y eolicidad, las energías renovables aportaron el 12,2% del consumo de energía final bruta y fueron las únicas fuentes energéticas cuya demanda creció en el año, especialmente en generación eléctrica eólica y solar.

En 2009 se iniciaron los trabajos para la elaboración del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER), que se aprobará en 2010 y tendrá un ámbito temporal hasta 2020, con el objetivo de cumplir los compromisos asumidos por España dentro del plan de energías renovables de la UE, alcanzando las energías renovables en dicho año, al menos el 20% de la energía final bruta antes indicada. Dentro de este plan, se prevé también el progresivo desarrollo de las interconexiones eléctricas con el objetivo de disponer en 2020 de una capacidad en las interconexiones del 10% de la potencia instalada, en línea con la declaración de Barcelona de 2002, capacidad que permitirá la integración de las energías renovables en el sistema de una manera sostenible técnica y económicamente.

También ha habido en 2009 una importante actividad internacional en los temas energéticos relacionados con el medio ambiente. Entre ellas, el Consejo de la Unión Europea ha aprobado el paquete de medidas legislativas sobre energía y cambio climático, que tiene como objetivo reducir las emisiones del conjunto de la Unión Europea en el año 2020 un 20% con respecto a los niveles de 1990, contemplándose también la posibilidad de elevar esta reducción hasta el 30% si se produce un acuerdo internacional satisfactorio sobre el cambio climático.

La UE también se propone para el año 2020 obtener un 20% de su energía de fuentes renovables y, mediante la mejora de la eficiencia energética, reducir su consumo de energía hasta un 20% en relación con los niveles que se alcanzarían de seguir la senda tendencial. La implementación de estos objetivos dará origen a importantes medidas legislativas en todos los países miembros. Con el objetivo de alcanzar la convergencia con los países de la UE-27 en el año 2020, España debe alcanzar una reducción de la intensidad energética del 2% cada año hasta 2020.

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 resumen, durante 2009 ha continuado el impulso del Gobierno a los mercados energéticos, mediante un conjunto de medidas integradas, de liberalización de los sectores de gas y electricidad, de ahorro y eficiencia en la demanda, de incremento de la participación de las energías renovables en la oferta y de cumplimiento de los objetivos relacionados con el cambio climático. El conjunto de ellas, se orienta al logro de un modelo energético sostenible en el largo plazo, con nuevas energías y nuevos desarrollos tecnológicos que contribuyen a la recuperación de la economía, considerando sus efectos medioambientales, y con medidas de gestión de la demanda como complemento a las políticas de oferta, para garantizar la seguridad energética futura.



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. 929/2010, de 23 de julio de 2010, 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 (CIE-MAT):** Sus funciones son la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías energéti-

cas, 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

Durante los últimos doce meses una enorme volatilidad ha caracterizado a los mercados mundiales de energía. El impacto de la crisis financiera y sus consecuencias en la economía han modificado, sustancialmente, las perspectivas sobre la evolución del sector, y muy especialmente, las previsiones para los próximos años.

Con el objetivo de suavizar los efectos de la contracción económica, numerosos países han implementado política fiscales expansivas de un tamaño desconocido hasta la fecha. En muchos casos, las ayudas para estimular la economía han incluido la promoción de las energías renovables como un instrumento para evitar el cambio climático, y también como un nuevo motor de crecimiento económico.

La recesión de la economía mundial también ha moderado las emisiones de CO₂ ya que los datos para el 2009 han sido sensiblemente inferiores a lo pronosticado por la AIE. Sin embargo, a pesar de la temporal caída de las emisiones, una vez se consolide la senda de la recuperación económica, las tendencias de las emisiones de gases contami-

nantes volverán a crecer a menos que se alcance un acuerdo entre las grandes potencias en el marco post-Kioto.

La crisis financiera frena la tendencia alcista de las energías fósiles

De acuerdo con la última publicación del World Energy Outlook (WEO-2009) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la demanda de energía –en sus indicadores más representativos– cayó en el año 2009 por primera vez desde 1981. No obstante, según la AIE, si no se producen cambios significativos en las políticas aplicadas por los gobiernos, pronto se recuperaría la senda de demanda.

En el «Escenario de Referencia» que plantea la AIE en su WEO, en el que se considera que los gobiernos mantienen sus programas y políticas actuales, la demanda mundial de energía se incrementará a un ritmo del 1,5% anual durante el periodo 2007-2030, desde los 12.000 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtoe) hasta las 16.800 Mtoe.

Los principales causantes del incremento de la demanda, serán las economías emergentes del Sudeste asiático, seguidas de las naciones del Medio Oriente.

Hay que destacar que las previsiones de la AIE recogen un repunte de la demanda (previsiones del 2,5%) para los años 2010-2015, y la moderación de la demanda global a partir del horizonte 2015 debido a la estabilización de la población mundial y la madurez de las economías asiáticas.

En el «Escenario de Referencia» planteado por la AIE, las energías fósiles continúan manteniendo un papel predominante. Se prevé que pueden suponer más de dos tercios del incremento total de la energía primaria entre el 2007 y el 2030. En términos absolutos, el carbón supondrá el mayor incremento, seguido del gas y el petróleo. No obstante, el petróleo será el componente más destacado dentro del mix energético, pero su peso irá descendiendo paulatinamente desde el 34% actual hasta el 30% en el 2030.

Los incrementos en la demanda de gas y carbón se deben principalmente, a las necesidades de producción eléctrica. La demanda mundial de electricidad puede crecer anualmente, según las estimaciones, al 2,5% hasta el 2030. El 80% de la nueva demanda provendrá seguramente de países no pertenecientes a la OCDE. Globalmente a 2030, las ampliaciones en la capacidad de producción eléctrica alcanzarán los 4800 GW –alrededor de cinco veces la capacidad actual de los EEUU–. Los mayores incrementos en la demanda eléctrica provienen de China.

La tendencia de las energías renovables es de un rápido crecimiento en el escenario de referencia, sobretodo en términos de generación eléctrica. La eólica supone el mayor incremento. Por el contrario, el peso de la hidroeléctrica cae ligeramente.

La caída de las inversiones tendrá consecuencias sobre la oferta futura

Las inversiones del sector energético han sufrido un brusco descenso este año debido a las restricciones de liquidez en los mercados de capitales y a

las expectativas a la baja en la demanda de energía. El descenso en las inversiones se ha notado en todos los eslabones de la cadena productiva: las compañías energéticas han reducido sus inversiones en yacimientos de petróleo y gas, y adicionalmente han recortado sus inversiones en refino, redes y demás infraestructuras. Por su parte, las empresas no energéticas y el sector residencial y servicios invierten menos en mejorar la eficiencia energética, tanto para equipamiento como para vehículos, a pesar de que las ventajas de estas inversiones serían notables en el largo plazo.

El descenso de las inversiones y sus efectos para la seguridad energética, el cambio climático y la pobreza, variarán en función de la reacción de los gobiernos.

Los gobiernos toman conciencia del potencial de las energías renovables

Los elevados precios de los combustibles fósiles y la creciente preocupación de los estados por el cambio climático y la seguridad energética están impulsando los programas públicos de energías renovables en muchas partes del mundo. La capacidad de producción eléctrica de las energías renovables (incluyendo la hidráulica) está prevista incrementarse desde los 3577 TWh en 2007 a 7640 TWh a 2030. De esta forma, se estima que el porcentaje de las renovables alcanzará el 22% de la producción eléctrica en el 2030, desde el 18% en el 2007. En los países de la OCDE esta cifra podría elevarse hasta el 25% en el 2030.

En el proceso de desarrollo de las renovables, el sector público ocupa un papel fundamental. Las



energías renovables exigen una base legal compleja, y por tanto, acarrear, en muchas ocasiones, reformas legislativas importantes, y también un sistema de incentivos para hacerlas atractivas frente a los combustibles fósiles. No obstante, las dificultades financieras que atraviesan en la actualidad casi todos los países frenan los incentivos públicos al desarrollo de las energías renovables. En cualquier caso, la eólica y la solar se erigen, a día de hoy, como las principales alternativas.

El gas ocupa un papel vital en casi todas las políticas públicas

Si se asume que la recuperación de la economía global se inicia en el 2010, la demanda de gas natural continuará su tendencia alcista en todos los escenarios planteados por la AIE. De media, se estima un crecimiento anual de la demanda del 2.5% en el periodo 2010-2015. China e India son los principales causantes del incremento de la demanda, pero también las naciones del Oriente Medio.

Entre los motivos que explican la mayor demanda de gas, hay que destacar fundamentalmente las necesidades de diversificar las fuentes energéticas en muchos países altamente dependientes del petróleo y el carbón. Entre los ejemplos más destacados podríamos considerar ciertos países de Oriente medio como los Emiratos Árabes Unidos, que a pesar de sus abundantes reservas petrolíferas está poniendo en marcha proyectos para el desarrollo del gas para satisfacer la demanda interna. En segundo lugar, la creciente competitividad del gas como combustible en la producción

eléctrica y sus ventajas medioambientales frente a otros combustibles fósiles. Y por último, pero no menos importante, el aumento en los usos finales del gas que acelera su demanda y la existencia de numerosos yacimientos por explotar.

Las reservas de gas son abundantes pero requieren una mayor movilización de recursos

Las reservas comprobadas de gas son más que suficientes para hacer frente a una mayor demanda futura hasta el año 2030 y más allá, sin embargo, el coste para obtener esos recursos irá en aumento a medida que haya que acudir a yacimientos más profundos y remotos. En la actualidad las reservas probadas de gas alcanzan los 180 tcm ($\times 10^{12} \text{ m}^3$), el equivalente para cubrir 60 años a la tendencia de producción actual. Más de la mitad de esos recursos se ubican en tan sólo tres países: Rusia, Irán y Qatar. No obstante, algunas estimaciones prevén que las reservas podrían ampliarse a más de 850 tcm si incluyeran, entre otras, las reservas de gas no convencional.

El conjunto de los países no pertenecientes a la OCDE podrían cubrir, según la AIE, casi todo el incremento de la oferta de gas natural entre el 2007 y el 2030. La región del Oriente Medio posee las mayores reservas a los menores costes de explotación, sobretodo, en la producción de gas asociada a la de petróleo. También África, Asia Central (Turkmenistán), América Latina y Rusia esperan significativos aumentos en su producción.

Las estimaciones de la AIE, basadas en el estudio del 55% de los pozos en explotación, muestran

que casi la mitad de la capacidad de producción actual deberá ser reemplazada antes del 2030 como consecuencia del agotamiento de los yacimientos —esta cifra es la equivalente al doble de la producción actual de Rusia—. De esta forma, en el 2030 se estima que sólo un tercio de los pozos actuales sigan en funcionamiento a pesar de continuas reinversiones en los mismos.

El gas no convencional cambia las reglas del juego

El reciente desarrollo de los yacimientos de gas no convencional en los Estados Unidos y Canadá, sobre todo en los últimos tres años, ha transformado las perspectivas de los mercados globales. La nueva tecnología de perforación horizontal ha incrementado la productividad por pozo de las fuentes no convencionales y ha recortado los costes de producción. Estos avances tecnológicos, junto con el descenso de la demanda derivada de la crisis económica y unos niveles de stocks relativamente elevados, ha provocado una caída de los precios del gas en el mercado estadounidense que, posteriormente, ha reducido la presión sobre los precios del gas en los mercados de otros países.

Sin embargo, no existe un consenso sobre la posibilidad de explotar las oportunidades que ofrece el gas no convencional en otras partes del mundo. Fuera de los Estados Unidos, en otras regiones como China, India, Australia o Europa, a pesar de contar con yacimientos de gas no convencional, presentan mayores dificultades en cuanto a su extracción. Entre estas limitaciones hay que destacar la dificultad para acceder físicamente a los

recursos, los requerimientos de abundantes cantidades de agua para el funcionamiento de los pozos, el impacto medioambiental de la instalación, y la inexistencia de infraestructuras que permita su transporte.

Según la AIE, el porcentaje del gas no convencional podría incrementarse globalmente del 12% en 2007 al 15% en el 2030, y no se descartan incrementos mucho mayores. Los Estados Unidos y Canadá serían los países que más contribuirían a este aumento en la producción.

Eficiencia energética

Según la AIE, la eficiencia energética es el principal instrumento para frenar las emisiones de CO₂. La aplicación de medidas de eficiencia energética en edificios, industria y transporte generalmente acarrea costes significativos en el corto plazo, al tiempo que los beneficios de las inversiones se recuperan a largo plazo. Sin embargo, el ahorro en el coste del combustible durante toda la vida útil de los activos de capital compensa a menudo el gasto en inversión adicional que supone la medida de eficiencia energética adoptada.

La descarbonización del sector eléctrico desempeña asimismo un papel primordial en la reducción de emisiones, principalmente a través de la transformación en la estructura de combustibles y tecnologías empleados en la producción eléctrica.

La adopción de medidas en materia de transporte con el fin de economizar combustible, extender la utilización de biocarburantes y promover la incor-



poración de nuevas tecnologías en los vehículos – en particular, los vehículos híbridos y eléctricos– conllevará una importante reducción de la demanda de petróleo. Según la AIE, el transporte por carretera representa la mayor parte del ahorro de petróleo vinculado al transporte. Según sus estimaciones, hacia el 2030 los motores de combustión interna convencionales podrían constituir sólo cerca del 40% de las ventas, mientras los híbridos representan el 30%, y los modelos híbridos con modo eléctrico plug-in y vehículos eléctricos, el resto. La mejora en la eficiencia en las aeronaves y el uso de biocarburantes en aviación podría permitir la reducción de la demanda de petróleo en 1,6 millones de bpd en 2030.

Retos en el acceso a los fondos para realizar las inversiones requeridas en la transición a una economía baja en carbono

Según la AIE, en un escenario en el que se tomaran acciones políticas colectivas para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a 450 partes por millón de CO₂ equivalente (ppm-CO₂ eq), las necesidades de inversión en infraestructuras energéticas supondrían 10.5 billones (10⁹) de dólares adicionales respecto a un escenario sin modificaciones en las tendencias actuales.

Uno de los puntos recurrentemente más discutidos en los foros internacionales lo constituye la necesidad de facilitar fondos para los programas de eficiencia energética en países emergentes. Los países desarrollados son conscientes del conflicto medioambiental que supone el rápido creci-

miento económico –y el consecuente aumento de la demanda energética– que están experimentando numerosas naciones, principalmente en las del Sudeste asiático. No obstante, las dificultades surgen a la hora de lograr un acuerdo en torno a la financiación de fondos destinados a la reducción de emisiones en países emergentes.

Los actuales Mecanismos de desarrollo limpio (MDL) podrían extenderse y ampliarse para lograr resultados substanciales. Los mercados internacionales de carbono sin duda contribuirán también a lograr el objetivo de mejora en la asignación de emisiones.

1.2. DEMANDA, PRODUCCIÓN Y COMERCIO ENERGÉTICO

En 2009, la demanda energética en el mundo bajó un 1,3%, la mayor tasa de descenso desde 1980, debido a la fuerte crisis económica que se inició en el segundo semestre de 2008 y que llevó a la economía mundial a contraerse por primera vez desde mediados del siglo xx.

Fue también el segundo año donde el consumo energético de los países no-OCDE superó al de los de esta área. Los fuertes crecimientos económicos de dichos países, han provocado el aumento de la demanda energética mundial y de los precios de la energía en los años anteriores a 2008, lo que también ha sido un factor agravante de la recesión posterior.

El descenso del consumo energético en 2009 se ha concentrado en la OCDE, -5%, y en el área de la

antigua URSS, mientras subió en Asia y Oriente Medio, acorde con la evolución de las respectivas economías. Ha bajado especialmente el consumo de las energías fósiles, mientras la hidroeléctrica ha mejorado a nivel global.

Destaca de forma significativa la continuidad del aumento del consumo energético en Asia-Pacífico, que aumentó el 4,4%, mientras en la UE bajó el 5,6% y en Estados Unidos el 5%. En China aumentó el 8,7%, tasa superior a la del año anterior y en India aumentó el 6,6%.

Estructuralmente, sigue aumentando el peso de Asia en el consumo mundial, que ha alcanzado el 37,1% en 2009, desde el 15,8% en 1980. La OCDE sigue bajando su participación, con el 46,7%, así como Norteamérica con el 23,9% y la UE-27 el 14,5%. Dentro de los países de la OCDE, los de Europa son los que han registrado un menor crecimiento de la demanda energética en la última década y el mayor aumento se registró en los de Norteamérica y del Pacífico.

La energía primaria de mayor descenso en el consumo fue el gas, un 2,4% en 2009, tras el aumento del 2,5% en 2008 y los fuertes crecimientos de años anteriores. Esta evolución se deriva del descenso de la demanda en las economías desarrolladas y Rusia, mientras sigue creciendo fuertemente la demanda en Asia, especialmente en China. Como consecuencia, ha bajado el comercio por gasoductos, mientras ha subido el de GNL, que supuso el 30,5% del comercio total en 2009.

El consumo de petróleo bajó un 2% en 2009, el mayor descenso desde 1980. En la OCDE el con-

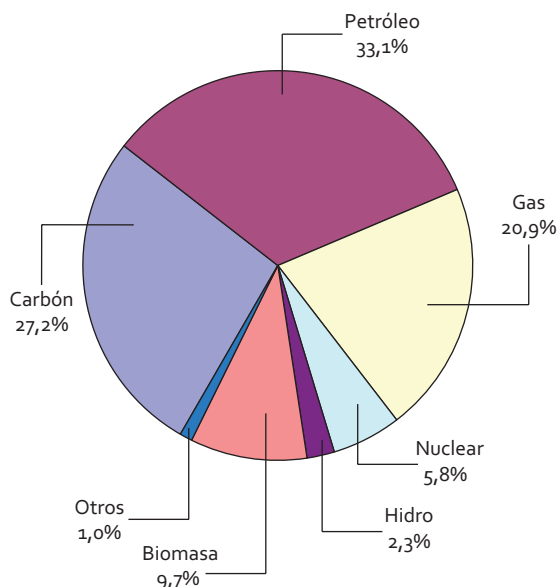
sumo bajó el 4,8%, descenso registrado por cuarto año consecutivo. Sin embargo, en economías emergentes la demanda sigue creciendo, 2,1%, aunque a tasas menores que en años anteriores, destacan los aumentos de consumo de China, India y Oriente Medio. La región Asia-Pacífico consume ya el 31,1% del petróleo mundial, frente al 26,4% de Norteamérica y el 17,3% de la UE.

El consumo de carbón se mantuvo similar en 2009 respecto de los niveles del año anterior, tras el continuo crecimiento registrado desde 1999. También ha habido fuertes diferencias entre zonas geográficas, con descensos en la OCDE, -10,4% y Rusia, -13,3%, mientras el consumo en el resto del mundo creció un 7,4%, similar a la media de los últimos diez años y debido fundamentalmente a la continuidad del crecimiento del consumo en China. El consumo mundial de carbón en 2009 fue del 27,2% del consumo primario total, la más alta participación desde 1970.

La generación eléctrica nuclear bajó el 1,6% en 2009, tercer año consecutivo de descenso, aunque creció en Asia, por la recuperación de la producción en Japón. La generación hidroeléctrica aumentó un 1,2%, 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, debido al apoyo de muchos gobiernos, aunque su peso en el abastecimiento mundial es aún bajo. La capacidad instalada de energía eólica creció un 31% en 2009, principalmente en China y Estados Unidos. La capacidad de generación con energía solar creció un 47%. En biocom-

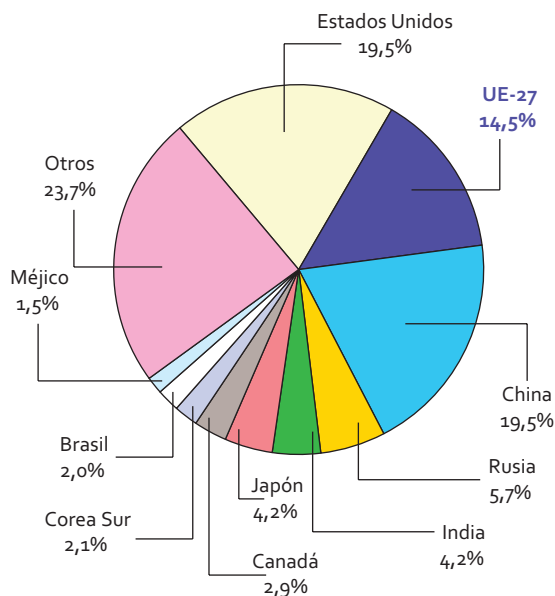


GRÁFICO 1.1. CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2009
12039 MTEP



FUENTE: Comisión Europea. BP.

GRÁFICO 1.2. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2009
12039 MTEP



FUENTE: Comisión Europea. BP.

bustibles, la producción de etanol creció un 8,1%, especialmente en Estados Unidos, cuya producción es el 52,9% del total mundial.

El consumo mundial de energía en 2009, por tipos y por países se indica en los gráficos 1.1 y 1.2.

En 2009 la producción de petróleo bajó un 2,6%, la mayor caída desde 1982. En áreas fuera de la OPEP creció el 0,9%, menos de la mitad que en la media anual de los últimos diez años, mientras que en la OPEP, bajó un 7,3%, debido a la caída de precios, aunque se mantiene por encima del 41% del total. La producción en la OCDE sigue descendiendo ligeramente hasta el 22,5% del total, a pesar del aumento del 7% de la producción en Estados Unidos en 2009.

La capacidad de refino subió un 2,2% en el mundo en 2009, especialmente en las áreas no-OCDE, por lo que la capacidad de estas áreas supera, por primera vez, a la capacidad instalada en la OCDE. Destaca el aumento de capacidad en Asia, especialmente en India, 19,5% y China, 10,5%.

La producción de gas natural en el mundo bajó en 2009 por primera vez desde que se tienen registros, debido a la caída de la demanda. Este descenso se debió a la menor producción de Rusia, -12,1%, y a pesar de los aumentos en Estados Unidos y Oriente Medio. En la UE sigue el descenso, un 9,3% en 2009.

La intensidad energética, medida por el ratio del consumo energético primario dividido por el PIB

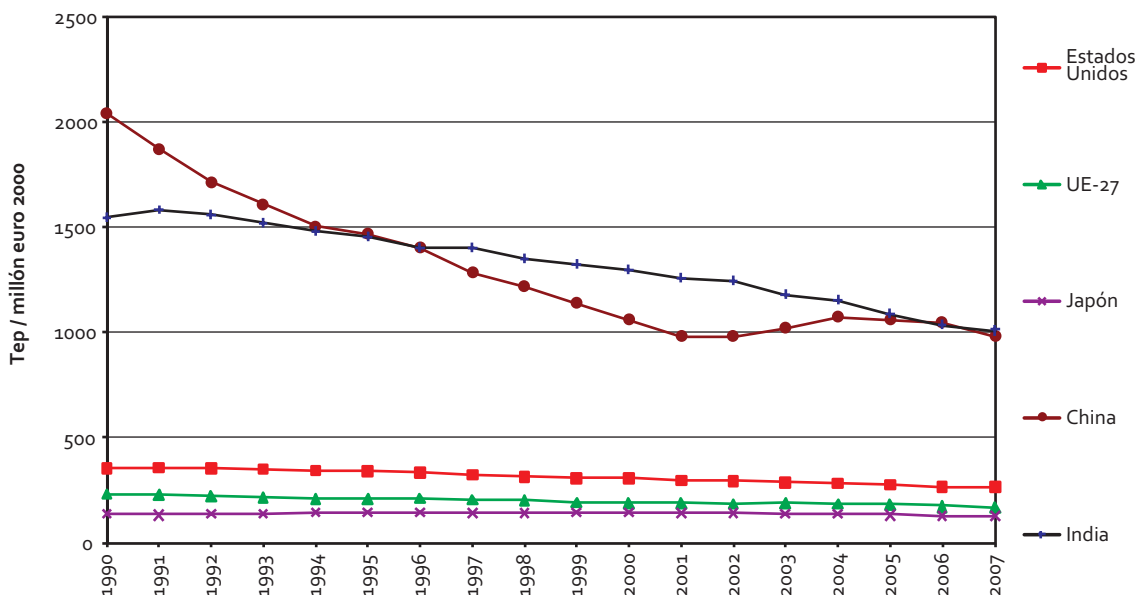
mejoró en el mundo de forma continua entre 1990 y 2001, con un descenso de intensidad total del 13,7% en el período, aunque en esta mejora tuvieron influencia algunos períodos de crisis económica en algunas zonas y las favorables condiciones climáticas. Sin embargo el ratio creció ligeramente después, 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.

Como consecuencia de lo anterior, las emisiones de CO₂ procedentes del consumo de energía en el

mundo fueron en 2007, último dato disponible, un 53% 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 2007 el principal emisor fue China, seguida de Estados Unidos (gráfico 1.6).

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

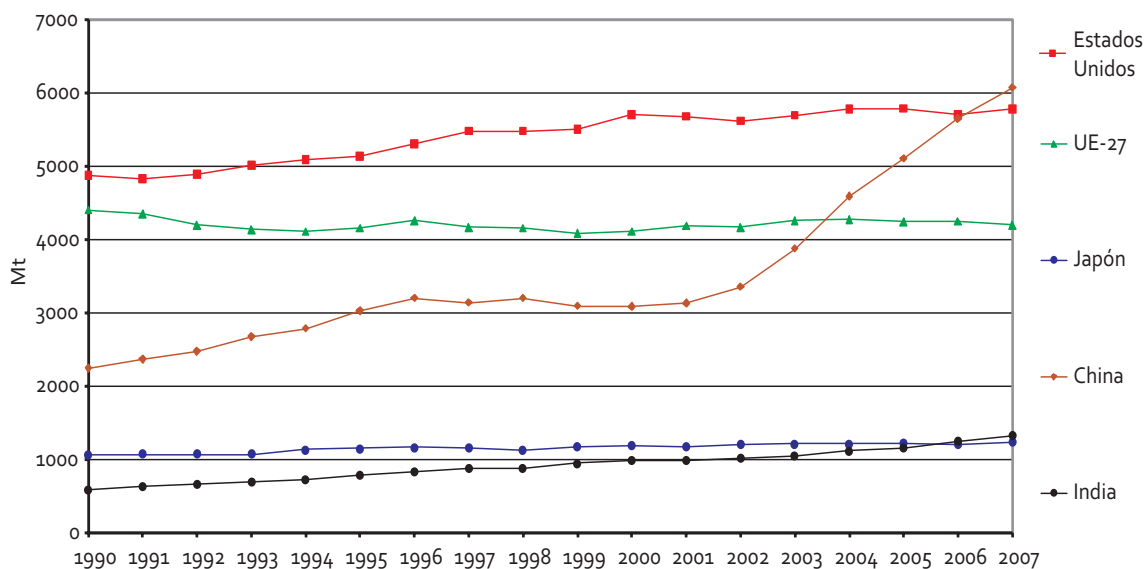
GRÁFICO 1.3. INTENSIDAD ENERGÉTICA



FUENTE: Comisión Europea Y OCDE.

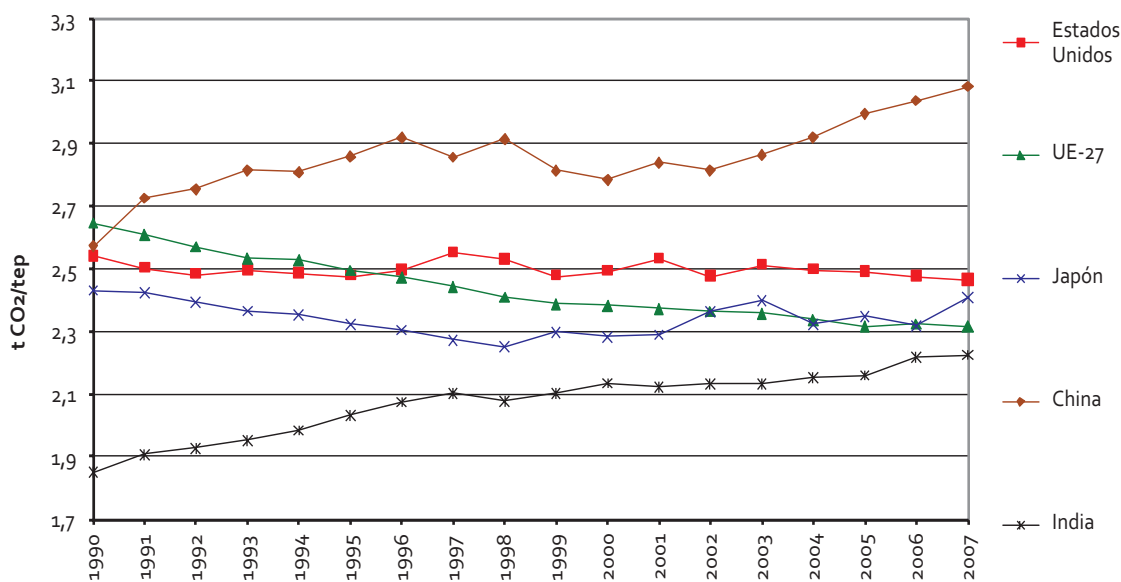


GRÁFICO 1.4. EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂



FUENTE: Comisión Europea y OCDE.

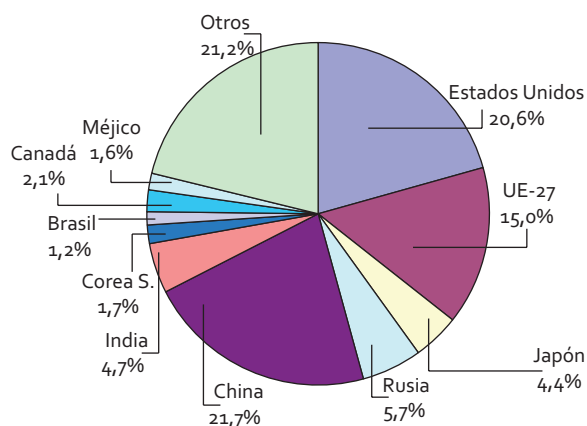
GRÁFICO 1.5. INTENSIDAD EN CARBÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO
EMISIONES DE CO₂ / CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA



FUENTE: Comisión Europea y OCDE.



GRÁFICO 1.6
ESTRUCTURA DE LAS EMISIONES DE CO₂ EN 2007



FUENTE: Comisión Europea y OCDE.

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 1990-2007, último año con balances energéticos disponibles de Eurostat en el momento de redactar este Informe, el consumo total de energía aumentó el 0,5% medio anual, por debajo del crecimiento medio del PIB, por lo que se ha producido una mejora de la eficiencia energética, con descenso del 1,4% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.1).

Por energías, en el período citado, el consumo de gas natural ha crecido el 2,3% anual, muy por

encima de las demás energías fósiles. Esta evolución 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 tasa media del 1,8% anual, debido al estancamiento de su uso en generación eléctrica y al descenso 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 7,8% 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 32% de la demanda final total, frente al 14,6% en 1985. Entre 1990 y 2007, el consumo del transporte aumentó un 35%, frente al 8% de 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



BALANCE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA-27

Mtep	1990	2007
Producción	936,05	859,45
Carbón	366,48	187,78
Petróleo	129,55	121,62
Gas natural	162,45	167,36
Nuclear	202,59	241,26
Renovables	72,71	138,83
Residuos industriales	2,28	2,60

Importaciones-Exportaciones	1990	2007
Carbón	81,85	136,31
Petróleo	535,63	588,29
Gas natural	135,12	260,54
Electricidad	3,32	0,90
Renovables	0,14	2,31

Consumo de energía primaria	1990	2007
Carbón	452,94	331,23
Petróleo	631,05	656,93
Gas natural	294,90	432,41
Nuclear	202,59	241,26
Renovables	73,07	141,03
Otros	5,60	3,51

Generación eléctrica (TWh)	1990	2007
Carbón	927,49	988,37
Productos Petrolíferos	214,97	112,48
Gas natural	215,89	760,18
Nuclear	794,87	935,28
Renovables	310,05	525,58
Otros	120,32	39,81

Mtep	1990	2007
Consumo de energía final	1067,58	1157,68
Carbón	125,03	53,85
Productos Petrolíferos	444,45	484,60
Gas natural	227,90	268,76
Electricidad	184,14	244,47
Renovables	37,22	63,14
Calor y residuos industriales	48,83	42,85

Consumos finales no energéticos	1990	2007
	97,90	114,41

Consumo final por sectores	1990	2007
Industria	365,67	322,87
Transporte	280,27	377,25
Doméstico	263,48	284,55
Servicios y otros	158,16	173,01

Emisiones de CO ₂ (Mt)	1990	2007
Intensidad energética primaria (tep/M€ 2000)	215	169

Intensidad de CO ₂ (ton CO ₂ /tep)	1990	2007
Dependencia de las importaciones %	44,6	53,1

Consumo primario por habitante (tep/h)	1990	2007
Emisiones CO ₂ per capita (ton CO ₂ /h)	9,3	9,1

FUENTE: Eurostat.

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 des-

de 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 0,5% 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 y descenso en 2009, debido a la crisis indicada.

En cuanto a generación eléctrica, la creciente liberalización en toda Europa de este mercado y el del gas, está favoreciendo 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 2007, las emisiones de CO₂ han alcanzado valores inferiores 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 2007, debido a la creciente importación de todas las fuentes energéticas primarias, especialmente gas y el carbón, así como más del 80% del petróleo. En el período 1990-2007 aumentó significativamente la producción de todas las energías excepto de carbón y petróleo.

1.3. PRECIOS ENERGÉTICOS

El año 2009 fue de recuperación del precio del crudo tras estallar en 2008 la burbuja petrolífera y descender desde más de cien dólares por barril hasta su mínimo de 33,7 \$/b el 23 de diciembre de 2008. Desde este mínimo el precio subió a una media de tres dólares al mes durante 2009 porque la OPEP efectuó dos recortes sucesivos de la producción. Su objetivo era alcanzar un precio en torno a los 70 \$/b, que en el momento actual parece asegurado.

La mayor parte de los pronósticos que se hacían a comienzos de 2009 apuntaban a un paulatino aumento durante ese año. A comienzos de 2010 el crudo se sitúa entre los 70 y 80 dólares por barril, con tendencia al alza, especialmente si continúa la recuperación económica mundial.

El crudo tipo Brent comenzó enero de 2009 con una media mensual de 43,59 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 74,28 \$/Bbl.

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES



CUADRO 1.2. COTIZACIONES INTERNACIONALES CRUDO (BRENT 2008-2009)

Año	Dólares por barril			Media anual €/Bbl
	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	
2009	61,67	74,28	77,67 (31/12/09)	43,91
2008	97,26	40,35	36,55 (31/12/08)	65,19
Dif. absoluta	-35,58	33,93	41,12	-21,28
Dif. %	-36,59%	84,09%	112,50%	-32,64%

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos. SEE. MITYC.

CUADRO 1.3. COTIZACIONES INTERNACIONALES GASOLINA AUTOMOCIÓN (2008-2009)

Año	Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italia		
	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2009	581,9	670,5	702,3 (31/12/09)
2008	832,2	337,5	304,0 (31/12/08)
Dif. Absoluta	-250,2	333,0	398,3
Dif. %	-30,1%	98,7%	131,0%

COTIZACIONES INTERNACIONALES GASÓLEO AUTOMOCIÓN (2008-2009)

Año	Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italia		
	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2009	532,0	613,8	641,1 (31/12/09)
2008	933,2	453,9	422,9 (31/12/08)
Dif. Absoluta	-401,2	159,9	218,2
Dif. %	-43,0%	35,2%	51,6%

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos. SEE. MITYC.

La evolución de las cotizaciones internacionales de gasolina y gasóleo de automoción es muy similar: un paulatino ascenso durante todo 2009, con altibajos pero dentro de una tendencia claramente al alza.

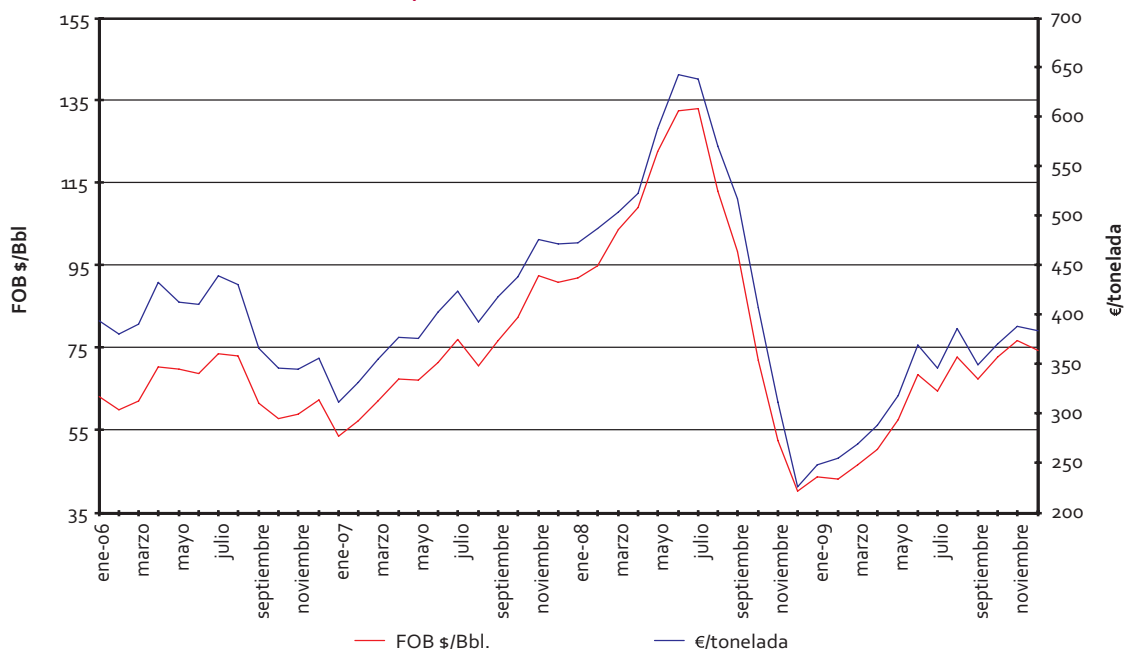
La cotización anual media del dólar pasó de 68,35 céntimos de euro en 2008 a 71,90 en 2009, lo que supuso una apreciación considerable y redujo las bajadas que se produjeron en las cotizaciones del crudo en dólares. En dólares por barril la caída del crudo entre 2008 y 2009 fue del

36,59%, mientras en euros por barril fue del 32,64%.

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 y el descenso en 2009. Los precios medios del carbón térmico importado en Europa se indican en el gráfico 1.10, registrándose un fuerte descenso en 2009.



GRÁFICO 1.7. PRECIO DEL PETRÓLEO CRUDO BRENT



PRECIO MEDIO DEL CRUDO BRENT																				
Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Media(\$/Bbl)	23,7	20,0	19,3	17,0	15,8	17,0	20,7	19,1	12,7	18,0	28,5	24,5	25,0	28,8	38,2	54,4	65,1	72,5	97,0	61,5

GRÁFICO 1.8. PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN EUROPA

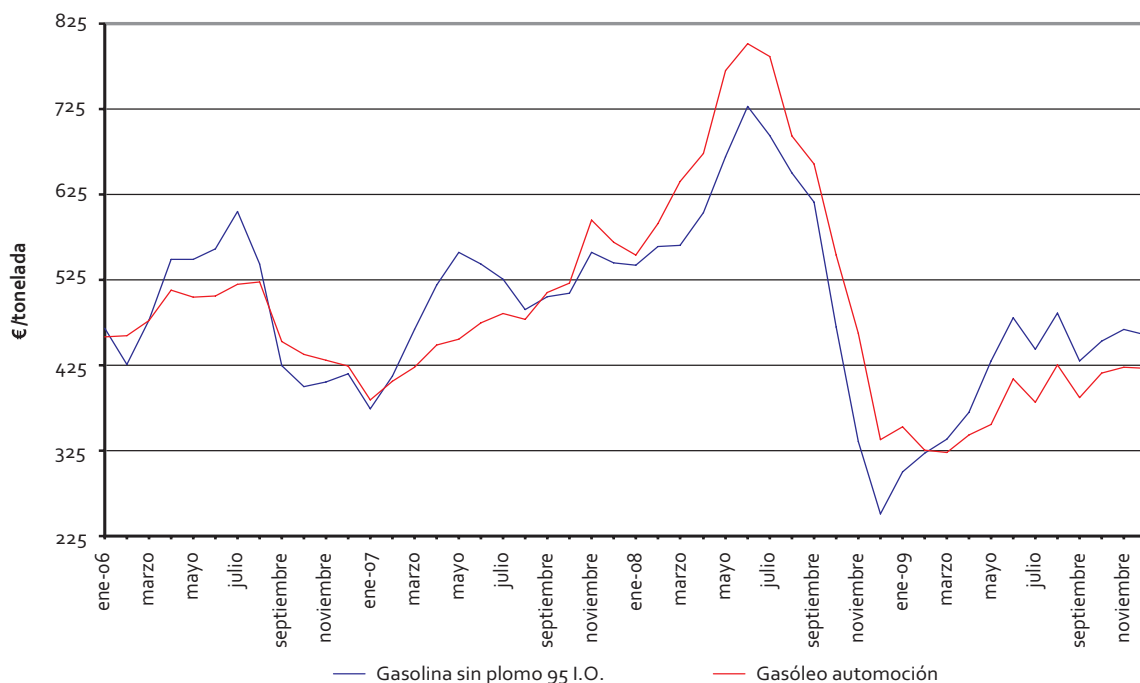
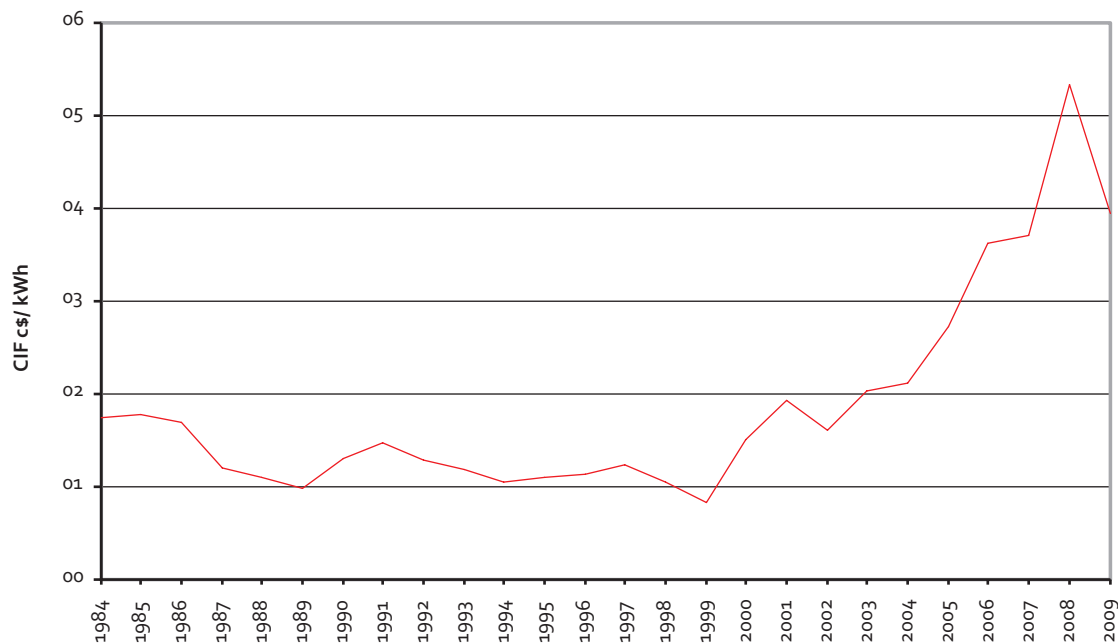


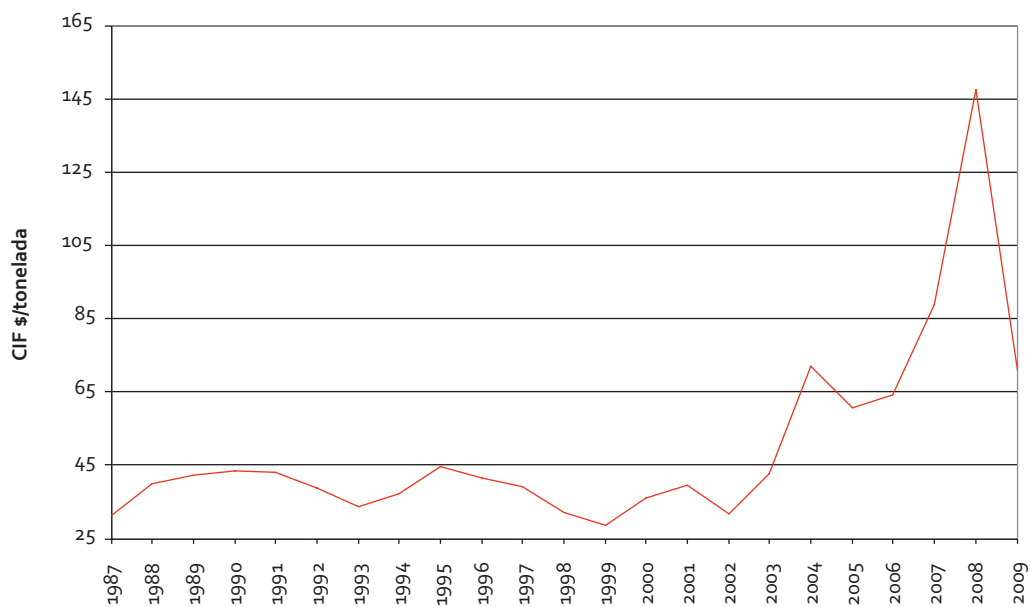


GRÁFICO 1.9. PRECIOS DEL GAS NATURAL EN LA UE



FUENTE: BP Stat. Review.

GRÁFICO 1.10. PRECIOS DEL CARBÓN TÉRMICO EN EUROPA



FUENTE: BP Stat. Review.

2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



2.1. DEMANDA DE ENERGÍA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2009, incluyendo el consumo para usos no energéticos fue de 97776 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 7,4% inferior al de 2008. Esta evolución se ha debido al menor consumo en todos los sectores, pero especialmente de la demanda industrial y del transporte. Las condiciones climáticas medias han sido ligeramente más suaves que las del año anterior.

Por sectores, se ha producido un importante descenso de la demanda energética en la industria en el total del año, 11,2%, debido al menor nivel de actividad. El Índice de Producción Industrial ha bajado el 16,2% en el año, con menor actividad en todos los agregados. En los sectores residencial y terciario, la demanda ha bajado el 6%, por la menor actividad en servicios y, en parte, por las condiciones climáticas citadas. La demanda en el transporte también ha bajado, el 5%, rompiendo la tendencia de fuertes crecimientos de años anteriores.

La demanda de energía eléctrica ha bajado un 5,6% en 2009 respecto al año anterior, donde ha sido determinante la menor actividad económica, aunque las diferencias de laboralidad y temperatura han contribuido a bajar ligeramente la demanda entre los dos años.

En relación con los combustibles, hay que destacar los descensos del 12% en el consumo final de gas, y del 7,1% 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 8,8% en el consumo de querosenos de aviación, acelerando el descenso del año anterior y rompiendo la tendencia de fuerte crecimiento de los años anteriores, asociada al crecimiento continuo del transporte aéreo. Destaca también el descenso del 5,7% en gasóleos A y B, reflejando la menor actividad de los tráficos de mercancías y el relativo estancamiento del parque de nuevos turismos. La demanda de gasolinas continúa bajando, acelerándose este año hasta un 5,5%.

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 1453 Ktep. (Cuadro 2.1.3), un 30,1% inferior al de 2008, 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 más del 60% 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 31,2% y en cemento un 72,4%, debido a la menor actividad de estos sectores. Ha bajado también la demanda en el resto de sectores industriales.

DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



CUADRO 2.1.1. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL.

	2008		2009		2009/08
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBÓN	2.080	2,0	1.453	1,5	-30,1
PRODUCTOS PETROLÍFEROS	59.595	56,4	55.387	56,6	-7,1
GAS	17.256	16,3	15.183	15,5	-12,0
ELECTRICIDAD	22.253	21,1	21.008	21,5	-5,6
ENERGÍAS RENOVABLES	4.432	4,2	4.746	4,9	7,1
- Biomasa	3.649	3,5	3.496	3,6	-4,2
- Biogas	26	0,0	27	0,0	0,4
- Biocarburantes	620	0,6	1.058	1,1	70,8
- Solar térmica	129	0,1	156	0,2	21,1
- Geotérmica	8	0,0	9	0,0	11,0
TOTAL	105.615	100,0	97.776	100,0	-7,4

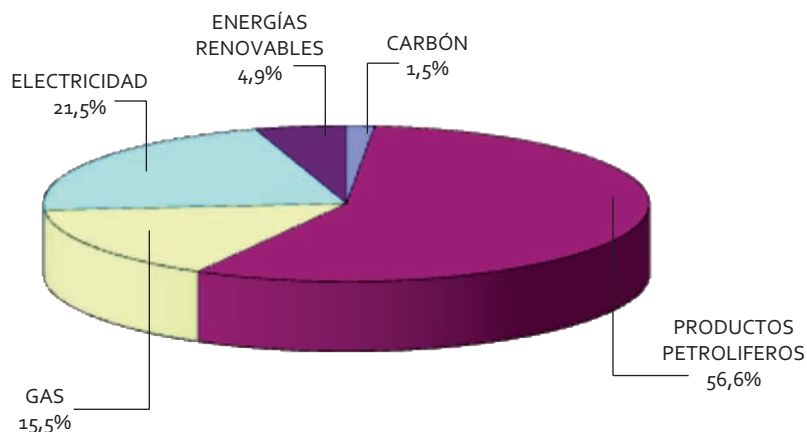
Nota: El consumo final incluye los usos no energéticos:
 - productos petrolíferos: 6728 ktep en 2008 y 6354 ktep en 2009.
 - gas: 390 ktep en 2008 y 377 ktep en 2009.
 Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE (Secretaría de Estado de Energía.)

CUADRO 2.1.2. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL. SECTORIZACIÓN

	2008		2009		2009/08
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
INDUSTRIA	36.625	34,7	32.521	33,3	-11,2
TRANSPORTE	39.920	37,8	37.926	38,8	-5,0
USOS DIVERSOS	29.071	27,5	27.330	28,0	-6,0
TOTAL	105.615	100,0	97.776	100,0	-7,4

Metodología : A.I.E.
FUENTE: SEE.

GRAFICO 2.1. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL 2009





CUADRO 2.1.3. CONSUMO FINAL DE CARBÓN.

	2008 ktep.	2009 ktep.	2009/08 %
Siderurgia	1.343	923	-31,2
Cemento	167	46	-72,4
Resto de industria	549	463	-15,8
Usos domésticos	20	21	5,5
TOTAL	2.080	1.453	-30,1

Metodología : A.I.E.
FUENTE: SEE.

Productos petrolíferos

El consumo final de productos petrolíferos fue 55387 ktep, con un descenso del 7,1% respecto al de 2008, 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.

CUADRO 2.1.4. CONSUMO FINAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

	2008 ktep.	2009 ktep.	2009/08 %
G.L.P.	2.236	2.079	-7,0
GASOLINAS	6.647	6.283	-5,5
QUEROSENO	5.997	5.467	-8,8
GAS-OIL	33.321	30.979	-7,0
-Gasoleo A+B	31.267	29.474	-5,7
-Gasoleo C	2.055	1.504	-26,8
OTROS PRODUCTOS	11.393	10.579	-7,1
TOTAL	59.595	55.387	-7,1

Metodología : A.I.E.
FUENTE: SEE.

La demanda de querosenos ha bajado un 8,8%, es la que más baja del conjunto de los productos del

transporte, y se ha debido al descenso de la demanda de movilidad aérea turística. En gasolineras, 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 2009 al descenso de los tráfico, lo que ha significado un nuevo descenso del 5,5% 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 2009 el consumo final de gas fue de 15183 ktep (Cuadro 2.1.5), un 12% inferior al de 2008, donde también bajó, rompiendo la tendencia de fuerte crecimiento que en general se registró en los años anteriores. En el sector residencial y terciario, bajó la demanda, por la menor actividad en servicios y en parte debido a las condiciones climáticas ligeramente más suaves. En el sector industrial, ha bajado fuertemente la demanda final de gas, excluyendo la generación eléctrica

CUADRO 2.1.5. CONSUMO FINAL DE GAS.

	2008 ktep.	2009 ktep.	2009/08 %
GAS NATURAL	17.214	15.137	-12,1
GAS MANUFACTURADO	42	46	7,5
TOTAL	17.256	15.183	-12,0

Metodología : A.I.E.
FUENTE: SEE.

por cogeneración, debido al descenso de actividad de sectores intensivos en el consumo de esta energía. El gas, ha bajado ligeramente su peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 15,5% en 2009.

Energía Eléctrica

El consumo de electricidad para usos finales, en 2009 (cuadro 2.1.6), fue equivalente a 21008 Ktep con un descenso del 5,6% respecto al consumo del año anterior. En la Península, el descenso de la demanda fue del 5,9%, mientras que en los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) bajó el 0,8%. Estas tasas son atribuibles a la menor actividad económica y la mejora de la

CUADRO 2.1.6. CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD

	2008 ktep.	2009 ktep.	2009/08 %
PENINSULAR	21.026	19.790	-5,9
EXTRAPENINSULAR	1.227	1.217	-0,8
TOTAL	22.253	21.008	-5,6

Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.

intensidad energética, junto con temperaturas medias ligeramente más suaves. En 2009 volvió a aumentar significativamente la aportación al sistema de los productores del Régimen Especial, 17%, debido a la mejora de la actividad en cogeneración y renovables.

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 2009 ha mejorado un 4,6% y desde 2004 se observa una tendencia de descenso sostenido de este ratio, un 14,4% 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 2.1.7. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR UNIDAD DE PIB.(TEP./MILLÓN DE EUROS CTES. DE 2000)

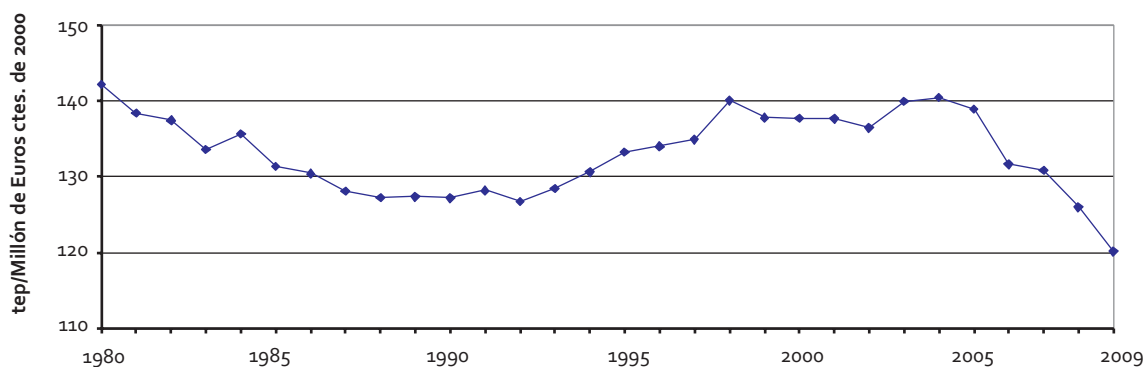
	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2003	2005	2007	2008	2009
PIB	353,20	363,60	391,70	459,20	494,30	515,40	572,80	691,40	739,00	796,20	803,37	774,50
Carbón/PIB	9,92	14,62	12,21	9,48	7,10	5,24	4,46	3,52	3,28	2,91	2,59	1,88
P. Petrolíferos/PIB	106,84	93,18	89,92	86,21	85,94	91,10	93,72	86,67	83,54	77,78	74,18	71,51
Gas/PIB	3,45	3,05	5,12	8,96	10,43	12,71	16,91	22,27	23,85	22,30	21,48	19,60
Electricidad/PIB	21,94	22,68	23,09	22,67	23,24	24,18	24,95	27,43	28,19	27,85	27,70	27,12
Energía final/PIB	142,15	133,53	130,34	127,32	126,71	133,23	140,04	139,89	138,87	130,83	125,95	120,12
Índice. (Año 1980=100)	100,00	93,94	91,69	89,57	89,14	93,72	98,51	98,41	97,69	92,04	88,60	84,50

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

DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



GRAFICO 2.2. INTENSIDAD ENERGÉTICA.(ENERGÍA FINAL/PIB)



Si se incluye el consumo de energías renovables finales, en 2009 la intensidad energética final bajó un 4%. Desde 2004, la mejora acumulada es del 13,3%.

2.2. DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA

El consumo de energía primaria en España en 2009 fue de 130508 Ktep (Cuadro 2.2.1), con des-

CUADRO 2.2.1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA

	2008		2009		2009/08
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBÓN	13.983	9,8	10.353	7,9	-26,0
PETRÓLEO	68.182	47,9	63.673	48,8	-6,6
GAS NATURAL	34.782	24,4	31.104	23,8	-10,6
NUCLEAR	15.368	10,8	13.750	10,5	-10,5
ENERGÍAS RENOVABLES	10.942	7,7	12.325	9,4	12,6
- HIDRÁULICA	2.004	1,4	2.258	1,7	12,7
- OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	8.938	6,3	10.067	7,7	12,6
• Eólica	2.795	2,0	3.196	2,4	14,4
• Biomasa y residuos	5.162	3,6	5.088	3,9	-1,4
- R.S.U.	390	0,3	392	0,3	0,5
- Biomasa	4.545	3,2	4.475	3,4	-1,5
- Biogas	228	0,2	221	0,2	-3,0
• Biocarburantes	620	0,4	1.058	0,8	70,8
• Geotérmica	8	0,0	9	0,0	11,0
• Solar	353	0,2	716	0,5	102,6
- Fotovoltaica	219	0,2	523	0,4	139,1
- Solar termoeléctrica	6	0,0	38	0,0	512,8
- Solar termica	129	0,1	156	0,1	21,1
SALDO ELECTR.(Imp.-Exp.)	-949	-0,7	-697	-0,5	
TOTAL	142.308	100,0	130.508	100,0	-8,3

Metodología: A.I.E.
Fuente: SEE

censo del 8,3% sobre el de 2008, 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 2009, superior 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 2009, el aumento de las producciones eléctricas eólicas, solares y el la generación hidroeléctrica, 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 2009:

- El consumo total de carbón fue de 10353 Ktep, con un descenso del 26% sobre el de 2008, debido fundamentalmente a la menor generación eléctrica con este combustible, en parte por el descenso 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 63673 Ktep, con descenso del 6,6% respecto al del año anterior, similar descenso de los consumos finales, dado que el consumo en generación eléctrica

tiene una cuantía poco significativa sobre el total.

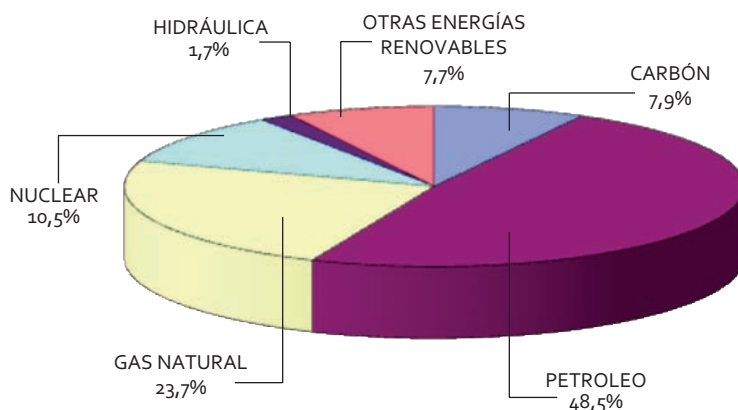
- La demanda total de gas natural fue de 31104 Ktep con un descenso del 10,6% respecto a 2008, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 23,8%. Destaca el incremento de su uso en generación eléctrica en cogeneración, aunque ha bajado en las centrales de ciclo combinado, debido al descenso de demanda eléctrica y al cambio en la estructura de generación. 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 10067 Ktep, el 7,7% del total y con crecimiento en el año del 12,6%. 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 12,7% superior a la de 2008, tras el fuerte descenso del año anterior.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear bajó un 10,5% en 2009, debido a la menor disponibilidad de algunos grupos.

En el cuadro 2.2.2 y gráfico 2.4 se recoge la evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB desde 1980, sin incluir el consumo de energías renovables finales. En 2009 ha mejorado un 5,3% y desde 2004 se observa una tendencia de descenso sostenido de este ratio, un 16,1%

DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



GRAFICO 2.3. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2009

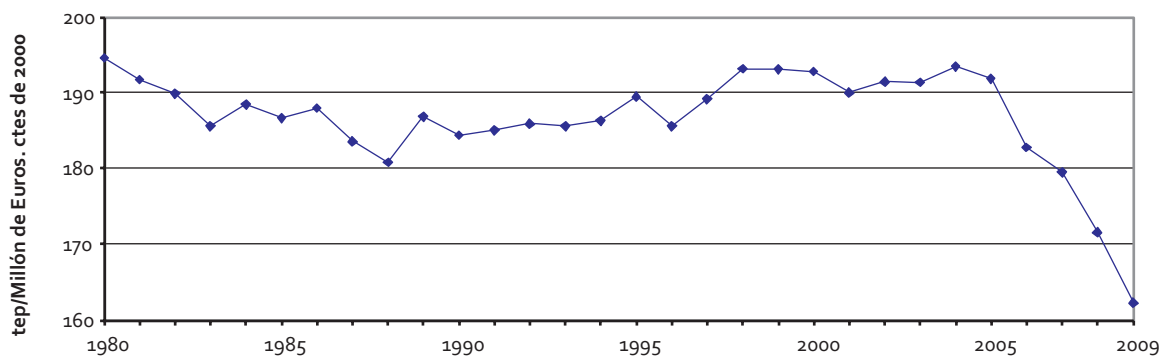


CUADRO 2.2.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR UNIDAD DE PIB.(TEP./MILLÓN DE EUROS CTES. DE 2000)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2003	2005	2007	2008	2009
PIB	353,20	363,60	391,70	459,20	494,30	515,40	572,80	691,40	739,00	796,20	803,37	774,50
Carbón/PIB	37,76	48,50	47,73	41,75	39,00	36,32	31,95	30,44	30,47	27,46	19,26	15,39
Petroleo/PIB	141,76	117,01	103,84	100,23	102,09	105,96	107,66	100,13	97,11	88,98	84,87	82,21
Gas natural/PIB	4,44	6,06	5,96	9,81	11,84	14,56	20,63	30,74	39,41	39,69	43,30	40,16
Nuclear/PIB	3,83	7,64	24,92	31,85	29,41	28,03	26,84	23,32	20,29	18,04	19,13	17,75
Hidráulica/PIB	7,20	6,42	5,83	3,57	3,49	3,88	5,62	6,63	4,77	6,01	6,25	7,76
Saldo eléct./PIB	-0,34	-0,02	-0,28	-0,34	0,11	0,75	0,51	0,16	-0,16	-0,62	-1,18	-0,90
Energía primaria/PIB.	194,65	185,61	188,01	186,87	185,94	189,50	193,22	191,43	191,89	179,56	171,62	162,38
Indice (Año 1980=100)	100,00	95,36	96,59	96,00	95,52	97,36	99,26	98,34	98,58	92,25	88,17	83,42

Metodología: A.I.E.
 PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.
FUENTE: SEE

GRAFICO 2.4. INTENSIDAD ENERGÉTICA.(ENERGÍA PRIMARIA/PIB)



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.

Si se incluye el consumo de energías renovables finales, en 2009 la intensidad energética primaria bajó un 4,9%. Desde 2004, la mejora acumulada es del 15,3%.

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 2009 fue de 29971 Ktep, un 2,8% inferior a la del año anterior, a pesar de los aumentos en hidráulica y en otras renovables, que no han compensado los descensos en nuclear y fuentes fósiles.

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un 13,6%. Expresada en toneladas, bajó la produc-

CUADRO 2.3.1. PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN

	2.008	2009	2009/08	2008	2009	2009/08
	Miles de toneladas		%	Miles de tep.		%
HULLA	4.157	4.060	-2,3	2.066	1.827	-11,6
ANTRACITA	3.149	2.894	-8,1	1.467	1.302	-11,2
LIGNITO Negro	2.897	2.493	-13,9	840	649	-22,8
TOTAL	10.202	9.448	-7,4	4.374	3.778	-13,6

FUENTE: SEE.

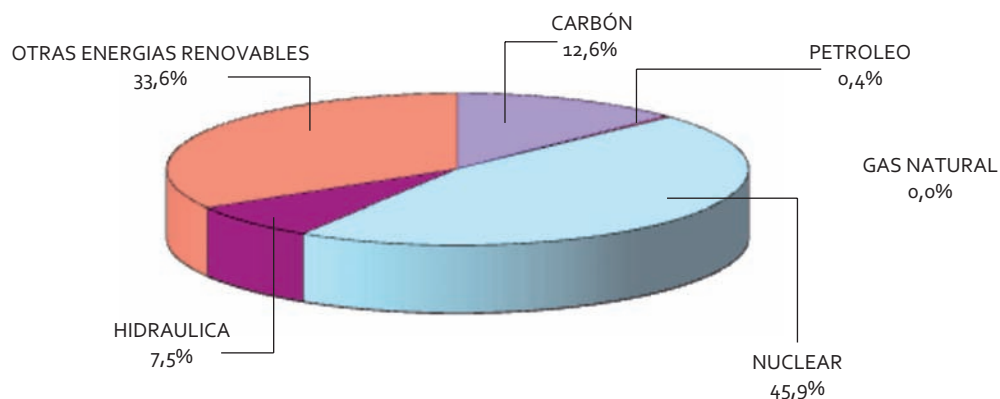
CUADRO 2.3.2. PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

	2008		2009		2009/08
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBÓN	4.374	14,2	3.778	12,6	-13,6
PETRÓLEO	127	0,4	107	0,4	-15,7
GAS NATURAL	14	0,0	12	0,0	-12,9
NUCLEAR	15.368	49,9	13.750	45,9	-10,5
HIDRÁULICA	2.004	6,5	2.258	7,5	12,7
OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	8.938	29,0	10.067	33,6	12,6
TOTAL	30.824	100,0	29.971	100,0	-2,8

Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.



GRAFICO 2.5. PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA 2009



ción tanto en hulla y antracita como en lignito negro. La producción de carbón ha alcanzado 9,4 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 subió un 12,7% y la producción de energía nuclear subió un 10,5%, mientras la de otras energías renovables creció un 12,6%, fundamentalmente debido a las generaciones eólica y solar.

Los descensos de la demanda y de la producción interior, han hecho que el grado de autoabasteci-

miento energético, expresado en Ktep, se sitúe en el 23%, como se indica en el cuadro 2.3.3.

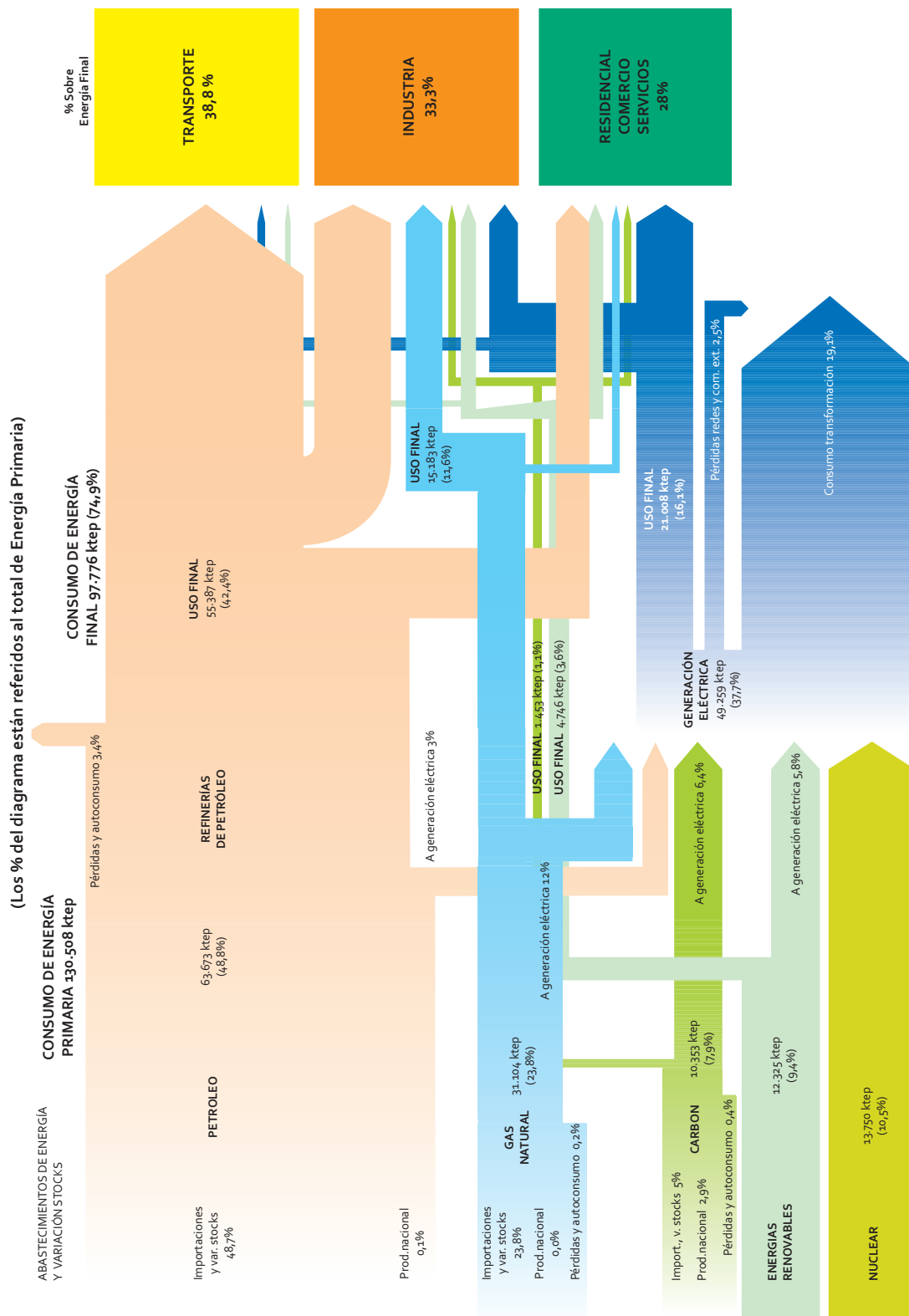
En el gráfico 2.6 se indica un diagrama de Sankey del consumo de energía en España, desde la producción e importación de energías primarias hasta su transformación y consumos finales.

CUADRO 2.3.3. GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO (1)

	2008	2009
CARBÓN	31,3	36,5
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	21,7	23,0

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

GRÁFICO 2.6. DIAGRAMA DE SANKEY DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA EN 2009 (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 2009 fue de 274496 GWh, que supone un descenso del 5,8% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1.1).

En el sistema peninsular, la demanda b.c. fue de 258862, un 6% inferior a la del año anterior, correspondiendo a las centrales del sistema de Red Eléctrica de España (REE) un descenso del 5,2%, y al Régimen Especial un aumento del 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 1,7% inferior a la del año anterior.

Estas tasas, son imputables al descenso de actividad económica, que se ha venido registrando desde la segunda mitad del año 2008, junto con la mejora de eficiencia del consumo eléctrico y a que las temperaturas extremas han sido ligeramente más suaves 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	2008 (Gwh)	2009 (Gwh)	2009/08 %
1. PENINSULAR	275.507	258.862	-6,0
1.1. Sistema de R.E.E.	265.245	251.490	-5,2
– Centrales propias	208.273	179.996	-13,6
– Saldo de I.I. (1)	-11.039	-8.106	
– Adquirida al régimen especial	68.011	79.600	17,0
1.2. Régimen especial	78.273	86.972	11,1
– Vendida a R.E.E.	68.011	79.600	17,0
– Disponible para autoconsumo	10.262	7.372	-28,2
2. EXTRAPENINSULAR	15.907	15.634	-1,7
2.1. Canarias:	9.352	9.233	-1,3
– Régimen ordinario	8.653	8.313	-3,9
– Régimen especial	699	921	31,7
2.2. Baleares	6.142	5.986	-2,5
– Régimen ordinario	5.937	5.759	-3,0
– Régimen especial	206	227	10,6
2.3. Ceuta y Melilla	413	415	0,5
– Régimen ordinario	405	410	1,1
– Régimen especial	8	5	-30,7
3. DEMANDA TOTAL NACIONAL (bc)	291.414	274.496	-5,8

(1) Import. - Export.

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

SECTOR ELÉCTRICO

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 9,3%, el del transporte bajó el 0,8% y el de los sectores doméstico y terciario un 2,9%, este último descenso se ha debido a las condiciones climáticas citadas, junto con la menor actividad del sector terciario de la economía y el estancamiento en la construcción de viviendas.

CUADRO 3.1.2. CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD

	2008 (Gwh)	2009 (Gwh)	2009/08 %
TOTAL NACIONAL	258.754	244.274	-5,6
- PENINSULAR	244.484	230.118	-5,9
- EXTRAPENINSULAR	14.270	14.155	-0,8

- INDUSTRIA	110.147	99.923	-9,3
- TRANSPORTE	5.566	5.523	-0,8
- RESTO	143.041	138.827	-2,9

EMISIONES DE CO₂ SOBRE CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD:
0,36 KtCO₂/Gwh

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 bajó la demanda, siendo más suave el descenso en los meses de verano.

El comportamiento de la demanda en las distintas zonas que integran el mercado peninsular se encuentra recogido en el cuadro 3.1.4., con descensos en todas las zonas, siendo menor la caída en las zonas catalana y centro-levante.

El Cuadro 3.1.5 recoge la evolución del Índice de Producción Industrial (IPI), que bajó un 16,2% res-

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

MES	2008	2009	2009/08	
	(Gwh)	(Gwh)	Mensual	Acumu.
Enero	24.441	23.627	-3,3	-3,3
Febrero	22.552	20.734	-8,1	-5,6
Marzo	22.320	20.742	-7,1	-6,1
Abril	21.498	19.052	-11,4	-7,3
Mayo	20.955	19.464	-7,1	-7,3
Junio	21.088	20.384	-3,3	-6,7
Julio	23.244	22.542	-3,0	-6,1
Agosto	21.736	21.260	-2,2	-5,6
Septiembre	21.087	20.628	-2,2	-5,3
Octubre	21.114	20.301	-3,9	-5,1
Noviembre	22.043	19.872	-9,8	-5,6
Diciembre	23.164	22.878	-1,2	-5,2
TOTAL	265.242	251.484		-5,2

(1) Incluye compras al régimen especial.

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

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

ZONAS	2008 (Gwh)	2009 (Gwh)	2009/08 %
Catalana	39.498	37.807	-4,3
Centro-Levante	66.763	60.752	-9,0
Centro-Norte	25.833	20.249	-21,6
Noroeste	23.869	18.252	-23,5
Aragonesa	7.572	4.951	-34,6
Andaluza	33.696	29.873	-11,3
TOTAL	197.231	171.884	-12,9

(1) Sin incluir compras al régimen especial.

FUENTE: Red Eléctrica de España.

pecto al del año anterior, con descenso de todos sus componentes, siendo la menor caída en la producción y distribución de energías. 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 tercer año consecutivo, después del significativo descenso del año 2006.

CUADRO 3.1.5. INDICE DE PRODUCCION INDUSTRIAL (BASE 2005).MEDIA ANUAL (%)

	2008	2009	2009/08
POR RAMAS DE ACTIVIDAD			
Indice general	98,6	82,6	-16,2
Industrias extractivas	89,5	67,8	-24,2
Industria manufacturera	98,2	81,5	-17,0
Producción y distribución de energía eléctrica gas y agua	103,8	95,9	-7,6
POR DESTINO ECONÓMICO DE LOS BIENES			
Bienes de consumo	99,6	90,8	-8,8
Bienes de equipo	103,2	79,9	-22,6
Bienes intermedios	93,7	73,7	-21,3
Energía	103,5	94,6	-8,6

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 31-12-2009, incluyendo autoprodutores, cuya potencia agregada continúa creciendo. Destaca la entrada en servicio en el año de parques eólicos y las nuevas centrales de gas de ciclo combinado.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto nacional ascendió en 2009 a 296845 GWh, un 6,6% inferior 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, junto con la recuperación de la generación hidroeléctrica.

CUADRO 3.2.1.1. POTENCIA INSTALADA A 31-12-2009.TOTAL NACIONAL

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
RÉGIMEN ORDINARIO	66.690	69,7	69,5
Hidráulica	16.658	17,4	8,0
– Convencional y mixta	14.112		
– Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.716	8,1	17,8
Carbón	11.869	12,4	12,6
– Hulla y antracita nacional	5.880		
– Lignito negro	1.504		
– Lignito pardo	2.031		
– Carbón importado	2.454		
Fuel oil-Gas oil	5.421	5,7	4,0
Gas natural	25.026	26,2	27,1
– Ciclo combinado	23.066		
RÉGIMEN ESPECIAL	28.954	30,3	30,5
Hidráulica	1.760	1,8	1,8
Eólica	17.247	18,0	12,5
Solar fotovoltaica	3.337	3,5	2,1
Carbón	149	0,2	0,3
Gas natural	4.795	5,0	10,4
Fuel oil-Gas oil	921	1,0	2,2
Biomasa y Residuos	746	0,8	1,3
Total nacional	95.644	100,0	100,0

FUENTE: SEE, Red Eléctrica de España y CNE.

La producción en centrales nucleares bajó un 10,5%, debido a que en el año ha sido menor la disponibilidad de los grupos por coincidir paradas para trabajos planificados en los mismos. La producción con centrales de carbón registró un descenso del 24,9%, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto total nacional bajó hasta el 12,6%. Esto se ha debido al des-

SECTOR ELÉCTRICO

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

	2008		2009		2009/08
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
RÉGIMEN ORDINARIO	236.256	74,3	206.210	69,5	-12,7
Hidroeléctrica	21.430	6,7	23.862	8,0	11,3
Nuclear	58.971	18,6	52.761	17,8	-10,5
Carbón	49.658	15,6	37.311	12,6	-24,9
– Hulla y antracita nacional	23.510	7,4	13.355	4,5	-43,2
– Lignito negro	6.183	1,9	3.527	1,2	-43,0
– Lignito pardo	8.188	2,6	7.433	2,5	-9,2
– Carbón importado	11.777	3,7	12.996	4,4	10,3
Fuel oil-Gas oil	12.825	4,0	11.926	4,0	-7,0
Gas natural	93.373	29,4	80.350	27,1	-13,9
– Ciclo combinado	91.286	28,7	78.279	26,4	-14,2
RÉGIMEN ESPECIAL	81.605	25,7	90.635	30,5	11,1
Hidráulica	4.687	1,5	5.221	1,8	11,4
Eólica	32.496	10,2	37.164	12,5	14,4
Solar	2.557	0,8	6.171	2,1	141,4
Carbón	824	0,3	758	0,3	-8,0
Gas natural	30.108	9,5	30.915	10,4	2,7
Fuel oil-Gas oil	7.237	2,3	6.529	2,2	-9,8
Biomasa y Residuos	3.696	1,2	3.878	1,3	4,9
Producción bruta	317.862	100,0	296.845	100,0	-6,6
Consumos en generación	11.679		10.508		-10,0
Producción neta	306.182		286.337		-6,5
Consumo en bombeo	3.729		3.735		
Saldo de intercambios	-11.039		-8.106		
Demanda (bc)	291.414		274.496		-5,8

FUENTE: SEE.

censo de la demanda eléctrica en el año y al cambio de la estructura de generación, con el fuerte crecimiento de las energías renovables.

La producción en centrales de fuel-oil en el Régimen Ordinario ha bajado un 7%, y sigue bajando

su peso en la estructura de generación. También ha bajado la generación en centrales de ciclo combinado con gas, a pesar del aumento de potencia indicado. Ha subido, en cambio, la cogeneración con gas, que ha recuperado su actividad en los últimos años, después del descenso del año 2006.

Destaca el crecimiento de la generación eólica, que ha supuesto el 12,5% del total.

En el cuadro 3.2.1.3 se muestra el balance eléctrico total nacional por fuentes de energía, apreciándose que sube en el Régimen Especial, un 11,1% alcanzando el 30,5% de la generación total, y dentro de este Régimen, destaca la subida de la generación con energías renovables. La generación en Régimen Ordinario cae el 12,7%, bajando al 69,5% del total y con menor producción en todos los tipos de centrales, excepto la hidroeléctrica. En

conjunto, las energías renovables han aportado el 25,7% de la generación bruta total, frente al 20,4% del año anterior.

La producción eléctrica neta total nacional fue, en 2009 de 286337 GWh, con un descenso del 6,5% en relación con dicho valor en 2008. 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 e hidroeléctrica. Finalmente, la energía eléctrica en barras de central, disponible para el mercado

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

	2008		2009		2009/08
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
RÉGIMEN ORDINARIO	236.257	74,3	206.210	69,5	-12,7
Hidroeléctrica	21.430	6,7	23.862	8,0	11,3
Nuclear	58.971	18,6	52.761	17,8	-10,5
Carbón	49.068	15,4	36.283	12,2	-26,1
– Hulla y antracita nacional	14.550	4,6	5.951	2,0	-59,1
– Lignito negro	2.952	0,9	1.733	0,6	-41,3
– Lignito pardo	147	0,0	0	0,0	-100,0
– Carbón importado	31.419	9,9	28.599	9,6	-9,0
Productos petrolíferos	13.932	4,4	13.369	4,5	-4,0
Gas natural	92.856	29,2	79.935	26,9	-13,9
RÉGIMEN ESPECIAL	81.605	25,7	90.635	30,5	11,1
Hidráulica	4.687	1,5	5.221	1,8	11,4
Eólica	32.496	10,2	37.164	12,5	14,4
Solar	2.557	0,8	6.171	2,1	141,4
Carbón	824	0,3	758	0,3	-8,0
Gas natural	30.108	9,5	30.915	10,4	2,7
Fuel oil-Gas oil	7.237	2,3	6.529	2,2	-9,8
Biomasa y Residuos	3.696	1,2	3.878	1,3	4,9
Producción bruta	317.862	100,0	296.845	100,0	-6,6

EMISIONES DE CO₂ SOBRE PRODUCCIÓN BRUTA EN 2009: 0,30 KtCO₂/GWh
FUENTE: SEE.

nacional bajó un 5,8% en relación con la de 2008, debido al descenso del saldo exportador de intercambios internacionales.

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 26,1% en 2009 y el de productos petrolíferos bajó un 2,2%, mientras el de gas en termias bajó un 9,1%. Debido a esta estructura de generación, con menor recurso a los combustibles fósiles en centrales convencionales, y al descenso de generación total, el consumo de combustibles para generación, medido en tep, bajó globalmente un 13,3%.

Para generar la energía eléctrica producida en 2009 ha sido preciso consumir, en los diferentes tipos de instalaciones de generación eléctrica, 49259 Ktep, un 9,4% 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.

3.2.2. Explotación del sistema peninsular

En el Cuadro 3.2.2.1 se detalla la potencia instalada a 31 de diciembre de 2009, en el Sistema Eléctrico Peninsular. Este Sistema está constituido por las centrales integradas en el sistema de Red Eléctrica de España, S.A., así como por un conjunto variado de autoprodutores que se integran en el Régimen Especial.

La producción de energía eléctrica, en bornes de generador, en el Sistema Peninsular, ascendió en

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

	2008	2009	2009/08	2008	2009	2009/08
	Miles de toneladas (1)			Miles de tep.		
			%			%
Carbón	21.751	16.084	-26,1	10.950	8.099	-26,0
– Hulla+antracita nacional	6.916	3.413	-50,6	3.315	1.391	-58,1
– Carbón importado	12.203	11.255	-7,8	6.885	6.293	-8,6
– Lignito negro	2.415	1.415	-41,4	707	415	-41,3
– Lignito pardo	218	0	-100,0	43	0	-100,0
Productos petrolíferos	4.126	4.037	-2,2	4.005	3.884	-3,0
Gas natural	192.111	174.638	-9,1	17.290	15.718	-9,1
Gas siderúrgico	2.695	2.283	-15,3	270	228	-15,3
Biomasa y Residuos	7.406	6.385	-13,8	1.487	1.565	5,3
Total				34.001	29.494	-13,3

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

SECTOR ELÉCTRICO

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

	2008		2009		2009/08
	Ktep	Estructura %	Ktep	Estructura %	%
Hidroeléctrica	2.004	3,7	2.258	4,6	12,7
Nuclear	15.368	28,3	13.750	27,9	-10,5
Carbón	11.219	20,6	8.327	16,9	-25,8
– Nacional	4.065	7,5	1.806	3,7	-55,6
– Importado	7.154	13,2	6.521	13,2	-8,8
Petróleo	4.005	7,4	3.884	7,9	-3,0
Gas natural	17.290	31,8	15.718	31,9	-9,1
Eólica	2.795	5,1	3.196	6,5	14,4
Solar	225	0,4	562	1,1	149,7
Biomasa y Residuos	1.487	2,7	1.565	3,2	5,3
Total	54.392	100,0	49.259	100,0	-9,4

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

CUADRO 3.2.2.1. POTENCIA INSTALADA A 31-12-2009. TOTAL PENINSULAR

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
RÉGIMEN ORDINARIO	59.846	67,7	68,1
Hidráulica	16.657	18,8	8,5
– Convencional y mixta	14.111		
– Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.716	8,7	18,8
Carbón	11.359	12,8	12,1
– Hulla y antracita nacional	5.880		
– Lignito negro	1.504		
– Lignito pardo	2.031		
– Carbón importado	1.944		
Fuel oil-Gas oil	1.048	1,2	0,0
Gas natural	23.066	26,1	28,7
– Ciclo combinado	23.066		
RÉGIMEN ESPECIAL	28.562	32,3	31,9
Hidráulica	1.760	2,0	1,9
Eólica	17.127	19,4	13,1
Solar fotovoltaica	3.191	3,6	2,1
Carbón	149	0,2	0,3
Gas natural	4.795	5,4	11,0
Fuel oil-Gas oil	830	0,9	2,2
Biomasa y Residuos	712	0,8	1,4
Total nacional	88.408	100,0	100,0

Fuente: SEE, Red Eléctrica de España y CNE.

SECTOR ELÉCTRICO

2009 a 280251 GWh, un 6,9% inferior a la producción de 2008.

Los consumos en generación fueron inferiores a los del año anterior, pues hubo una menor generación con carbón y otras energías fósiles y creció la producción con energías renovables. La producción eléctrica neta bajó un 6,7%, alcanzando 270695 GWh, en barras de central.

El consumo por bombeo fue similar al del año anterior, mientras el saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica continúa siendo exportador, con descenso en el año. En consecuencia, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado, bajó un 6%. En el Cuadro 3.2.2.2 se muestra el balance eléctrico del Sistema Peninsular, según centrales, de los dos últimos años.

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

	2008		2009		2009/08
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
RÉGIMEN ORDINARIO	220.340	73,2	190.846	68,1	-13,4
Hidroeléctrica	21.430	7,1	23.862	8,5	11,3
Nuclear	58.971	19,6	52.761	18,8	-10,5
Carbón	46.275	15,4	33.861	12,1	-26,8
– Hulla y antracita nacional	23.510	7,8	13.355	4,8	-43,2
– Lignito negro	6.183	2,1	3.527	1,3	-43,0
– Lignito pardo	8.188	2,7	7.433	2,7	-9,2
– Carbón importado	8.394	2,8	9.546	3,4	13,7
Fuel oil-Gas oil	291	0,1	12	0,0	-95,9
Gas natural	93.373	31,0	80.350	28,7	-13,9
– Ciclo combinado	91.286	30,3	78.279	27,9	-14,2
RÉGIMEN ESPECIAL	80.633	26,8	89.405	31,9	10,9
Hidráulica	4.687	1,6	5.221	1,9	11,4
Eólica	32.054	10,6	36.653	13,1	14,3
Solar	2.466	0,8	5.938	2,1	140,8
Carbón	824	0,3	758	0,3	-8,0
Gas natural	30.108	10,0	30.915	11,0	2,7
Fuel oil-Gas oil	6.889	2,3	6.125	2,2	-11,1
Biomasa y Residuos	3.605	1,2	3.797	1,4	5,3
Producción bruta	300.973	100,0	280.251	100,0	-6,9
Consumos en generación	10.698		9.556		-10,7
Producción neta	290.274		270.695		-6,7
Consumo en bombeo	3.729		3.735		
Saldo de intercambios	-11.039		-8.106		
Demanda (bc)	275.506		258.854		-6,0

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

FUENTE: SEE.

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 energías renovables, mientras bajó con energías fósiles. La generación del Régimen Ordinario bajó un 13,4%, mientras la del Régimen Especial aumentó un 10,9%. La producción en centrales de fuel-oil del Régimen Ordinario ha sido prácticamente nula. Los pro-

ductos petrolíferos se siguen consumiendo en la generación peninsular como combustible de apoyo a otras centrales, especialmente las de carbón.

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

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

	2008		2009		2009/08
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
RÉGIMEN ORDINARIO	220.340	73,2	190.846	68,1	-13,4
Hidroeléctrica	21.430	7,1	23.862	8,5	11,3
Nuclear	58.971	19,6	52.761	18,8	-10,5
Carbón	45.635	15,2	32.686	11,7	-28,4
-Hulla y antracita nacional	14.550	4,8	5.951	2,1	-59,1
-Lignito negro	2.952	1,0	1.733	0,6	-41,3
-Lignito pardo	147	0,0	0	0,0	-100,0
-Carbón importado	27.986	9,3	25.002	8,9	-10,7
Fuel oil-Gas oil	1.448	0,5	1.602	0,6	10,6
Gas natural	92.856	30,9	79.935	28,5	-13,9
Régimen especial	80.633	26,8	89.405	31,9	10,9
Hidráulica	4.687	1,6	5.221	1,9	11,4
Eólica	32.054	10,6	36.653	13,1	14,3
Solar fotovoltaica	2.466	0,8	5.938	2,1	140,8
Carbón	824	0,3	758	0,3	-8,0
Gas natural	30.108	10,0	30.915	11,0	2,7
Fuel oil-Gas oil	6.889	2,3	6.125	2,2	-11,1
Biomasa y Residuos	3.605	1,2	3.797	1,4	5,3
Producción bruta	300.973	100,0	280.251	100,0	-6,9

FUENTE: SEE.

SECTOR ELÉCTRICO

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

	Miles de toneladas (1)		%	Miles de tep.		%
	2008	2009		2009/08	2008	
Carbón	20.496	14.768	-27,9	10.183	7.296	-28,4
– Hulla+antracita nacional	6.916	3.413	-50,6	3.315	1.391	-58,1
– Carbón importado	10.947	9.940	-9,2	6.118	5.490	-10,3
– Lignito negro	2.415	1.415	-41,4	707	415	-41,3
– Lignito pardo	218	0	-100,0	43	0	-100,0
Productos petrolíferos	1.290	1.259	-2,4	1.220	1.150	-5,8
Gas natural	192.111	174.638	-9,1	17.290	15.718	-9,1
Gas siderúrgico	2.696	2.283	-15,3	270	228	-15,3
Biomasa y Residuos	6.325	7.438	17,6	1.449	1.531	5,7
Total				30.411	25.922	-14,8

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

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

	2008		2009		2009/08
	Ktep	Estructura %	Ktep	Estructura %	%
Hidroeléctrica	2.004	3,9	2.258	4,9	12,7
Nuclear	15.368	30,3	13.750	30,1	-10,5
Carbón	10.453	20,6	7.524	16,5	-28,0
– Nacional	4.065	8,0	1.806	4,0	-55,6
– Importado	6.387	12,6	5.718	12,5	-10,5
Petróleo	1.220	2,4	1.150	2,5	-5,8
Gas natural	17.290	34,1	15.718	34,5	-9,1
Eólica	2.757	5,4	3.152	6,9	14,3
Solar	217	0,4	542	1,2	149,5
Biomasa y Residuos	1.449	2,9	1.531	3,4	5,7
Total	50.757	94,1	45.623	91,9	-10,1

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

Energía Hidroeléctrica

En el Cuadro 3.2.2.6 se muestra la energía hidroeléctrica producible por meses, observándose que ésta fue en general en 2009 superior a

la de 2008 en el primer trimestre y en el último e inferior en general en el resto, aunque siempre por debajo de la media histórica en acumulado, quedando en diciembre por debajo de ésta.



CUADRO 3.2.2.6. INDICE DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA PRODUCIBLE

	2008		2009	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	0,32	0,32	0,70	0,70
febrero	0,20	0,25	0,90	0,80
Marzo	0,32	0,28	0,75	0,79
Abril	1,15	0,46	0,62	0,75
Mayo	1,20	0,58	0,71	0,74
Junio	1,18	0,65	0,54	0,72
Julio	0,94	0,66	0,63	0,72
Agosto	0,98	0,67	0,81	0,72
Septiembre	0,93	0,68	0,60	0,72
Octubre	0,40	0,66	0,45	0,70
Noviembre	0,60	0,66	0,89	0,72
Diciembre	0,75	0,67	1,33	0,78

FUENTE: Red Eléctrica de España.

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 23862 GWh, en el Régimen Ordinario, un 11,3% superior a la del año 2008 y de 5221 GWh en el Régimen Especial, superior en un 11,4% a la del año anterior.

Carbón

La producción eléctrica, en bornes de generador, en centrales de carbón del Régimen Ordinario del Sistema Peninsular fue, en 2009, de 33861 GWh, siendo la participación en la producción total del 12,1%, peso que ha disminuido respecto al año anterior, debido al descenso de la demanda eléc-

CUADRO 3.2.2.7. EXISTENCIAS DE CARBÓN EN LAS CENTRALES TÉRMICAS PENINSULARES

	Existenc. en miles de toneladas a:		Variación	
	31-12-2008	31-12-2009	Miles de t.	%
Antracita	1.259	1.872	613	48,7
Hulla nacional.	4.003	5.443	1.440	36,0
Hulla importada	2.058	1.875	-183	-8,9
Lignito pardo	0	0	0	
Lignito negro	1.405	2.488	1.084	77,2
Total	7.466	9.807	2.341	31,4

Fuente: Red Eléctrica de España

trica y al cambio en la estructura de generación. Estas centrales utilizan una cantidad significativa de productos petrolíferos como combustible complementario.

El consumo de carbón alcanzó 14768 Kt, inferior en un 27,9% al del año anterior, destacando, en toneladas, el descenso del 50,6% en hulla y antracita nacional, el descenso del 41,4% en lignito negro y del fin del consumo de lignito pardo, que ha dejado de explotarse, junto con el descenso del 9,2% 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 2009 (Cuadro 3.2.2.7), ascendían a 9807 Kt, un 31,4% superior a las existencias al 31 de diciembre de 2008, debido al bajo consumo en generación eléctrica indicado.

Fuel-oil y gas natural

En 2009, en el Régimen Ordinario peninsular, se generaron sólo 12 GWh, en bornes de generador, en centrales de fuel-oil, y 80350 GWh en centrales de gas natural, con descenso del 13,9% y alcanzando ya el 28,7% de la generación bruta peninsular.

El consumo de productos petrolíferos en generación de dicho Régimen ascendió, en 2009, a 1259 Kt, un 2,4% inferior al de 2008, fundamentalmente utilizado como combustible auxiliar en centrales de carbón. El de gas natural fue de 174638 millones de termias PCS, un 9,1% inferior 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, 36653 GWh, un 14,3% superior a la del año anterior y debido a la entrada en servicio de nueva potencia. En biomasa y Residuos, el producción fue 3797 GWh, un 5,3% superior a la del año anterior. Este año ha registrado el enorme crecimiento de la generación solar fotovoltaica, que ha alcanzado 5938 GWh.

En conjunto, las energías renovables han aportado el 26,9% de la generación bruta peninsular, frente al 21,3% 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 2009 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 2009.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto del sistema extrapeninsular, en 2009, fue de 16594 GWh, lo que representa un descenso del 1,7% en relación con 2008.

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.2.3.1. POTENCIA INSTALADA A 31-12-2009. EXTRAPENINSULAR

	Baleares Mw	Canarias Mw	Ceuta Mw	Melilla Mw	Total Mw
RÉGIMEN ORDINARIO	2188	2541	71	85	4885
Hidráulica	0	1	0	0	1
Térmica	2188	2540	71	85	4884
-Carbón	510	0	0	0	510
-Fuel oil-Gas oil	1678	2540	71	85	4374
RÉGIMEN ESPECIAL	97	303	0	3	403
Fuel oil-Gas oil	8	68	0	0	76
Eólica	4	141	0	0	145
R.S.U.	34	0	0	3	37
Solar fotovoltaica	52	94	0	0	146
Total	2285	2844	71	88	5288

FUENTE: SEE y Red Eléctrica de España.

Los consumos en generación bajaron un 3,7%, por lo que la producción neta, o energía eléctrica disponible en barras de central, ha sido, en 2009, de 15673 GWh, un 1,6% inferior al valor del año 2008.

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

CUADRO 3.2.3.2. BALANCE ELÉCTRICO EXTRAPENINSULAR SEGÚN CENTRALES.(GWh)

	Baleares		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2009/08
	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	%
RÉGIMEN ORDINARIO	6.311	6.132	9.170	8.790	435	442	15.917	15.364	-3,5
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0	
Térmica	6311	6132	9170	8790	435	442	15917	15364	-3,5
-Carbón	3383	3450	0	0	0	0	3383	3450	2,0
-Fuel oil-Gas oil	2928	2683	9170	8790	435	442	12534	11914	-4,9
RÉGIMEN ESPECIAL	223	251	740	973	9	6	972	1.230	26,6
Productos petrolíferos	108	94	240	311	0	0	348	404	16,0
Eólica	6	5	437	507	0	0	442	511	15,6
R.S.U.	82	75	0	0	9	6	91	81	-10,1
Solar fotovoltaica	28	78	63	156	0	0	91	233	
Producción bruta	6.535	6.384	9.910	9.763	444	448	16.889	16.594	-1,7
Consumos en generación	392	389	534	498	31	33	956	921	-3,7
Demanda (bc)	6.143	5.994	9.377	9.264	413	415	15.933	15.673	-1,6

FUENTE: SEE.

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.

3.3. EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

3.3.1. Regulación de las tarifas

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de

último recurso en el sector de la energía eléctrica, establece que a partir del 1 de julio de 2009, se inicia el suministro de último recurso (SUR) realizado por los comercializadores de último recurso. Sólo podrán acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 KW. Asimismo, el citado Real Decreto determina qué comercializadores asumirán la obligación del SUR.

A partir de la entrada en vigor del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, los distribuidores procedieron a informar a los consumidores a través de los cauces previstos acerca de la nueva situación, facilitándoles el acceso a las distintas empresas comercializadoras disponibles tanto en mercado libre como aquéllas designadas para asumir con posterioridad el suministro de último recurso,

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

	Baleares		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2009/08
	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	%
Consumo de combustibles (Miles de toneladas)									
Carbón	1.256	1.316	0	0	0	0	1.256	1.316	4,8
Prod. Petrolíferos	601	664	2143	2027	92	87	2.837	2.778	-2,1
R.S.U.	180	166	0	0	20	14	200	180	-10,2
Total	2038	2146	2143	2027	111	101	4292	4273	-0,4
Consumo de energía primaria (Miles de tep.)									
Carbón	767	803	0	0	0	0	767	803	4,8
Prod. Petrolíferos	581	651	2.116	2.000	89	84	2.785	2.734	-1,8
R.S.U.	34	32	0	0	4	3	38	34	-10,0
Eólica	1	0	38	44	0	0	38	44	15,9
Solar	2	7	5	13	0	0	8	20	
Total	1.385	1.493	2.159	2.057	92	87	3.636	3.636	0,0

FUENTE: SEE.

estando obligadas a suministrar a todos los consumidores con derecho a ello a un precio máximo y mínimo fijado por el Ministerio.

Por otro lado, el artículo 7 de este Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, fija la metodología de cálculo y revisión de las tarifas de último recurso, disponiendo al respecto que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de estas tarifas de último recurso determinando su estructura de forma coherente con los peajes de acceso.

Por su parte, la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

El objeto de esta norma es el establecimiento del mecanismo de traspaso al suministro de último recurso de energía eléctrica de los clientes con un contrato en vigor en el mercado a tarifa y que, por tanto, estuvieran siendo suministrados por un distribuidor antes del 1 de julio de 2009, regular el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso en el sector eléctrico y la estructura de los peajes de acceso correspondientes. Asimismo se establecen la forma de facturación de los suministros a tarifa que en la citada fecha se encontraran pendientes de facturación de aquellos consumidores transferidos al comercializador de último recurso, y el precio y condiciones de aplicación del suministro de los consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de

un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad.

Hay que destacar el nuevo papel que asumen tanto la Comisión Nacional de Energía como la Oficina de Cambios de suministrador en paralelo a la entrada en vigor del suministro de último recurso.

En la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, se contempla que la Comisión Nacional de Energía llevará a cabo las medidas necesarias para informar a los consumidores sobre el nuevo funcionamiento del sistema de suministro eléctrico para lo que publicará una página informativa específica en su página web. En cumplimiento de este mandato, en la actualidad puede encontrarse una sección para consumidores de energía eléctrica con información sobre las diversas cuestiones relativas al suministro, incluyendo el último recurso, en la siguiente dirección de internet: http://www.cne.es/consumidores/consum_electric.html

Además de lo anterior, el Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador, contempla que la Comisión Nacional de Energía supervisará el cumplimiento de la normativa y procedimientos relacionados con los cambios de suministrador que se realicen, así como la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador, pudiendo solicitar a las empresas o a la mencionada Oficina toda la información relativa a los cambios de suministrador, con exclusión en todo caso de la información comercialmente sensible.

Dicha Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM), de acuerdo con la Ley 54/1997, de 27

de noviembre, del Sector Eléctrico, tras la modificación mediante la Ley 17/2007, es responsable de la supervisión de los cambios de suministrador conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia. Para el ejercicio de su actividad tiene acceso a las Bases de Datos de Consumidores y Puntos de Suministro de gas y de electricidad. La Secretaría General de Energía autorizó el 1 de agosto de 2008 la Oficina de Cambios de Suministrador y el citado Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, desarrolla las funciones de la Oficina y determinados aspectos de su naturaleza, composición y régimen de funcionamiento.

Otra medida que se ha implementado con la entrada en vigor de la Tarifa de Último Recurso (TUR) desde el 1 de julio de 2009 es el denominado bono social, un mecanismo creado por el Gobierno en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, para proteger a los ciudadanos pertenecientes a determinados colectivos.

Se trata de una medida de carácter social diseñada para favorecer a los colectivos más vulnerables y se concreta en la congelación de la tarifa vigente en el momento de la puesta en marcha de la TUR hasta 2012. Se calcula que beneficiará a unos 5 millones de consumidores.

Por Resolución de 26 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, se determina el procedimiento de puesta en marcha del bono social. Pueden acogerse al bono social cuatro colectivos: a) los clientes domésticos en residen-

cias con una potencia contratada inferior a 3 KW; b) los pensionistas con prestaciones mínimas; c) las familias numerosas y d) los hogares en los que todos sus integrantes se encuentren en situación de desempleo. En todos los casos, el beneficiario deberá estar acogido a la TUR, ser una persona física y el contrato para el que se solicita el bono social debe ser el de su vivienda habitual.

En el caso de los clientes con contratos de suministro con una potencia contratada inferior a 3 KW su inclusión en el bono social se realizó de forma automática sin necesidad de solicitarlo. El resto de consumidores debe solicitarlo según los cauces previstos en la norma y acreditar que es pensionista o familia numerosa.

Asimismo en el Boletín Oficial de Estado del día 26 de mayo de 2009 se publicó la Resolución de 14 de mayo de 2009 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el procedimiento de facturación con estimación del consumo de energía eléctrica y su regularización con lecturas reales.

En ella se regula la metodología de estimación del consumo de energía eléctrica a efectos de posibilitar la facturación mensual prevista en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, y es de aplicación desde el 1 de julio de 2009, fecha de entrada en vigor de las tarifas de último recurso, a aquellos clientes acogidos a dichas tarifas de último recurso, según lo dispuesto en el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril.

La lectura de la energía eléctrica consumida continúa siendo realizada por la empresa distribuido-



ra conforme a la normativa vigente, siendo la comercializadora de último recurso quien calcula la facturación mensual en aquellos períodos de facturación en los que no se disponga de la lectura real de los equipos de medida, de acuerdo con el procedimiento establecido.

Normativa sobre tarifas y precios aplicables en 2009

En 2009, ha sido publicada la siguiente normativa en relación con las tarifas:

- Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.
- Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.

Se procedió a realizar la revisión tanto de los peajes de acceso aplicables a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, como de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución definidas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, aplicables a consumidores con potencia contratada superior a 10 kW. En los anexos de dicha orden se recogen los precios establecidos para cada uno de los peajes de acceso.

- Resolución de 29 de junio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el segundo semestre de 2009.

3.3.2. Evolución de las Tarifas Eléctricas

Evolución en España

A partir del 1 de enero de 2009

La Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, recogió las subidas siguientes a partir del 1 de enero de 2009 para el caso de las tarifas integrales:

- a) Se incrementan los precios básicos de los términos de potencia y energía de todas las tarifas de suministro de los consumidores finales de la siguiente forma:

Tarifa 1.0	2,35%
Tarifas 2.0.X (sin DH)	3,50%
Tarifa 3.0.1	4,77%
Tarifa 3.0.2	2,81%
TOTAL	3,40%

Cabe señalar que se modifica la aplicación de la discriminación horaria de la tarifa 3.0.2 para igualar su estructura a la correspondiente a la tarifa de acceso de estos consumidores en mercado y así facilitar su traspaso y el cálculo de la aditividad de esta tarifa.

Asimismo se establece un periodo transitorio de adaptación de los equipos de medida,



fijando un perfil de estos consumidores que permita la facturación de la nueva estructura.

- b) Se incrementan las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica en media un 34,2%

El incremento en baja tensión en el término de potencia es el necesario para igualarse a las tarifas de suministro y en el término de energía el necesario para que al sumar la el precio de la energía sus tarifas de suministro correspondientes resulten aditivas.

En las tarifas de alta tensión solo se incrementan los términos de potencia, apuntando los precios de los periodos de mayor demanda.

Asimismo se modifica la aplicación de la discriminación horaria de la tarifa 3.1A, de forma que no solo se distinguen los diferentes periodos al día de todos los días del año, sino que también se diferencian los tipos de días, laborables y fines de semana y festivos.

Para esta tarifa, igual que con la 3.0.2, se establece un periodo transitorio de adaptación de los equipos de medida, fijando durante el mismo periodo un perfil de consumo de estos consumidores que permita la facturación de la nueva estructura.

- c) 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 actualizaciones trimestrales

para el cuarto trimestre de 2008 y primer trimestre de 2009, 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 2009

A través de la Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, se efectúa la revisión de las tarifas de acceso de la forma siguiente:

- a) Se incrementan los precios básicos de los términos de potencia y energía de todas las tarifas de acceso de forma lineal, de forma que en media quedan de la siguiente manera:

Tarifas con derecho a TUR	19%
Tarifas en BT sin derecho a TUR.	9%
Tarifas en AT	30%
TOTAL.	19,5%

Conviene destacar que se modifica la aplicación de la discriminación horaria de la tarifa 3.0.2 para igualar su estructura a la correspondiente a la tarifa de acceso de estos consumidores en mercado y así facilitar su traspaso y el cálculo de la aditividad de esta tarifa.

- b) Se incrementan las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica en media un 19,5%.

El incremento en baja tensión en el término de potencia y en el término de energía ser-



virán posteriormente para aplicar la metodología de la tarifa de último recurso de carácter aditivo tal y como se recoge el Artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril.

- c) En virtud de lo previsto en el artículo 44.1 y en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, se procede a las actualizaciones trimestrales para el segundo y tercer trimestre de 2009, de las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 (cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP), del grupo c.2 (instalaciones de residuos) y de las acogidas a la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto (instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos).

Por otro lado, la Orden ITC/1723/2009 establece las tarifas de referencia para la aplicación del bono social dependiendo de la potencia contratada y de la modalidad TUR elegida.

Como se ha citado anteriormente, a partir del 1 de julio de 2009 se inicia el suministro de último recurso. Los precios aplicables durante el segundo semestre del año, se establecen en la Resolución de 29 de junio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Comparación con otros países

Para la comparación de precios de energía eléctrica con otros países, se han utilizado los datos de los diferentes países de Europa, facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo domésticos e industriales vigentes a 1 de julio de 2009.

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 Directiva 2008/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de octubre de 2008, relativa a un procedimiento comunitario que garantice la transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad, que contiene el texto refundido de la anterior Directiva 90/377/CEE y sus sucesivas modificaciones

En los cuadros 3.3.1 y 3.3.2 se detallan estos precios incluyendo todos los impuestos excepto el IVA. Como se puede observar:

- 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.

SECTOR ELÉCTRICO

**CUADRO 3.3.1. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMESTICOS.
PRECIOS EN Euro /kWh, INCLUYENDO TODOS LOS IMPUESTOS EXCEPTO EL IVA (JULIO 2009)**

PAISES	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
BELGICA	0,217	0,178	0,158	0,141	0,121
BULGARIA	0,071	0,069	0,069	0,068	0,068
REP. CHECA	0,226	0,171	0,111	0,093	0,081
DINAMARCA	0,239	0,239	0,216	0,192	0,192
ALEMANIA	0,301	0,213	0,192	0,179	0,173
ESTONIA	0,080	0,080	0,078	0,075	0,066
IRLANDA	0,382	0,205	0,179	0,162	0,142
GRECIA	0,096	0,089	0,106	0,125	0,152
ESPAÑA	0,267	0,153	0,136	0,127	0,122
FRANCIA	0,150	0,128	0,109	0,094	0,089
ITALIA	0,274	0,155	0,190	0,237	0,266
CHIPRE	0,121	0,114	0,136	0,140	0,142
LETONIA	0,096	0,096	0,096	0,095	0,095
LITUANIA	0,085	0,083	0,080	0,075	0,068
LUXEMBURGO	0,253	0,194	0,178	0,160	0,131
HUNGRIA	0,118	0,128	0,124	0,112	0,111
MALTA	0,133	0,146	0,146	0,162	0,199
HOLANDA	0,000	0,098	0,160	0,193	0,165
AUSTRIA	0,227	0,174	0,159	0,145	0,131
POLONIA	0,119	0,100	0,093	0,088	0,086
PORTUGAL	0,315	0,163	0,144	0,130	0,122
RUMANIA	0,082	0,082	0,081	0,078	0,076
ESLOVENIA	0,223	0,131	0,114	0,108	0,111
ESLOVAQUIA	0,197	0,147	0,129	0,125	0,102
FINLANDIA	0,199	0,134	0,106	0,094	0,079
SUECIA	0,204	0,144	0,129	0,110	0,103
REINO UNIDO	0,150	0,147	0,140	0,125	0,124
CROACIA	0,172	0,104	0,095	0,089	0,085
TURQUÍA	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097
NORUEGA	0,297	0,187	0,125	0,091	0,081
Media (UE27)	0,186	0,139	0,132	0,127	0,123
ESPAÑA-MEDIA	0,081	0,014	0,004	-0,001	-0,001
% DIFERENCIA SOBRE MEDIA	43,88	10,20	3,22	-0,54	-0,58

FUENTE: Eurostat.

SECTOR ELÉCTRICO



CUADRO 3.3.2. PRECIOS CONSUMIDORES TIPO INDUSTRIALES.
PRECIOS EN Euro /kWh, INCLUYENDO TODOS LOS IMPUESTOS EXCEPTO EL IVA, 1º SEMESTRE 2009

PAIS	CONSUMIDORES TIPO						
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG
	< 20 MWh	>20 <500 MWh	>500 <2.000 MWh	>2.000 <20.000 MWh	>20.000 <70.000 MWh	>70.000 <150.000 MWh	>150.000 MWh
BELGICA	0,187	0,161	0,134	0,122	0,112	0,103	0,000
BULGARIA	0,094	0,088	0,078	0,072	0,065	0,058	0,056
REP. CHECA	0,194	0,158	0,127	0,112	0,104	0,104	0,000
DINAMARCA	0,248	0,213	0,207	0,207	0,197	0,197	0,000
ALEMANIA	0,231	0,174	0,151	0,134	0,125	0,119	0,000
ESTONIA	0,095	0,081	0,076	0,066	0,055	0,053	0,000
IRLANDA	0,201	0,170	0,136	0,121	0,105	0,098	0,000
GRECIA	0,162	0,130	0,104	0,091	0,081	0,069	0,000
ESPAÑA	0,192	0,153	0,134	0,111	0,097	0,084	0,062
FRANCIA	0,127	0,106	0,084	0,077	0,083	0,073	0,000
ITALIA	0,273	0,193	0,167	0,144	0,109	0,104	0,099
CHIPRE	0,174	0,170	0,136	0,124	0,115	0,116	0,000
LETONIA	0,139	0,116	0,109	0,103	0,100	0,088	0,000
LITUANIA	0,134	0,122	0,110	0,093	0,088	0,000	0,000
LUXEMBURGO	0,211	0,139	0,123	0,099	0,069	0,000	0,000
HUNGRIA	0,136	0,155	0,149	0,132	0,135	0,117	0,110
MALTA	0,170	0,171	0,165	0,153	0,000	0,000	0,000
HOLANDA	0,242	0,176	0,134	0,121	0,114	0,118	0,096
AUSTRIA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
POLONIA	0,164	0,128	0,110	0,098	0,092	0,090	0,091
PORTUGAL	0,157	0,113	0,093	0,079	0,068	0,065	0,000
RUMANIA	0,120	0,116	0,097	0,088	0,079	0,071	0,000
ESLOVENIA	0,210	0,170	0,134	0,108	0,074	0,089	0,000
ESLOVAQUIA	0,258	0,199	0,169	0,151	0,131	0,113	0,114
FINLANDIA	0,102	0,095	0,084	0,080	0,067	0,066	0,000
SUECIA	0,114	0,076	0,067	0,059	0,053	0,050	0,000
REINO UNIDO	0,156	0,135	0,128	0,117	0,115	0,112	0,096
CROACIA	0,134	0,121	0,106	0,089	0,076	0,066	0,000
TURQUÍA	0,094	0,094	0,092	0,085	0,076	0,075	0,072
NORUEGA	0,102	0,100	0,099	0,086	0,075	0,052	0,000
Media (UE27)	0,173	0,143	0,123	0,110	0,097	0,094	0,091
ESPAÑA-MEDIA	0,019	0,010	0,011	0,001	-0,001	-0,009	-0,028
% DIFERENCIA SOBRE MEDIA	11,21	7,09	8,56	0,53	-0,55	-9,87	-31,39

FUENTE: Eurostat.

3.3.3. Otras actuaciones de interés derivadas de la normativa de tarifas

A partir del 1 de enero de 2009.

Costes de transporte

Se han previsto los valores calculados por la Comisión Nacional de Energía de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, y en el Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre.

RETRIBUCIÓN TRANSPORTE	(miles de Euros)
Red Eléctrica de España, S.A.	1.129.116
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	22
Unión Fenosa Distribución, S.A.	40.096
Endesa, S.A. (Peninsular)	30.466
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	7.397
TOTAL PENINSULAR	1.207.097
Endesa, S.A. (Extrapesinular)	136.924
TOTAL EXTRAPENINSULAR	136.924
TOTAL TRANSPORTE	1.344.021

Costes de distribución y costes de gestión comercial

Los costes previstos para 2009 correspondientes a las empresas distribuidoras sin incluir a las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación y alquiler de aparatos de medida. Se calculan aplicando el contenido del artículo 8 y de la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 222/2008,

de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta el informe de la CNE la previsión resulta:

EMPRESA O GRUPO EMPRESARIAL	(miles de Euros)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.484.625
Unión Fenosa Distribución, S.A.	697.630
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	139.668
Electra de Viesgo Distribución, S.A.	134.321
Endesa (peninsular)	1.634.031
Endesa (extrapesinular)	325.242
FEVASA	182
SOLANAR	323
TOTAL	4.416.022

A los costes de distribución se añaden los de comercialización de clientes a tarifa (la comercialización a clientes en el mercado libre es una actividad liberalizada). Para 2009 los costes de este tipo de gestión comercial se elevan a 312.639 miles de euros, según datos provenientes de la Comisión Nacional de Energía.

Se han añadido 336.916 miles de euros como valor del coste revisado definitivo de la retribución de la actividad de distribución y gestión comercial a que hace referencia disposición transitoria tercera del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica de los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico.

Se incluyen además como costes de distribución una partida de 10.000 miles de euros destinada a



la realización de planes de mejora de calidad de servicio.

Costes permanentes del sistema

El coste total asciende a 130.651 miles de euros. Se incluyen los pagos al Operador del Sistema (37.517 miles de euros), al Operador del Mercado (11.140 miles de euros), a la Comisión Nacional de Energía (13.880 miles de euros) y 64.501 miles de euros para financiar el Plan de Viabilidad para la empresa Elcogás, S.A.

Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento

Los costes de generación de las actividades reguladas incluyen los siguientes conceptos:

- Primas e incentivos del régimen especial, 4.008.563 miles de euros.
- Extracoste de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares, 1.295.213 miles de euros.
- Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, 750.000 miles de euros en concepto de gestión de la demanda debida a grandes consumidores.
- Los pagos por la moratoria nuclear (3.000 miles de euros).
- Los pagos de la 2.ª parte del ciclo del combustible nuclear (71.032 miles de euros).

- La cuantía con cargo a la tarifa eléctrica destinada a la financiación del Plan de acción 2008-2012, aprobado el Acuerdo de Consejo de Ministros de 8 de julio de 2005, por el que se concretan las medidas del documento de «Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012» aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003 (308.900 miles de euros).

Otras revisiones de tarifas y precios.

Régimen Especial

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 actualizaciones trimestrales para el cuarto trimestre de 2008 y primer trimestre de 2009, según corresponda, de las tarifas, primas, límites superior e inferior y determinados complementos, de las instalaciones recogidas en el mismo.

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 ha sido, un incremento de 234,4 puntos básicos para el IPC a partir de 1 de octubre y un decremento sobre el anterior de 71,4 puntos básicos a partir de 1 de enero, un incremento de 7,910 por ciento para el precio del gas natural y un incremento? de 19,573 por ciento para el precio del gasóleo, el GLP y el fuel oil a partir de 1 de octubre y un incremento adicional de 6,916 por ciento y del 0,993 por ciento respectivamente a partir de 1 de enero.

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 355,6 puntos básicos y un incremento del precio del carbón del 62,5 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 2009

Las condiciones económicas del primer semestre del año hicieron que las previsiones realizadas en diciembre de 2008 tuvieran que ser actualizadas debido principalmente al decrecimiento de la demanda eléctrica durante este periodo. Este hecho modifica sustancialmente los costes de las actividades reguladas debido a que:

- Algunos conceptos de coste van directamente vinculados a la demanda.
- Algunos van directamente vinculados a la evolución del precio de la energía que también se encuentra afectada por la demanda, entre otros factores.
- Por otras razones no relacionadas directamente con la actividad económica.

Por tanto, con respecto a la previsión de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009, los costes de las actividades reguladas para el año 2009 que fueron susceptibles de variación son los siguientes:

- Costes de distribución
- Moratoria nuclear: con el fin de asegurar la existencia de saldo suficiente en Tesorería para hacer frente a estos pagos a la fecha de 26 de abril de 2010, se incrementa la cuota de la moratoria nuclear en el segundo trimestre de 2009 desde el 0,041% al 0,265%.

- Cuotas de instituciones: como resultado de aplicar los porcentajes de la Orden ITC/3801/2008 a las previsiones de ingresos.
- La prima al régimen especial: al reducirse el precio del mercado de generación la prima se incrementa en 764 millones.
- Compensación extrapeninsular: lo mismo sucede con este concepto, por el que los costes se incrementan en 93 millones de euros.

Sin embargo, como resultado del Real Decreto 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, conviene señalar que una serie de conceptos de costes de actividades reguladas fueron afectados por las medidas adoptadas en el mismo. Concretamente son los siguientes:

- 2.º ciclo de combustible nuclear: se excluye de la tarifa con la excepción de los costes de las centrales que han cesado su actividad.
- Extracostes de los sistemas insulares y extrapeninsulares: un 17% pasa a ser financiado vía Presupuestos Generales del Estado.
- Derechos de CO₂: se limita la detracción de los derechos de emisión asignados gratuitamente hasta el 1 de julio de 2009.

3.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

Entre las principales disposiciones publicadas durante el año 2009 cabe señalar las siguientes:

- Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. (BOE n.º 82 de 4 de abril de 2009).

Tal y como se ha mencionado anteriormente, en dicho Real Decreto se establecía que a partir del 1 de julio de 2009 se inicia el suministro de último recurso (SUR) realizado por los comercializadores de último recurso, y sólo podrán acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 KW. Asimismo determina que comercializadores asumirán la obligación del citado suministro.

- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. (BOE n.º 111 de 7 de mayo de 2009).
- Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. (BOE 151 de 23 de junio de 2009).
- Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador. (BOE n.º 149 de 20 de junio de 2009).

Dicha Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM), de acuerdo con la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, tras la

modificación mediante la Ley 17/2007, es responsable de la supervisión de los cambios de suministrador conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia. Para el ejercicio de su actividad tiene acceso a las Bases de Datos de Consumidores y Puntos de Suministro de gas y de electricidad.

- Resolución de 18 de febrero de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el Registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del primer trimestre de 2009, los proyectos incluidos en los cupos correspondientes, se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria y se comunica el inicio del cómputo del plazo para el cierre del plazo de presentación de solicitudes de la siguiente convocatoria. (BOE n.º 44 de 20 de febrero de 2009).
- Resolución de 23 de febrero de 2009, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban las Reglas y el Contrato Tipo de la octava 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. (BOE n.º 51 de 28 de febrero de 2009).
- Resolución de 23 de febrero de 2009, de la Secretaría General de Energía, por la que se establecen las características de la octava subasta regulada en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contra-



- tos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular. (BOE n.º 52 de 2 de marzo de 2009)
- Resolución de 4 de marzo de 2009, 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 séptima 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. (BOE n.º 59 de 10 de marzo de 2009).
 - Resolución de 9 de marzo de 2009, 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 2008, de conformidad con lo establecido en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, del derecho de cobro adjudicado en la subasta de 12 de junio de 2008, del déficit reconocido ex ante en la liquidación de las actividades reguladas. (BOE n.º 78 de 31 de marzo de 2009)
 - Resolución de 9 de marzo de 2009, 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 2008, del derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005. (BOE n.º 78 de 31 de marzo de 2009).
 - Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción durante el periodo que corresponda.
 - Resolución de 17 de marzo de 2009, de la Comisión Nacional de Energía, por el que se procede a la revisión y modificación de las de 3 de julio de 2009, por las que, respectivamente, se establecen y hacen públicas las relaciones de operadores principales y dominantes de los sectores energéticos. (BOE n.º 96 de 20 de abril de 2009).
 - Resolución de 23 de abril de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el Registro de preasignación de retribución, asociados a la convocatoria del segundo trimestre de 2009, los proyectos incluidos en los cupos correspondientes y se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria. (BOE n.º 103 de 28 de abril de 2009).
 - Resolución de 14 de mayo de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de facturación con estimación del consumo de energía eléctrica y su regularización con lecturas reales. (BOE n.º 127 de 26 de mayo de 2009).
 - Orden ITC/1548/2009, de 4 de junio, por la que se establecen las obligaciones de presentación

- de información de carácter contable y económico-financiero para las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización. (BOE n.º 143 de 13 de junio de 2009).
- Orden ITC/1549/2009, de 10 de junio, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica. (BOE n.º 143 de 13 de junio de 2009).
 - Resolución de 22 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características y se aprueban las reglas y el contrato marco correspondientes a la novena 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. (BOE 151 de 23 de junio de 2009).
 - Orden ITC/1721/2009, de 26 de junio, por la que se regula, para el año 2007, 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. (BOE n.º 156 de 29 de junio de 2009).
 - Orden ITC/1722/2009, de 26 de junio, por la que se regula, para el año 2008 y el primer semestre de 2009, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. (BOE n.º 156 de 29 de junio de 2009).
 - Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial. (BOE n.º 156 de 29 de junio de 2009).
 - Resolución de 26 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se determina el procedimiento de puesta en marcha del bono social. (BOE n.º 156 de 29 de junio de 2009).
 - Resolución de 29 de junio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el segundo semestre de 2009. (BOE n.º 157 de 30 de junio de 2009).
 - Real Decreto 1301/2009, de 31 de julio, por el que se crea la Comisión interministerial para la designación de la sociedad gestora del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico. (BOE n.º 185 de 1 de agosto de 2009).
 - Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. (BOE n.º 230 de 23 de septiembre de 2009).



- Orden ITC/2880/2009, de 23 de octubre, por la que se amplía el plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas, para la convocatoria del primer trimestre de 2010, al registro de pre-asignación de retribución, regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. (BOE n.º 261 de 29 de octubre de 2009).
- Resolución de 17 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características y se aprueban las reglas y el contrato marco correspondientes a la décima 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. (BOE n.º 279 de 19 de noviembre de 2009).
- Resolución de 19 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. (BOE n.º 283 de 24 de noviembre de 2009).
- Resolución de 25 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan condiciones de aplicación de la Resolución de 17 de noviembre de 2009, por la que se establecen las características y se aprueban las reglas y el contrato marco correspondientes a la décima subasta regulada en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, a las empresas distribuidoras. (BOE n.º 285 de 26 de noviembre de 2009).
- Resolución de 3 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el Registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del cuarto trimestre de 2009 los proyectos incluidos en los cupos correspondientes y se publica el resultado del procedimiento de pre-asignación de retribución de dicha convocatoria. (BOE 294 de 7 de diciembre de 2009).
- Acuerdo de modificación del 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, hecho en Braga el 18 de enero de 2008. (BOE n.º 298 de 11 de diciembre de 2009)
- Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. (BOE n.º 308 de 23 de diciembre de 2009).
- Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. (BOE n.º 315 de 31 de diciembre de 2009).

- Resolución de 29 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el primer semestre de 2010. (BOE n.º 315 de 31 de diciembre de 2009).

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 2009, ha ascendido a 207.271 GWh y 7.854.732 kEur, lo que supone una disminución del 10,5% y 48,1%, respectivamente, respecto al año anterior (2008).

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 31.340 GWh y 1.126.828 kEur, lo que supone un aumento del 42,3% y una disminución del 19,87%, respecto al año anterior.

Para el conjunto del mercado de producción, la contratación neta de energía, ha ascendido a 269.131 GWh y 11.371.649 kEur, lo que ha supuesto una disminución del 5,2% en energía y del 42,0% 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 3,696 cEur/kWh. Por su parte, el precio medio aritmético del mercado intradiario en el sistema eléctrico español correspondiente al periodo ha sido de 3,695 cEur/kWh.

Los precios medios mensuales aritméticos del mercado diario en el sistema eléctrico español en el periodo comprendido entre enero de 2009 y diciembre de 2009, han variado desde el mayor correspondiente al mes de enero de 2009 (4,993 cEur/kWh), al menor correspondiente al mes de diciembre de 2009 (3,043 cEur/kWh). Para el 47,1% 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 3,696 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 2009 a 7.854.732 kEur y a 207.271 GWh.

Durante el 2009, la contratación de intercambios internacionales (ventas y compras) ha supuesto en el mercado diario un total de 9.268GWh, a los que hay que añadir 4.187 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.

El volumen de energía necesario para la operación técnica del sistema se sitúa en el 5,1% del conjunto de la energía contratada en el mercado de producción. Este volumen de energía corresponde a:

- La diferencia entre los programas horarios resultado de la contratación en las diferentes sesiones del mercado y la oferta-demanda de energía en tiempo real.
- La gestión de la energía necesaria para garantizar la igualdad de flujos de oferta y demanda dentro de cada periodo horario.

Durante el año 2009, 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 1.244 MW, y una contratación mensual media de energía por valor de 1.144 GWh.

En volumen económico, estos servicios han supuesto una contratación de 140.987 kEur para la banda y de 499.851 kEur para retribuir a las energías de gestión de desvíos y servicios complementarios.

La energía utilizada en los procesos de operación técnica del sistema se sitúa para el periodo comprendido entre enero 2009 y diciembre 2009 en 13.733 GWh y 499.851 kEur, lo que supone un aumento del 35,8% en energía y una disminución

del 22,6% en volumen económico respecto al año anterior.

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.

– Para el fomento de la contratación a plazo, con carácter trimestral y desde junio de 2007, se celebraron 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 semestral y anual. Como sujetos compradores no pueden actuar aquellos sujetos de mercado pertenecientes a los grupos empresariales considerados, en cada momento, como ope-

radores principales en el sector eléctrico por resolución de la Comisión Nacional de Energía.

En 2009 se celebró la última subasta de este tipo (7.ª subasta)

– 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 comercializadoras de último recurso (hasta la entrada en vigor del suministro de último recurso, el 1 de julio de 2009, las empresas distribuidoras excepto aquellas 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 que cumplan con las garantías y requisitos establecidos para cada subasta. 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.

Mediante Resoluciones de 23 de febrero de 2009, de la Secretaría General de Energía, de 22 de junio y 17 de noviembre de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía, se establecieron las características de la octava, novena y décima subasta reguladas 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

La Comisión Nacional de Energía ha sido la entidad supervisora de estas subastas, aunque cabe señalar que son organizadas y gestionadas por OMEL (Operador del Mercado) desde que la Orden ITC/1659/2009 modificase la Orden ITC/400/2007.

3.6. EVOLUCIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SECTOR ELÉCTRICO

La actividad eléctrica en España en 2009, ha estado marcada por los siguientes hechos económicos:

- Ralentización de las economías mundiales medida en términos de Producto Interior Bruto. La contracción del PIB en 2009 en España fue del 3,6%, cuatro puntos y medio inferior al del año 2008.
- La cifra de inversiones del ejercicio, ascendió a 5.630 mill. euros de los cuales el 50,62% se ha materializado en activos afectos a la producción y el 49,38% restante, a Distribución.
- Para llevar a cabo el proceso inversor, y financiar el déficit reconocido durante el ejercicio, las empresas han aumentado su endeudamiento en 2.600 mill. euros.
- Tanto la deuda pública a largo plazo, como el Euribor a un año, tomados como tipos medios anuales de referencia, han seguido una tendencia bajista durante el año 2009, lo que ha reducido las tasas medias de coste de la deuda del sector.

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 2008 y 2009. Asimismo se recogen las Cuentas consolidadas de Pérdidas y Ganancias.

Análisis económico de la actividad eléctrica nacional en 2009

Evolución de las magnitudes más representativas que han tenido una repercusión directa sobre los resultados alcanzados por la actividad eléctrica nacional:

- La demanda de energía eléctrica en España se ha reducido en un 5,6%
- La producción de las centrales hidroeléctricas ha aumentado un 11,3%
- La aportación del régimen especial (renovables, cogeneración, residuos, etc.) se ha incrementado un 11,1% con respecto al periodo anterior.
- El precio medio estimado de los combustibles fósiles en los mercados se ha reducido un 22,8%.
- Como consecuencia de la evolución registrada por las variables anteriores, el precio de la electricidad se ha intercambiado en el mercado un 39,1% por debajo de los del año anterior.



Como efecto de las variaciones observadas, la actividad eléctrica se ha visto afectada con respecto al ejercicio 2008:

- La cifra de negocios de la actividad eléctrica desarrollada en España se ha visto reducida en un 6,2%
 - El resultado bruto de explotación (EBITDA) ha aumentado un 6,7%
 - El resultado neto de explotación (EBIT) se ha mantenido prácticamente en los mismos términos que el año anterior, registrando una variación del -0,1%
 - Las ventas de activos realizadas durante 2009 han colaborado a que el resultado de la actividad continuada de la actividad eléctrica desarrollada en territorio español refleje un incremento del 36,1 % en el ejercicio 2009
 - Las inversiones efectuadas durante 2009 se han visto reducidas en un 19,0%, a consecuencia de los efectos de la crisis económica, de la menor demanda y también, de la necesidad de mejorar la estructura financiera de las empresas y su solvencia de cara a los mercados de capitales.
- La disminución 39,1% del precio ponderado de la energía en el mercado mayorista.
 - El efecto positivo derivado de la aplicación del RDL 11/2007, que ha supuesto la minoración de la cifra de negocios en 297 millones de euros, por los derechos de emisión de CO₂ asignados gratuitamente, cuando en 2008 suponía la detracción de 1.040 millones de euros.
 - Por otra parte, el incremento de la cantidad de la energía negociada en el mercado libre, fruto de la desaparición de la tarifa integral.
 - La cifra de negocios de la actividad de Distribución recoge una disminución del 1,0%. Esta variación ha sido consecuencia, fundamentalmente, de los ajustes de las liquidaciones de años anteriores. Considerando de forma individualizada la retribución de la actividad de Distribución, ésta habría aumentado en un 4%.

La cifra de negocios

La cifra de negocios de la Actividad Eléctrica Nacional desarrollada en España en 2009 asciende a 19.669 mill. euros, es un 6,15% inferior a la de 2008. Ello es consecuencia de los siguientes hechos:

El margen bruto (margen de contribución)

El margen bruto (margen de contribución) se sitúa en 13.358 millones de euros, lo que supone un aumento del 9,14%. Para analizar esta partida, hay que señalar los siguientes aspectos:

- La disminución de la producción en régimen ordinario y el aumento de la aportación del Régimen Especial.
- La caída del 39,1 % del precio medio ponderado de la energía en el mercado (OMEL) (42,0 €/MWh), como consecuencia del menor precio alcanzado por los combustibles fósiles y por el CO₂.

- El menor precio de mercado de los derechos de emisión de CO₂, que pasan de representar 21,3 €/Tm. en 2008 a 14,2 €/Tm. en 2009.
- Si bien es cierto que la cifra de negocios de la actividad eléctrica se ha visto minorada en 1.290 millones de euros (6,2%), tan sólo el coste de los combustibles, incluyendo en dicho concepto el coste de los derechos de emisión de CO₂ consumidos en el ejercicio, ha experimentado una disminución del 37,0%, equivalente a 2.610 millones de euros
- La cifra más representativa de la partida de aprovisionamientos sería el consumo de los combustibles si omitimos el coste de los derechos de emisión de CO₂. La cifra de combustibles ha disminuido el 36,0%, equivalente a 2.065 millones de euros. En términos de coste unitario por MW producido (Reg. Ordinario + Reg. Especial), el combustible utilizado se ha visto reducido en el periodo analizado en un 29,8%, situándose para el año 2009 en 19,8 €/MWh. Ello sin considerar el coste de los derechos de emisión ni el derivado de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear.

Los costes operativos

Los costes operativos, constituidos por gastos de personal y gastos por servicios externos, han aumentado un 16,7% (889 millones de €), a consecuencia de la incorporación el pasado 1 de julio de la comercialización de último recurso, que ha supuesto la imputación de costes adicionales en la actividad eléctrica, lo que ha colaborado a amino-

rar la cifra del Resultado Bruto de Explotación (EBITDA). El crecimiento de estos costes operativos también se justifica por la nueva potencia instalada que ha entrado en funcionamiento a lo largo de 2009.

El resultado bruto de explotación (EBITDA)

El resultado bruto de explotación (EBITDA) obtenido ha aumentado en 577 millones de euros (6,7%), con respecto al año anterior. La evolución seguida por esta variable que se sitúa 3,7 puntos porcentuales por debajo del crecimiento del margen de contribución (Margen bruto) antes mencionado es consecuencia del aumento de los costes operativos.

El resultado neto de explotación (EBIT)

El resultado neto de explotación (EBIT) de la Actividad Eléctrica Nacional disminuye el 0,1%, equivalente a 6 millones de euros, debido al aumento de la dotación de amortización en 583 mill. euros, concepto que incluye no sólo la amortización anual sino también, la provisiones dotadas en el ejercicio, especialmente las relativas al reflejo contable de la caída del precio de los derechos de emisión de CO₂. Ello ha ocasionado que se produzca el diferencial observado entre los crecimientos del EBITDA y del EBIT.

Resultado del ejercicio

A pesar del aumento de la deuda financiera en 2.600 mill de euros, hasta alcanzar la cifra de



42.100 mill. euros, el resultado financiero ha visto reducido su saldo negativo en 70 millones de euros, un 5,9% menor que el obtenido el año anterior a consecuencia, de la caída de los tipos de referencia en los mercados financieros en 2009, ya que el coste medio de la deuda financiera del ejercicio, fue del 3,8%, que es 1,1 puntos porcentuales inferior al coste medio de 2008 (4,9%).

El Resultado ordinario ha reflejado un aumento de 98 millones de euros (+8,8%), situándose en 4.988 millones de euros a fin de 2009.

Las ventas de activos, han arrojado un saldo neto positivo de 1.289 millones de euros lo que ha posibilitado la caída en el tipo medio efectivo del impuesto de sociedades, por la beneficiosa tributación de las plusvalías que se reinvierten. El tipo medio del impuesto de sociedades correspondiente al año 2009 ha sido del 24,0%, que es inferior en 6,1 puntos al del 2008, que fue del 30,1%.

Durante el ejercicio 2009 no se ha obtenido beneficio alguno de la realización de actividades interrumpidas, por lo que el Resultado del ejercicio coincide con el beneficio de las actividades desarrolladas en continuidad, que es de 4.868 millones de euros, un 24,9 % superior al obtenido el año anterior.

El déficit de tarifa

El déficit de tarifa es consecuencia de la diferencia entre el importe total recaudado por las tarifas integrales y las tarifas de acceso (en 2009 convi-

ven aún las tarifas integrales, con la tarifa de último recurso TUR y tarifas de acceso, fijadas por la Administración) y los costes reales asociados a dichas tarifas.

La Administración ha dispuesto un procedimiento por el cual los titulares de los derechos de compensación por desajustes de ingresos de las actividades reguladas, podrían cederlos a terceros. La subasta no se cubrió totalmente, por lo que las empresas continuaron financiando el déficit mediante mayor endeudamiento.

Al final de 2009, las compañías tenían casi 13.000 millones de euros registrados en sus balances que deberán financiar con cargo a la deuda financiera. Al objeto de solventar los problemas financieros de las compañías, el Gobierno aprobó el 30 de abril de 2009 el real Decreto-Ley 6/2009.

En el mismo se indica que déficit tarifario en el contexto actual de crisis financiera internacional, está poniendo en riesgo, no sólo la situación financiera de las empresas del sector eléctrico sino también, la sostenibilidad del Sistema puesto que puede deteriorar la capacidad de financiación de las inversiones necesarias para el suministro de electricidad en los niveles de calidad y seguridad que son necesarios.

Por ello, en el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, se adoptan medidas en el sector energético y se aprueba el bono social estableciendo límites para acotar el incremento del déficit y definir una senda para la progresiva suficiencia de los peajes de acceso, abordando además un mecanismo de financiación del déficit tarifario.

Así, se estableció que a partir del 1 de enero de 2013, se eliminaría el déficit de tarifas, de manera que los peajes de acceso serían suficientes para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas sin que pudiese aparecer déficit ex ante, regulando el periodo transitorio hasta dicha fecha, limitando el déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico que, para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, no será superior a 3.500, 3.000, 2.000 y 1.000 millones de euros respectivamente.

También estableció que si, como resultado de las liquidaciones de actividades reguladas en cada período, resultara un déficit de ingresos superior al previsto, dicho exceso se reconocería en las disposiciones de aprobación de los peajes de acceso del período siguiente.

De forma paralela, se previó la cesión de los correspondientes derechos de cobro, actuales y futuros, a un fondo de titulización constituido al efecto, que emitirá sus correspondientes pasivos, por medio de un mecanismo competitivo en el mercado financiero con la garantía del Estado. El 9 de abril de 2010 se aprobó el Real Decreto que desarrolla el proceso de titulización del déficit.

Inversiones

El mercado de producción de energía eléctrica se está viendo condicionado en los últimos tiempos por circunstancias que hacen necesario adoptar medidas que garanticen su funcionamiento, en condiciones de seguridad y estabilidad en el futuro, de manera que se asegure el suministro en las

mejores condiciones de precio y calidad. En la actualidad el «mix» de generación viene condicionado por la necesidad de cumplir con una serie de requerimientos medioambientales, relacionados tanto con la reducción de las emisiones como con el incremento de la participación de las energías renovables en la cobertura de la demanda, participación que podría llegar en el horizonte del 2020 a niveles que rondarán el 50%.

Por otro lado, la crisis económica se ha manifestado en el sector eléctrico ocasionando una fuerte contracción de la demanda de tal manera que a finales de 2009 se ha situado en niveles similares a los de cuatro años antes.

En las decisiones de inversión es necesario compatibilizar la obtención de una rentabilidad que remunere adecuadamente los activos, haciendo posible su total recuperación, con la exigibilidad de garantizar el suministro. La necesidad de incrementar la capacidad instalada en generación renovable, en su mayor parte no gestionable, para cumplir con los requerimientos medioambientales de la Directiva Europea del 20-20-20 obligaría a su vez a incrementar la capacidad térmica convencional, de manera que se garantice el suministro cuando estas energías renovables no estén disponibles, lo que se traduce en un número de horas de funcionamiento que haría inviable económicamente la recuperación de la inversión.

Estas circunstancias (caída de la demanda y baja rentabilidad de las inversiones) han incidido en el proceso inversor en generación durante el ejercicio 2009, de forma que las inversiones realizadas

durante este año en generación han disminuido un 34 %, situándose en 2.850 millones de euros. Por el contrario las inversiones realizadas en distribución de han incrementado en un 6,5% hasta alcanzar los 2.780 Millones de euros.

Cash-flow operativo y Cash-flow libre

El Cash-flow libre resultante una vez deducidos los déficits de tarifas, los fondos disponibles para la inversión suponen 14 millones de euros. Puesto que la inversión ha sido de 5.630 mill. de euros, y los recursos de libre disposición (Cash-flow libre) del año 2009 son inferiores, ha sido necesario

recurrir a la deuda por 2.600 mill. de euros para completar su financiación, así como a la venta de activos o participaciones financieras.

En cuanto a la composición de esta deuda por tipos de instrumentos financieros, el 38,2% son las obligaciones y bonos. El 49,2% son préstamos y créditos, y el 12,6% restante son pagarés. La deuda a tipo variable, alcanza el 56,8%, en 2009 lo que supone 7,7 puntos porcentuales más que el año precedente, y el 43,2% a tipo fijo.


Con respecto a la composición por divisas, se mantiene la situación de predominio de la deuda denominada en euros.

CUADRO 3.6.1. BALANCE CONSOLIDADO DE LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA NACIONAL. EJERCICIO 2008-2009

ACTIVO	2009	2008
Inmovilizado	70587	66806
Activo intangible	4897	5437
Inmovilizaciones materiales	59005	55154
Inversiones financieras	6685	6215
Activo circulante	14181	14657
Existencias	2066	1968
Clientes	9226	8361
Otro activo circulante	2889	1722
Activos mantenidos p/venta		2606
TOTAL ACTIVO	84768	81463
PASIVO	2009	2008
Fondos propios	23574	21440
Ingresos diferidos	6365	6770
Provisiones para riesgos y gastos	5263	4632
Acreeedores a largo plazo	27705	25285
Acreeedores a corto plazo	21861	22403
Pasivos mantenidos p/venta	0	933
TOTAL PASIVO	84768	81463

CUADRO 3.6.2. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA

CONCEPTOS	2009	2008
+ Cifra de negocios	19669	20959
- Aprovisionamientos	-5590	-7556
- Derechos de emisión	-722	-1266
Margen Bruto	13357	12137
+ Otros ingresos de explotación	1742	1537
+ TREI	330	290
- Gtos externos	-3877	-3340
- Gtos personal	-2333	-1982
Ebitda	9219	8642
- Amortizaciones y provisiones	-3107	-2524
Ebit	6112	6118
+ - Rtdo. Financiero	-1121	-1191
+ - Rtdo. Sociedades participación	95	60
+ - Rdo. venta activos	1289	131
Rtdo. Antes de impuestos	6375	5118
- Impuesto sociedades	-1507	-1541
Rtdo. Actividad continuada	4868	3577
Rtdo. Actividad interrumpida	0	320
Rtdo. Ejercicio	4868	3897



La tasa de coste de la deuda financiera imputada a la Actividad Eléctrica Nacional en el ejercicio 2009 ha sido de un 3,8%, ciento diez puntos básicos inferior a la tasa del 4,9% registrada durante el ejercicio 2008. Ello es consecuencia de la bajada de tipos de interés, especialmente del Euribor a un año que llegó a situarse al

1,61%, trescientos veintiún puntos básicos por debajo del tipo medio relativo a 2009 que alcanzaba el 4,83%.

La rentabilidad sobre activos (ROA) del conjunto de las actividades eléctricas desarrolladas en España ha sido en 2009 del 5,5%.

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 2009 fue de 52.761 GWh, lo que supuso una contribución del 17,8% al total de la producción nacional. En 2009 esta producción eléctrica nuclear ha disminuido un 10,5 % respecto a la del año anterior, debido a que en este año han tenido lugar paradas de recarga prolongadas de las centrales nucleares de Vandellós II y de Almaraz II –para llevar a cabo trabajos planificados–, y otras incidencias en Ascó. Además, han coincidido 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 2009 ha sido del 78,13%, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 78,86%.

Mediante la Orden Ministerial ITC/1785/2009, de 3 de julio, se ha acordado el día 6 de julio de 2013 como fecha de cese definitivo de la explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña y se ha autorizado su explotación hasta dicha fecha.

4.2. PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2009 la fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., ha fabricado elementos combustibles, tanto para el mercado nacional (31%), como para la exportación (69%). Durante dicho año se fabricaron 997 elementos, conteniendo 340,8

CUADRO 4.1. POTENCIA ELÉCTRICA Y PRODUCCIÓN DE ORIGEN NUCLEAR EN 2009

Central	Tipo	Año entrada en servicio (1ª conexión)	Potencia Instalada (MWe)	Producción Bruta (GWh)
S.M.Garoña	BWR	1971	466	3575
Almaraz I	PWR	1981	974	7126
Ascó I	PWR	1983	1028	5659
Almaraz II	PWR	1983	983	7060
Cofrentes	BWR	1984	1085	8049
Ascó II	PWR	1985	1027	8191
Vandellós II	PWR	1987	1087	5390
Trillo	PWR	1988	1066	7712
TOTAL			7716	52761

PWR= reactor de agua a presión
BWR= reactor de agua en ebullición.

FUENTE: SEE

toneladas de uranio; 540 correspondientes al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 457 al tipo BWR (reactor de agua en ebullición). De estos, para la exportación se han destinado 690 elementos combustibles, conteniendo 236,4 toneladas de uranio. Los destinos de los elementos fabricados han sido Bélgica, Francia, Alemania, y Suecia.

Por lo que respecta a las centrales nucleares españolas, ENUSA en 2009 ha gestionado y suministrado un total de 307 elementos combustibles, conteniendo 104,46 toneladas de uranio, para las centrales de Almaraz I, Ascó I y II, Cofrentes y Sta. M.^a de Garoña.

Las cantidades contratadas por ENUSA en el 2009 para las centrales nucleares españolas han sido: 804 toneladas de concentrados de uranio (U₃O₈), 679 toneladas en servicios de conversión y 610.000 UTS (Unidades de Trabajo de Separación) en servicios de enriquecimiento.

4.3. SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

Actividades de la Comisión Interministerial para la selección del emplazamiento del ATC y su centro tecnológico asociado

Esta Comisión fue creada por el Real Decreto 775/2006, de 23 de junio (BOE 5-7-06), con el fin de establecer de los criterios que deberá cumplir el emplazamiento del almacén temporal centralizado de combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad (ATC), y de su centro tecnológico asociado. Está compuesta por representantes de

los Ministerios de Industria, Turismo y Comercio, Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, Economía y Hacienda, Ciencia e Innovación, Sanidad y Política Social, y Política Territorial; y del Gabinete del Presidente del Gobierno.

Esta Comisión Interministerial cuenta con un Comité Asesor Técnico integrado por personalidades de reconocido prestigio académico y profesional en materias que afectan a la gestión de los residuos radiactivos, para la elaboración de los dictámenes, evaluaciones y estudios técnicos pertinentes que les sean solicitados por parte de dicha Comisión para el cumplimiento de sus objetivos.

Durante 2009 esta Comisión Interministerial celebró una reunión el 21 de julio.

Asimismo, el 29 de diciembre de 2009 el BOE publicó la Resolución de 23 de diciembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se efectúa la convocatoria pública para la selección de los municipios candidatos a albergar el emplazamiento del Almacén Temporal Centralizado de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos de alta actividad (ATC) y su centro tecnológico asociado.

De acuerdo con esta convocatoria, los municipios interesados han contado con un plazo de un mes, a partir del día siguiente a su publicación, para presentar sus candidaturas.

Posteriormente, la Comisión Interministerial estudiará las candidaturas con el apoyo del Comité Asesor Técnico y, teniendo en cuenta las propuestas que, en su caso, formulen las comunidades



autónomas, elevará al Gobierno las candidaturas seleccionadas. Finalmente, el Gobierno procederá a designar el emplazamiento elegido entre dichas candidaturas.

El seguimiento de todas las fases de este proceso para la selección del emplazamiento de esta instalación se puede realizar a través de la página web: www.emplazamientoatc.es.

Combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares

El combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares a finales de 2009 se indica en el cuadro 4.2.

CUADRO 4.2. COMBUSTIBLE IRRADIADO ALMACENADO EN LAS CENTRALES NUCLEARES

Unidad	Uranio almacenado a 31-12-09 (Kg)
José Cabrera	95.750
Sta. M ^a de Garoña	331.314
Almaraz I	526.564
Almaraz II	495.179
Ascó I	471.872
Ascó II	436.883
Cofrentes	593.797
Vandellós II	387.478
	228.657
Trillo	+ 168.340 (Almacén temporal en el emplazamiento)

FUENTE: SEE.

Residuos radiactivos de baja y media actividad

La instalación de almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de Sierra Albarrana, Centro de

Almacenamiento «El Cabril», situado 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, baja y muy baja actividad.

En el año 2009 se ha continuado con la modificación de los sistemas de control de la Sala de Control principal de la instalación. Esta modificación tiene un plazo previsto de implantación de dos años, asimismo se ha continuado con la renovación de los sistemas de vigilancia de la radiación y de protección contra incendios.

Durante este año, se recibió un total de 1.134,91 m³ de residuos radiactivos de media y baja actividad (RBMA), (1.083,50 m³ procedentes de instalaciones nucleares, 51,41 m³ de instalaciones radiactivas) y 690,76 m³ de residuos radiactivos de muy baja actividad (RBBA), (562,72 m³ procedentes de instalaciones nucleares y 128,04 m³ de instalaciones radiactivas). Con la cantidad recibida en 2009, El Cabril acumula un total de 26.482 m³ de residuos radiactivos, encontrándose el porcentaje de ocupación al 62% de su capacidad total.

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).

Como actuaciones más relevantes de esta empresa en 2009, en el ámbito nacional, cabe destacar la continuación de la fabricación de contenedores del modelo ENSA-DPT para el almacén temporal individualizado de CN Trillo, haciendo entrega de dos nuevos contenedores, que se cargaron en la central durante el verano. Al final de año recibió un encargo nuevo de ENRESA para la fabricación de otros 6 contenedores.

También ha llevado a cabo la carga de los 12 contenedores de combustible gastado en CN José Cabrera y ha instalado los nuevos bastidores de almacenamiento de combustible gastado para CN Cofrentes, operación que concluyó a mediados del año.

Asimismo, esta empresa continuó con la fabricación de cabezales para los elementos combustibles suministrados por ENUSA a diversas centrales nucleares y de la nueva tapa del reactor de CN Vandellós II.

En el mercado internacional ENSA se mantuvo muy activa en 2009, obteniendo pedidos de grandes componentes nucleares para los distintos sistemistas (tecnólogos) líderes en este mercado, así como mediante alianzas con otras empresas del sector, aprovechando sinergias que le permiten una mayor penetración de sus productos.

En lo referente al área de las plantas nuevas, esta empresa permaneció activa en los principales mercados internacionales: China, Europa, EE.UU. e India. Concretamente, recibió un pedido de Westinghouse para generadores de vapor de plantas AP-1000 y obtuvo un pedido con GE-Hitachi

para una vasija del tipo ESBWR con destino a la planta nueva a construir en North Anna en EE.UU.

En China continuó trabajando en un pedido para suministrar el diseño, un generador de vapor y partes de otros tres en 2012 para la nueva planta en la isla Hainan y recibió un nuevo pedido para el diseño y fabricación de 22 cambiadores de calor para las centrales EPR de Taishan. También continuó con la fabricación de intercambiadores para la central EPR de Flammaville (Francia). Asimismo, para la central de Olkivuoto 3 (Finlandia), ha suministrado y montado en su primera fase las penetraciones de la zona contención conocidas como Fixed Points.

Por lo que se refiere al reemplazo de componentes, ENSA cuenta con importantes contratos para EE.UU., Francia, Suecia, Eslovenia y Suiza, habiendo conseguido pedidos para suministrar una tapa de reactor para Krsko (Eslovenia), y dos tapas para las dos unidades de la planta de Beznau (Suiza). Asimismo, está fabricando generadores de vapor y presurizadores de reemplazo para las siguientes plantas; Waterford (EE.UU.), con entrega en 2010, Ringhals (Suecia), y Gravelines (Francia), ambos serán entregados en el transcurso del 2011.

También esta empresa ha entregado en 2009 varios juegos de componentes internos para los reactores de las centrales de Forsmark y Oskarsham (Suecia) para el tecnólogo Westinghouse.

En los mercados de nuevas tecnologías, durante el 2009 ENSA siguió participando, en el marco del proyecto ITER, dentro del consorcio internacional



del que forma parte, con el objetivo de contratar la fabricación del reactor de vacío (componente principal del ITER), durante 2010. Además, durante el 2009 esta empresa ha continuado trabajando, con importantes progresos en el reactor experimental Jules Horowitz, en el consorcio formado por CIEMAT y en el que participan varias empresas españolas.

4.5. EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS

Parque nuclear

CN José Cabrera: actividades de preparación al desmantelamiento

La central nuclear José Cabrera, situada en el término municipal de Almonacid de Zorita (Guadalajara), fue la primera central nuclear construida en España. Se conectó a la red en julio de 1968 y tenía una potencia instalada de 150 MWe.

Mediante la Orden Ministerial de fecha 14 de octubre de 2002, se concedió a la empresa Unión Fenosa Generación, S.A., (actualmente Gas Natural SDG), una renovación de la Autorización de Explotación de la central hasta el 30 de abril de 2006, estableciendo que esta sería la fecha de cese definitivo de explotación de la central, de acuerdo con el informe del Consejo de Seguridad Nuclear.

Posteriormente, la Orden de fecha 20 de abril de 2006 declaró el cese definitivo de la explotación

de la central nuclear José Cabrera y se establecieron, de acuerdo con el CSN, los límites y condiciones a los que se debía someter la operación de la central hasta el inicio de su desmantelamiento.

Previamente a la transferencia de titularidad, y al inicio de las actividades de desmantelamiento, se ha descargado el combustible del reactor y de la piscina de almacenamiento, y se han acondicionado los residuos generados durante la explotación. Todo el combustible gastado (377 elementos) está almacenado temporalmente en contenedores en seco en el Almacén Temporal Individualizado (ATI), situado en el emplazamiento de la central y que fue autorizado mediante Resolución de la DGPEM de fecha 15 de diciembre de 2006.

La autorización de transferencia de titularidad y autorización de desmantelamiento ha contado con el informe favorable del CSN y con la Resolución de 21 de diciembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Cambio Climático, por la que se formula declaración de impacto ambiental (BOE 14-1-10).

Está previsto que el desmantelamiento se lleve a cabo en seis años, incluyendo el desmantelamiento del ATI, de forma que el emplazamiento quede liberado en su totalidad para que pueda ser utilizado sin ningún tipo de restricciones desde el punto de vista radiológico.

CN Almaraz

Con fecha 18-12-09 la Dirección General de Política Energética y Minas autorizó a esta central

nuclear la modificación de diseño solicitada por su titular, que le permite un incremento de la potencia en la Unidad I hasta los 2.947 megavatios térmicos.

Este incremento de potencia térmica, que supondrá un aumento de potencia eléctrica de unos 60 MW, está condicionado a la apreciación favorable por el Consejo de Seguridad Nuclear de los resultados de un Plan de Pruebas y al cumplimiento de las condiciones que se incluyen en la autorización, establecidas por dicho Organismo.

Entre las modificaciones realizadas en la central cabe destacar las llevadas a cabo en la turbina de alta presión y en las bombas de condensado y de drenaje de los calentadores; la sustitución del alternador por uno de mayor capacidad y la implantación de torres de refrigeración adicionales para el sistema de refrigeración de turbina y alternador.

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 2009 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 2008, ya que la anualidad percibida

no ha cubierto los intereses que generó la deuda durante el año 2009 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.

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 2009 las actividades realizadas se han centrado fundamentalmente en la demolición de pocillos, tuberías y depósitos del área del reactor JEN-1, en el relleno de la cavidad de los depósitos enterrados, descontaminación de terrenos entre los edificios 13 y 53, y en la operación y mantenimiento de las instalaciones auxiliares.

Se ha continuado trabajando en el proceso documental y analítico asociado al proceso de desclasificación de superficies y grandes piezas.



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:

1. Criterios de diseño y seguridad para el almacenamiento y transporte en seco de combustible gastado.
2. Proyecto de extracción de materiales de los internos de la vasija de la CN José Cabrera, para su estudio.
3. Iniciativa Jules Horowitz Reactor.
4. Capacidades industria nuclear.
5. Ingeniería Civil.

El 8 de octubre de 2009 se celebró en la sede del Consejo de Seguridad Nuclear 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, y se informó sobre el desarrollo del VII Programa Marco de la UE, de la Plataforma tecnológica europea de energía nuclear sostenible y del Plan Nacional de I+D. Asimismo,

siguiendo lo establecido en los Estatutos de la Plataforma, se procedió a la renovación de los cargos del Presidente y del Secretario General de la Plataforma Tecnológica de energía nuclear de fisión CEIDEN.

4.7. NORMATIVA APROBADA Y EN ELABORACIÓN

Normativa nacional aprobada

- *Modificación de la Ley 25/1964, sobre Energía y Nuclear, y de la Ley 57/1997, del Sector Eléctrico, mediante la Ley 11/2009, de 26 de octubre. (BOE 27-10-09).*

La Disposición final novena de la Ley 11/2009, de 26 de octubre, por la que se regulan las Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión en el Mercado Inmobiliario, añade un nuevo artículo a la Ley sobre Energía Nuclear, relativo a la gestión de residuos radiactivos y modifica y deroga la disposición adicional sexta y sexta bis, respectivamente, de la Ley del Sector Eléctrico.

El objeto de esta modificación es declarar servicio público la gestión de los residuos radiactivos y el desmantelamiento y clausura de las instalaciones nucleares –cuya financiación se llevará a cabo mediante el establecimiento de las correspondientes tasas–, manteniendo la naturaleza de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA) como sociedad anónima mercantil.

Con su entrada en vigor, a partir del 1 de enero de 2010 los titulares de las centrales nucleares pasan

a hacerse cargo de todos los costes correspondientes a las actividades de ENRESA relativos a las centrales nucleares. Es decir, no sólo los imputables a la explotación de las centrales nucleares a partir del 1 de abril del 2005, como hasta ahora, sino los imputables a la explotación de estas centrales desde su inicio, liberando a la tarifa eléctrica de esta carga.

Antecedentes

A través de diversas disposiciones legales, modificativas del contenido de las disposiciones adicionales sexta y sexta bis de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, fundamentalmente la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, y los Reales Decretos Leyes 5/2005, de 11 de marzo y 6/2009, de 30 de abril, se ha desarrollado un proceso gradual tendente a sustituir la financiación de los costes de gestión de los residuos y de desmantelamiento de las centrales nucleares, con cargo a la tarifa eléctrica, por la percepción de diversas tasas que recaen sobre las propias centrales nucleares generadoras de los residuos.

Este sistema de repercusión de costes de gestión de los residuos y de desmantelamiento de las centrales nucleares, así configurado, no había llegado, sin embargo, a ponerse en vigor a través de tasas, por cuanto su efectividad, en virtud de las citadas disposiciones de rango legal, quedaba supeditada a la previa configuración práctica de la sociedad estatal ENRESA como entidad pública empresarial.

Contenido de la disposición final novena de la Ley 11/2009

Dado que se ha decidido mantener la naturaleza de ENRESA como sociedad anónima mercantil, se hacía necesario proceder a una serie de modificaciones legales para, considerando la gestión de los residuos radiactivos como un servicio público, que se financia mediante tasas, encomendar este servicio a ENRESA. Por ello, mediante esta disposición final:

1. Se modifica la Ley sobre Energía Nuclear para:
 - a) Compilar una serie de aspectos en relación con la gestión de residuos que aunque ya estaban contemplados en las disposiciones adicionales sexta y sexta bis de la Ley 54/1997, no habían entrado en vigor por no haberse producido la constitución efectiva de la entidad pública empresarial ENRESA (declarar la gestión de los residuos radiactivos como servicio público esencial; determinar que corresponde al Gobierno establecer la política sobre gestión de los residuos radiactivos; facultar al MITYC para ejercer las facultades de expropiación que sean precisas para el cumplimiento de los fines de ENRESA; establecer que el Estado asumirá la titularidad de los residuos radiactivos una vez se haya procedido a su almacenamiento definitivo).
 - b) Establecer una serie de nuevas disposiciones derivadas del mantenimiento de ENRESA como sociedad anónima mercantil (encomendar a ENRESA la gestión de este servicio



público; establecer que ENRESA se constituye como medio propio y servicio técnico de la Administración, realizando las funciones que le sean encomendadas por el Gobierno; y establecer que la tutela de ENRESA corresponderá al MITYC, a través de la Secretaría de Estado de Energía).

2. Por otro lado, se modifica la Ley del Sector Eléctrico, modificando y refundiendo en una sola disposición adicional sexta los aspectos aplicables a la financiación de la gestión de los residuos radiactivos en esta nueva situación, que a partir del 1 de enero de 2010, se lleva a cabo mediante las correspondientes tasas. Es decir, las cantidades que hasta esa fecha ENRESA recaudaba mediante la aplicación de un porcentaje sobre las tarifas de acceso; la facturación a los titulares de las centrales nucleares; la facturación a ENUSA en relación con la fábrica de combustible nuclear y la facturación a los titulares de las instalaciones radiactivas, pasan a constituirse en tasas.

El enlace del sistema de tasas configurado, con la gestión encomendada a ENRESA, se establece a través del Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radioactivos, que se nutre, entre otros ingresos, con los libramientos desde el Tesoro de los recursos procedentes de la gestión y recaudación públicas de las tasas, y que sólo podrá aplicarse por ENRESA a gastos, trabajos, proyectos e inmovilizaciones derivados de actuaciones previstas en el Plan General de Residuos Radioactivos aprobado por el Gobierno.

- *Real Decreto 243/2009, de 27 de febrero, 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. (BOE 2-4-09).*

Mediante este Real Decreto 243/2009, de 27 de febrero, se incorpora al derecho español 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. Esta Directiva modifica la anterior Directiva 92/3/EURATOM, 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 y, por tanto, de este Real Decreto, 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, cuestión que, desde la perspectiva de la protección radiológica, carecía de justificación.

Este nuevo Real Decreto deroga el Real Decreto 2088/1994, de 20 de octubre, por el que se dictaban las disposiciones de aplicación de la referida Directiva 92/3/EURATOM del Consejo.

- *Real Decreto 1085/2009, de 3 de julio, por el que se aprueba el Reglamento sobre instalación y utilización de aparatos de rayos X con fines de diagnóstico médico. (BOE 18-7-09).*

El anterior 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 ha hecho preciso establecer una nueva regulación en este ámbito.

Por ello, este 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 Programa 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.

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, desarrollados respectivamente a instancias del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), de Naciones Unidas (Convenio de Viena) y de la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE (NEA-OCDE) (Convenio de París de 1960, complementado por el Convenio de Bruselas de 1963).

Con la excepción de unos pocos países 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, 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 las enmienda de 2004 de los Convenios de París y de Bruselas, se ha elaborado un proyecto 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 eléctrico 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 a propiedades	incluye también daños medioambientales
Límite temporal para presentar reclamación	10 años	30 años, para daños a personas, y 10 para otros daños



Asimismo, en el proyecto 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.

- *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 aprobada 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 remitido a los diferentes Ministerios y Organismos competentes a través de la Secretaría General Técnica del MITYC.

- *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, 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.

Normativa comunitaria aprobada

- *Directiva 2009/71/EURATOM del Consejo, de 25 de junio, por la que se establece un marco comunitario para la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares.*

Esta Directiva tiene por objeto establecer un marco comunitario para mantener y promover la mejora continua de la seguridad nuclear y su regulación, y garantizar que los Estados miembros adopten disposiciones nacionales adecuadas para un alto nivel de seguridad en la protección de los trabajadores y el público en general, contra los riesgos que resultan de las radiaciones ionizantes procedentes de instalaciones nucleares. De carácter muy general, regula 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 Directiva aplica a cualquier instalación nuclear civil que opere con arreglo a una licencia, en todas las fases cubiertas por dicha licencia.

La Directiva se centra en 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 de la seguridad.
- Transparencia en las cuestiones relacionadas con la seguridad de las instalaciones y su gestión.
- Realización de autoevaluaciones periódicas de los marcos nacionales y autoridades reguladoras competentes, y revisiones inter-pares.

La propuesta de Directiva se presentó en el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo de la UE durante la segunda mitad de 2008, bajo presidencia francesa, y fue finalizada en la primera mitad de 2009, bajo presidencia checa. En la redacción del texto de la Directiva se tuvieron en cuenta las consideraciones y sugerencias del Grupo de Alto Nivel en Seguridad Nuclear (ENSREG), formado por los reguladores de los Estados miembros.

La Directiva fue publicada en el Diario Oficial de la UE el 2 de julio de 2009, y el plazo para su transposición al derecho interno de cada Estado miembro concluye el 22 de julio de 2011.

- *Reglamento (CE) n.º 1048/2009 del Consejo, de 23 de octubre, por el que se modifica el Reglamento (CE) n.º 733/2008, relativo a las condiciones de importación de productos agrícolas originarios de terceros países como consecuencia del accidente ocurrido en la central nuclear de Chernóbil.*

El Reglamento supone la prórroga, hasta 31 de marzo de 2020, del Reglamento 733/2008, que establece tolerancias máximas de radiactividad a cumplir para la importación de productos agrícolas originarios de terceros países y destinados a la alimentación humana, que son objeto de control



por parte de los Estados miembros. Fue publicado en el Diario Oficial de la UE el 6 de noviembre de 2009.

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 en 1959 un acuerdo marco sobre cooperación en usos pacíficos de la energía nuclear, que incluía aspectos tales como colaboración en actividades de investigación y desarrollo o el intercambio de materiales, bienes y equipos nucleares. Este acuerdo se ha venido modificando y completando en su ámbito de aplicación mediante enmiendas parciales en los años 1978, 1981, 1985 y 1991.

Con objeto de simplificar el texto y de dotarlo con un mayor alcance, la parte canadiense y la Comisión Europea acordaron comenzar los trabajos para obtener un nuevo acuerdo de cooperación.

Por la parte europea, el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo de la UE comenzó a discutir el nuevo mandato de negociación durante las presidencias francesa y checa (2008 y 2009), con objeto de establecer a la Comisión las directrices que deberá seguir en la negociación del acuerdo en sí. En junio de 2009, bajo presidencia checa, se llegó a un acuerdo de texto, que fue aprobado por el Consejo. Actualmente las negociaciones están pendientes de que Canadá obtenga su propio mandato del Gobierno.

- *Decisión del Consejo para la negociación de un Acuerdo de cooperación entre Euratom y la Federación Rusa sobre el uso pacífico de la energía nuclear.*

Tras un anterior intento fallido de formalizar un Acuerdo con Rusia sobre el uso pacífico de la energía nuclear, para el cual se adoptaron formalmente directrices de negociación en el año 2003, la Unión Europea decidió recientemente formalizar un nuevo mandato de negociación, dado que desde entonces se han producido cambios sustanciales en el contexto de la UE y de Rusia.

Las discusiones sobre el nuevo mandato de negociación se iniciaron en el Grupo de Cuestiones Atómicas durante presidencia checa, y finalizaron bajo presidencia sueca, en diciembre de 2009. El nuevo mandato establece las directrices de negociación para la celebración del Acuerdo.

En las mismas se otorga especial importancia al establecimiento de unas condiciones de mercado equitativas y transparentes, y se pide que se respete la seguridad de abastecimiento, la protección de los intereses de los consumidores y el mantenimiento de la viabilidad de la industria europea, especialmente en las fases iniciales del ciclo de combustible nuclear. El mandato plantea establecer un mecanismo de vigilancia de la evolución del mercado de materiales nucleares, especialmente en el mercado de enriquecimiento. En relación a la seguridad de los reactores de primera generación rusos, en el mandato se incluye una cláusula por la que, durante las negociaciones, se prestará particular atención a este punto, y se

intentará llegar a compromisos para desactivar dichas centrales.

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 a declarar.

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 ha venido siendo el de introducir 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 disponible, 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 ha sido un proceso complejo y no exento de dificultades, ya que ha llevado 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 han llevado a cabo de forma anunciada para EURATOM, los Estados y los operadores.

Durante el año 2009 se finalizó el proceso de negociación con el OIEA y la Comisión Europea para la aplicación de las salvaguardias integradas en las instalaciones nucleares españolas. De esta forma, a partir del 1 de septiembre de 2009 este sistema se empezó a aplicar para la fábrica de elementos combustibles de Juzbado.

Asimismo, se han mantenido conversaciones y reuniones con ambos organismos para clarificar el sistema bajo salvaguardias integradas a aplicar en los reactores españoles y, por su parte, la Comisión Europea ha elaborado un documento específico sobre la aplicación de las salvaguardias integradas a los reactores españoles.

Las salvaguardias integradas aplican en España y en todos los Estados de la Unión Europea desde el 1 de enero de 2010.

4.9. ACTIVIDAD DE ORGANISMOS INTERNACIONALES

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

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

Las actuaciones relacionadas con dichas organizaciones se han canalizado principalmente a través de la participación en los grupos de trabajo y comités que se indican a continuación, junto a las principales decisiones o actividades desarrolladas por los mismos durante 2009.

Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE)

Además de las actividades llevadas a cabo por el Grupo de Cuestiones Atómicas, cuyos trabajos ya se han abordado en el apartado de normativa comunitaria, el MITYC ha participado, en el ámbito del Tratado EURATOM, en los siguientes grupos y comités:

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

El ENSREG es un grupo de expertos independiente, asesor de las instituciones europeas, formado

por altos representantes de la regulación nuclear de los Estados miembros y la Comisión en materia de seguridad nuclear y protección radiológica. Desde su creación en 2007, el ENSREG ha tratado de promover la mejora continua y el entendimiento común en el seno de la UE en materias como la seguridad nuclear o la gestión de residuos radiactivos. ENSREG desarrolla su cometido por medio de 3 grupos de trabajo: Seguridad nuclear, Gestión de Residuos Radiactivos y Desmantelamiento, y Transparencia.

En julio de 2009, ENSREG presentó su primer informe de actividades al Consejo y al Parlamento Europeo, informe que debe presentar una vez cada dos años y en el que resume las principales actividades llevadas a cabo por el grupo en dicho periodo.

En el campo de la seguridad nuclear:

– ENSREG ha desarrollado unas primeras conclusiones acerca de las misiones de revisión de los marcos reguladores de los Estados miembros desarrolladas por el OIEA, así como de las autoevaluaciones llevadas a cabo en los últimos 10 años. Dicho estudio puso de manifiesto la gran cantidad de lecciones aprendidas y buenas prácticas que pueden obtenerse de tales misiones, instando a los Estados miembros a que facilitaran expertos para participar de dichas misiones y a que las solicitaran para su propio marco regulador de forma periódica. ENSREG se comprometió a desarrollar una compilación de los resultados de las misiones de revisión y a identificar áreas comunes de mejora de los marcos reguladores en seguridad nuclear en la UE.

– Asimismo, ENSREG está promoviendo un mejor aprovechamiento de los resultados de la Convención de Seguridad Nuclear a nivel europeo, por ejemplo, por medio de buenas prácticas o lecciones aprendidas que pudieran ser implementadas a nivel nacional. Los recursos humanos o la cultura de seguridad podrían ser temas adecuados para ello.

– Por último, ENSREG desarrolló 10 principios básicos en seguridad nuclear que inspiraron el desarrollo de la Directiva EURATOM 2009/71, por la que se crea un marco comunitario de seguridad nuclear.

En el campo de la gestión segura de residuos radiactivos y desmantelamiento, ENSREG promovió el desarrollo de programas nacionales de gestión segura de los residuos radiactivos, cuyos objetivos, contenidos e implementación, fueron publicados en una guía específica sobre programas nacionales sobre gestión de estos residuos. ENSREG también desarrolló una publicación acerca de los beneficios resultantes de las peer reviews (o revisiones inter pares), los diferentes organismos que las ofrecen y su concreta aplicación a los programas nacionales de gestión de residuos radiactivos. Por otro lado, ENSREG resaltó la conveniencia de hacer un mejor uso, en el seno de la UE, de los resultados de la Convención conjunta sobre seguridad en la gestión de residuos radiactivos y combustible gastado, identificando puntos comunes de mejora en los Estados miembros.

Por último, en el campo de la transparencia, ENSREG comenzó a trabajar en la identificación de mejores prácticas para el futuro desarrollo de una



guía para reguladores. También cabe destacar la publicación de un documento recopilatorio de la legislación internacional y comunitaria en materia de transparencia, así como la puesta en marcha de su página web: <http://www.ensreg.eu/>

Durante el año 2009 también comenzaron los trabajos preparatorios de una posible Directiva europea de gestión segura de residuos radiactivos y combustible gastado y una Conferencia de reguladores que, previsiblemente, tendrá lugar en 2011.

- *Foro Europeo de Energía Nuclear (ENEF).*

El ENEF es un Foro de alto nivel creado en 2007, con objeto de facilitar un debate en el seno de la UE entre todos los interesados (stakeholders) del sector nuclear, en el que participan representantes, tanto del ámbito institucional como de la industria nuclear, asociaciones y otras organizaciones europeas.

La República Checa y Eslovaquia se han ofrecido para albergar alternativamente las reuniones de este Foro en Praga y en Bratislava, con una periodicidad prevista anual, habiéndose celebrado hasta la fecha cuatro reuniones, la última de las cuales tuvo lugar en Praga, el 28 y 29 de mayo de 2009.

El debate del Foro gira en torno a los documentos y trabajos preparatorios de tres grupos de trabajo: Oportunidades, Riesgos y Transparencia. Los resultados de dichos grupos de trabajo son expuestos en las reuniones plenarias del Foro. Entre los principales asuntos discutidos cabe citar los siguientes:

- Por lo que se refiere al Trabajo en Oportunidades, cabe resaltar los siguientes: La competitividad de la energía nuclear bajo distintos escenarios de análisis, el traslado de los costes de la energía nuclear, el trazado de un posible «roadmap» de legislación nuclear o las distintas opciones de financiación de la energía nuclear.
- En cuanto a Riesgos se refiere, cabe destacar el análisis realizado por el ENEF en cuanto a la Directiva de Seguridad Nuclear y a la coordinación con el ENSREG en este punto, y los análisis realizados sobre la situación de los países en materia de almacenamientos geológicos para los residuos radiactivos y el combustible gastado.
- Por último, en el ámbito de la transparencia, cabe reseñar las recomendaciones realizadas a todos los agentes de la energía nuclear en materia de participación del público (marco institucional de participación pública, recursos financieros efectivos que la permitan, cooperación con las comunidades vecinas), información (centros de información, rol que deben jugar las comunidades locales, calidad de la información suministrada), comunicación (comités de información local, pronta integración del público en los procesos) y toma de decisiones (procedimientos, tiempos, derechos y responsabilidades).
- *Comité Consultivo de la Agencia de Aprovisionamiento de EURATOM.*

El Tratado EURATOM prevé la creación de esta Agencia y establece entre sus tareas y obligaciones la de velar por el abastecimiento regular y

equitativo en materiales nucleares de los usuarios de la UE. Su Comité Consultivo tiene por objeto asistir a la Agencia en el desarrollo de sus funciones, así como aportar información, análisis y una opinión cualificada.

Durante el 2009, el Comité celebró dos reuniones, en las que se redactó un borrador de nuevas Reglas de la Agencia, tras la aprobación en 2008 de sus nuevos Estatutos, y se aprobó la creación de un nuevo Grupo de trabajo sobre Precios y Seguridad de Suministro.

El informe de esta Agencia relativo a 2008, en el que se resumen las actividades de la Agencia, su programa de trabajo, así como la situación del mercado mundial y europeo de combustible nuclear, se encuentra disponible en:

http://ec.europa.eu/euratom/anreport_en.html

- *Cooperación exterior en materia de seguridad nuclear.*

Desde el año 2007, prácticamente toda la asistencia de la UE a terceros países en materia de energía nuclear se realiza con cargo al Instrumento de Cooperación en materia de Seguridad Nuclear (INSC) establecido por medio del Reglamento del Consejo 300/2007/EURATOM, con objeto de prestar asistencia en los ámbitos de la seguridad nuclear, la protección radiológica o la aplicación efectiva de salvaguardias. Este instrumento es el heredero de otros programas anteriores que concedían ayudas en el campo nuclear, como TACIS (entre otros), distinguiéndose de su predecesor por dos razones: el Instrumento se crea como una

iniciativa restringida al ámbito nuclear (TACIS tenía un alcance más amplio) y el alcance geográfico se extiende no sólo a los países CIS, sino que se posibilita el apoyo a cualquier tercer país.

El Instrumento prevé una asistencia de 524 M€ para el periodo 2007-2013, y las líneas de actuación se rigen por una Estrategia y unos Programas Indicativos (PI) tri-anales, que son concretados por Programas de Acción anuales. Su propuesta corresponde a la Comisión, pero sujeta a la aprobación por mayoría cualificada de un Comité formado por representantes de los Estados miembros.

Hasta el año 2009, la Estrategia y el PI preveían un reparto geográfico de fondos equitativo entre Rusia, Ucrania y otros países en tres partes iguales. No obstante, la realidad ha sido muy distinta, ya que de los 217 M€ previstos para el periodo 2007-2009, Ucrania ha sido el principal destinatario de fondos con 128 M€ (más de un 65% del total para el periodo), debido en parte a las importantes contribuciones a las cuentas destinadas a Chernóbil: el Fondo del Sarcófago de Chernóbil y la Cuenta de Seguridad Nuclear, dotadas con más de 60 M€.

En lo que respecta a Rusia, las ayudas concedidas por el Instrumento han sufrido un claro revés al no haberse alcanzado un acuerdo con las autoridades rusas. Ello ha ocasionado que del total de la ayuda 2007-2009 inicialmente prevista para Rusia (72 M€), tan solo 8,5 M€ hayan sido finalmente asignados.

Por lo que se refiere a nuevos destinos, suponen en la práctica casi un 28% de la ayuda concedida.



Por regiones, las más destacadas son Oriente Próximo (Armenia, Georgia, Jordania), los Países del Este (Bielorrusia), seguido de Iberoamérica (Brasil) y Sudeste Asiático (Vietnam y Filipinas).

Mención destacada merece la creciente asignación a proyectos del OIEA (6,5 M€), que se prevé continuará creciendo en un futuro, y que regionalmente ha estado orientada al Sudeste Asiático. Dadas las dificultades que han surgido con la asistencia a Rusia, la cooperación con Rusia a través del OIEA se postula como una opción importante.

Hasta ahora, se han adjudicado dos proyectos a una empresa española (Iberdrola) por un total de 3 M€. Ambos proyectos consisten en la prestación de asistencia «in situ» en una central nuclear rusa (Kola) y otra ucraniana (Khmelnitsky).

Por su parte, el Consejo de Seguridad Nuclear está participando en distintos proyectos de apoyo a los reguladores nucleares en países como Egipto o Jordania.

- *Comité sobre Fondos de Desmantelamiento (DFG).*

En 2005 la Comisión Europea constituyó un Grupo Asesor de Expertos sobre Fondos de Desmantelamiento, que tenía por objeto proporcionar 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.

Posteriormente, el Grupo comenzó a trabajar en el desarrollo de una guía interpretativa de la Reco-

mendación, cuyo primer borrador terminó en 2009, en la que se recoge la interpretación que el DFG hace de cada artículo de la misma. Se espera que esté lista a comienzos de 2010.

En paralelo, el DFG está asesorando a la Comisión en el desarrollo de un cuestionario orientado a los Estados miembros, con objeto de recabar la información necesaria para la elaboración del tercer Informe de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo sobre la utilización de los recursos financieros destinados al desmantelamiento de instalaciones nucleares.

Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE)

La NEA (Nuclear Energy Agency) es un organismo de la OCDE con sede en París, del que actualmente forman parte casi todos los Estados de la OCDE (a excepción de Polonia y Nueva Zelanda), y del que forman parte muchos Estados miembros de la UE (Austria, Bélgica, Chequia, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Holanda, Portugal, Eslovaquia, España, Suecia o Reino Unido). La Comisión Europea también toma parte en los trabajos de la Agencia (aunque no es miembro).

Según se recoge en su Estatuto, la NEA tiene por objeto un mayor desarrollo en el uso de la energía nuclear, incluyendo otras aplicaciones que utilicen radiaciones ionizantes para fines pacíficos, a través de la cooperación internacional. A tales efectos, la NEA promueve el desarrollo de estudios técnicos y económicos y consultas sobre los programas y proyectos en que participan los Estados relativos a I+D

o a la industria de la energía nuclear. Dentro de los campos a los que contribuye, cabe destacar la protección radiológica, la seguridad nuclear, la responsabilidad por daños nucleares a terceros o la eliminación de los obstáculos al comercio internacional de la industria nuclear.

Su Estatuto confía las tareas encomendadas a la NEA a su Comité de Dirección, a los grupos creados por éste y a la Secretaría, cuyo Director General es el español Luis Echávarri.

- *Comité de Dirección.*

Está formado por los representantes de todos los Estados Parte de la NEA, asistidos para sus funciones por la Secretaría. Se reúne dos veces al año y revisa los resultados de los distintos grupos de trabajo, así como toma decisiones de carácter estratégico, como la elaboración del Presupuesto o la adopción del Plan Estratégico.

En 2009, este Comité se reunió en abril y en octubre, y abordó, entre otros temas, la creación de un grupo asesor del Comité de Dirección para un Presupuesto Sostenible de la NEA, la adopción de un Presupuesto de crecimiento nominal cero para el año 2010, la presentación de los resultados de los distintos grupos de trabajo o los debates en torno al nuevo Plan Estratégico de la NEA para el periodo 2011-2016.

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

Entre las funciones de este Comité, creado en 1977, se incluyen la evaluación de la potencial con-

tribución 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 distintas estrategias para el ciclo del combustible nuclear.

En la única reunión del Comité, celebrada en junio, se trataron varios temas, como los informes de los países y otras organizaciones (Comisión Europea, Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA) y Agencia Internacional de la Energía (AIE)); el seguimiento de los distintos proyectos y actividades incluidas en el Programa de Trabajo para 2009-2010 (p.e.: actividades del Grupo del Uranio, límites al desarrollo de la energía nuclear, evolución de la energía nuclear, contribución de la energía nuclear al cambio climático, tendencias en el ciclo de combustible, educación, formación y gestión del conocimiento); la presentación de las publicaciones del Comité; o las discusiones sobre el «2010 Nuclear Roadmap», a publicar en 2010 y preparado conjuntamente con la AIE, y sobre el borrador del Plan Estratégico de la NEA para el periodo 2011-2016. Asimismo, se informó de la celebración, en enero de 2009, de un workshop sobre seguridad en el suministro de radioisótopos al objeto de discutir la problemática e identificar medidas correctoras, y de la posterior creación de un grupo de trabajo. Igualmente, se discutió el futuro programa de trabajo del Comité para 2011-2012, y se mantuvo una sesión informativa sobre iniciativas internacionales de apoyo al desarrollo futuro de la energía nuclear («Generation IV Inter-



national Forum» (GIF), «Multinational Design Evaluation Programme» (MDEP), «Global Nuclear Energy Partnership» (GNEP) o «International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles» (INPRO)).

- *Comité de Derecho Nuclear (NLC).*

Este Comité, creado en 1957, constituye un foro de discusión sobre el desarrollo y armonización de la legislación en los diferentes aspectos de la actividad nuclear, centrandose gran parte de sus esfuerzos en la interpretación, implementación, mejora y modernización de los regímenes de responsabilidad civil por daños nucleares, particularmente los derivados de los Convenios de París y complementario de Bruselas y sus revisiones, celebrados bajo los auspicios de la OCDE.

En 2009 se celebraron dos reuniones del Comité, en junio y en noviembre. Dentro del programa regular del Comité, el principal asunto tratado fue el relativo a los Convenios de París y Bruselas sobre responsabilidad civil por daños nucleares, y concretamente el estado de ratificación e implementación de los Protocolos de 2004 de enmienda de dichos Convenios. Si bien los Estados miembros realizan avances en la adaptación de sus legislaciones nacionales a dichos Protocolos, siguen poniéndose de manifiesto las dificultades existentes en relación con la cobertura por parte del mercado de seguros de determinados riesgos contemplados en el Protocolo de París de 2004, especialmente el aumento del periodo de reclamación de los daños personales de 10 a 30 años y, en algunos casos, los daños medioambientales. Asimismo, fueron objeto de discusión la propuesta alemana sobre la

exclusión de instalaciones en proceso de desmantelamiento, que requirió de una reunión ad-hoc de algunas partes contratantes, incluida España, y algunos puntos del Exposé des motifs (documento explicativo) del Protocolo de París.

En la reunión de noviembre tuvo lugar una sesión informativa sobre la nacionalidad de los residuos radiactivos, incluyendo los movimientos transfronterizos y las prohibiciones de importación, así como la cuestión de su titularidad.

Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA-Naciones Unidas)

- *Conferencia General.*

La Conferencia General anual de este Organismo, que fue la 53.^a, tuvo lugar del 14 al 18 de septiembre de 2009, con la asistencia de, aproximadamente, 1.400 delegados de los 130 Estados miembros que participaron. Entre los temas tratados en ella se incluyeron:

- Aprobación del nombramiento del nuevo Director General del Organismo, el Embajador japonés Yukiya Amano, para el periodo de cuatro años que comprende hasta el 30 de noviembre de 2013.
- Elección de Miembros de la Junta de Gobernadores. Formarán parte de la Junta por un año los trece Estados miembros designados por la Junta saliente (Alemania, Austria, Brasil, Canadá, China, EEUU, Rusia, Francia, India, Japón, Reino Unido, Sudáfrica y Suiza), los once desig-

- nados por dos años por la Conferencia General anterior (Argentina, Cuba, Paraguay, España, Turquía, Rumanía, Burkina Faso, Egipto, Afganistán, Malasia y Nueva Zelanda) y los once nombrados, por dos años, por esta Conferencia General (Perú, Venezuela, Dinamarca, Holanda, Azerbayán, Ucrania, Camerún, Kenia, Pakistán, Mongolia y Corea).
- Medidas para fortalecer la cooperación internacional en materia de seguridad nuclear, radiológica y del transporte y de gestión de desechos. La resolución aprobada reconoce la importancia de los organismos reguladores y de las misiones de revisión «inter-pares» (denominadas peer reviews o misiones IRRS) y de las lecciones compartidas por las mismas, con expresa mención del Taller sobre la IRRS organizado por el CSN que tuvo lugar en Sevilla en 2008.
 - Otros temas debatidos, cuyas resoluciones pueden ser encontradas en la página web del OIEA fueron:
 - Seguridad física nuclear – medidas de protección contra el terrorismo nuclear.
 - Fortalecimiento de las actividades de cooperación técnica del Organismo
 - 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.
 - Capacidades nucleares de Israel.
- Asimismo, se presentó el Informe anual de 2008, se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo para 2010 de 253.921.345 € más 59.563.316 \$ (el presupuesto del OIEA se hace, parte en euros y parte en dólares), en el que a España le corresponde el 2,923% del total (7.319.617 €, más 1.721.622 \$) y las contribuciones voluntarias al Fondo de Cooperación Técnica para 2010, para las que se estableció una cifra objetivo de 85 M\$, de la que a España le corresponden 2.430.150 \$.
- *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.
- 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. España terminará su



actual mandato en la Junta en septiembre de 2010.

Entre las cuestiones más relevantes tratadas en 2009 se encuentran el nombramiento del nuevo Director General del Organismo, la aprobación del Plan de Seguridad Nuclear Física 2010-2013, la publicación de una Resolución sobre Irán y una Resolución referente a la solicitud de la Federación de Rusia en relación con su iniciativa para establecer una reserva de uranio poco enriquecido (UPE), a fin de suministrar al OIEA UPE destinado a sus Estados miembros.

Dentro de las labores más habituales de la Junta también es de destacar la preparación del informe anual 2008 sobre las actividades del Organismo, la aprobación del informe sobre tecnología nuclear 2009, el informe sobre seguridad física 2009, el Programa de Cooperación Técnica para 2010 y los Presupuestos para el año 2010.

- *Convención Conjunta sobre la Seguridad en la Gestión del Combustible Gastado y sobre la Seguridad en la Gestión de los Residuos Radiactivos.*

La Convención Conjunta sobre la Seguridad en la Gestión del Combustible Gastado y sobre la Seguridad en la Gestión de los Residuos Radiactivos tiene por objeto lograr y mantener un alto grado de seguridad en la gestión del combustible gastado y de los desechos radiactivos mediante la mejora de las medidas nacionales y de la cooperación internacional, así como asegurar que en todas las etapas de la gestión del combustible gastado y de los desechos radiactivos haya medidas eficaces contra los riesgos radiológicos potenciales.

La Convención Conjunta establece un mecanismo de revisión ínter pares respecto del cumplimiento de sus disposiciones, que se lleva a cabo por medio de reuniones de revisión cada 3 años con la participación de todas las Partes Contratantes. A tal efecto, las Partes deben elaborar previamente un informe nacional de cumplimiento y remitirlo al Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA), que es el organismo depositario de la Convención Conjunta y el que actúa como Secretaría de la misma. En dicha reunión, las Partes Contratantes llevan a cabo una presentación de su informe nacional ante las otras Partes, respondiendo a las preguntas que se susciten y participando del debate y el diálogo entre las mismas.

A tal efecto, España elaboró, siguiendo la experiencia de ocasiones anteriores, un tercer informe nacional que fue remitido a la Secretaría de la Convención en octubre de 2008. La elaboración de este tercer informe nacional fue coordinada desde la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con la participación activa del Consejo de Seguridad Nuclear, de ENRESA y del sector eléctrico (UNESA).

Dicho informe fue presentado en la tercera reunión de revisión de la Convención, que tuvo lugar entre el 11 y el 20 de mayo de 2009 en la sede del OIEA en Viena, y se encuentra disponible en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio:

<http://www.mityc.es/energia/nuclear/Residuos/GestionResiduos/Convencion/Paginas/convencionconjunta.aspx>.

Grupo de Suministradores Nucleares (GSN)

Este grupo tiene como objetivo el control del comercio internacional de materiales y tecnologías susceptibles de ser utilizadas en actividades de proliferación de armas nucleares y se reúne, tanto en forma de Plenario como de Grupo de trabajo. En él se establecen guías de actuación con objeto de fortalecer el régimen global de no proliferación y mejorar la aplicación de los controles de exportación, cuestión que en los últimos tiempos ha cobrado un gran protagonismo.

Durante 2009 el trabajo del GSN ha sido continuación del realizado en el año 2008, centrándose, principalmente, en los debates en torno a los párrafos 6 y 7 de las directrices del GSN.

La revisión del párrafo 6 de las directrices (que se refiere a controles especiales sobre exportaciones sensibles, tales como las relativas al enriquecimiento de uranio y reprocesamiento de combustible nuclear), 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 especiales que se han de aplicar a las exportaciones de tecnología, equipos o instalaciones vinculadas con el enriquecimiento de uranio.

Se espera que en el año 2010 se llegue a un acuerdo en la redacción final de dichos párrafos.

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 sus respectivos órganos de gobierno.

- *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.



Los proyectos más importantes que actualmente son financiados por ambos fondos son 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.

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.

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)

Fondo de Ignalina.

Lituania contaba con dos reactores de diseño RBMK 1500 que, como resultado de las negociaciones entabladas para su entrada en la UE, se comprometió a cerrar en 2005 y 2008. Finalmente, el reactor Ignalina 1 cerró en diciembre de 2004 y el de Ignalina 2, en diciembre de 2009.

En la actualidad, las contribuciones de los donantes ascienden a unos 725 M€, de los cuales España

aportó 1,5 M€ en 2002, pasando a ser miembro de pleno derecho en las asambleas de contribuyentes. Se estima, aunque no sin gran incertidumbre, que el fondo deberá alcanzar los 1.000 M€ para completar los trabajos.

Los principales proyectos en los que se continúa trabajando engloban la construcción de un almacén temporal del combustible gastado, una instalación de almacenamiento de residuos sólidos, un repositorio cercano a la superficie para residuos de baja y media actividad o la implementación de medidas de eficiencia energética.

Cabe destacar la adjudicación, en el año 2009, de un contrato a Iberdrola para la construcción de una planta de ciclo combinado por un valor estimado de unos 130 M€.

Fondo de Bohunice

La República Eslovaca se comprometió, en el marco de las negociaciones de acceso a la UE, al cierre de sus dos reactores de diseño VVER de Bohunice antes de 2008.

En la actualidad, el Fondo cuenta con contribuciones de hasta 380 M€, de los cuales España aportó 1,5 M€ en 2002, pasando a ser miembro de pleno derecho en las asambleas de contribuyentes.

Dicho Fondo tiene por objeto asistir a Eslovaquia en el desmantelamiento de dichas unidades, financiar el desarrollo de una estrategia de desmantelamiento, sistemas de protección física y sistemas para compensar la reducción en la pro-

ducción de electricidad y calor que el cierre de la planta va ha ocasionado en la República Eslovaca.

Respecto de la participación española, es reseñable 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 hasta el momento presente, si bien, en la actualidad, sólo forman parte del consorcio las empresas españolas.

Fondo de Kozloduy

Bulgaria cumplió su compromiso de cierre de los 4 reactores de diseño VVER 440-230 en el año 2006. A partir de entonces, el Fondo comenzaría a financiar tanto las actividades de desmantelamiento de dichos reactores como las actividades de eficiencia energética y sustitución de la pérdida de producción eléctrica nuclear en Bulgaria.

En la actualidad, las contribuciones de los donantes ascienden a unos 600 M€, de los cuales España ha aportado 1,5 M€ en 2002, pasando a ser miembro de pleno derecho en las asambleas de contribuyentes.

Respecto de la participación española, cabe resaltar la adjudicación a un Consorcio formado por Iberdrola y la compañía belga Belgoprocess de un contrato para la construcción de una planta pionera incineradora de residuos radiactivos por plasma, así como también la adjudicación a un consorcio formado por ENSA y SOCOIN respecto de la extracción de unas resinas iónicas en uno de los tanques de Kozloduy.

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 (hard coal) en el 2009, disminuyó un 4,8% con respecto al año 2008. Este hecho se debe principalmente a una menor producción en algunos pozos y en los cielos abiertos. En lignitos negros disminuyó la producción en un 13,9% incrementándose ligeramente la producción en minería subterránea y disminuyendo la producción de los cielos abiertos. La producción de lignito pardo fue nula habiéndose cerrado las instalaciones de Puentes de García Rodríguez y de Meirama el 31 de diciembre de 2007. La anomalía de comportamiento

entre hulla y antracita se debe a que tras los análisis de los carbones efectuados en las últimas inspecciones, producciones clasificadas históricamente como hullas, pasan a ser antracitas debido a sus menores contenidos en volátiles. (Cuadro 5.1.1).

5.1.2. Demanda interior

La demanda de carbón en toneladas se indica en el Cuadro 5.1.2. Se considera como demanda el reparto de la producción nacional entre empresas eléctricas y el «Almacenamiento estratégico temporal de carbón», a la que se suma la importación neta de carbón, distribuida entre consumo en side-

CUADRO 5.1.1. BALANCE DE CARBÓN

	2008	2009	2009/08	2008	2009	2009/08
	(Miles de toneladas)		%	(Miles de tec) ⁽¹⁾		%
+ PRODUCCIÓN	10.202	9.448	-7,4	6.248	5.397	-13,6
Hulla	4.157	4.060	-2,3	2.952	2.610	-11,6
Antracita	3.149	2.894	-8,1	2.096	1.861	-11,2
Lignito negro	2897	2.494	-13,9	1.200	926	-22,8
+ VARIACIÓN DE STOCKS (2)	-2.345	-5.586		-1.614	-3.565	
Hulla y antracita	-1.951	-4.183		-1431	-2.984	
Lignito negro	-545	-1.403		-226	-582	
Lignito pardo	150	0		44	0	
+ IMPORTACIÓN	21.171	16.856	-20,4	17.591	14.389	-18,2
Hulla coquizable	3.364	2.055	-38,9	3.294	2.018	-38,7
Hulla no coquizable	17.603	14.680	-16,6	14.100	12.254	-13,1
Coque	204	121	-40,7	197	117	-40,7
- EXPORTACIÓN	2.459	1.573	-36,0	2.249	1.431	-36,4
Hulla y antracita	1.835	1.376	-25,0	1.612	1.227	-23,9
Coque	624	197	-68,4	637	204	-67,9
= CONSUMO INTERIOR BRUTO	265.69	191.46	-27,9	19.976	14.790	-26,0

(1) Toneladas equivalentes de carbón.

(2) Existencias iniciales - Existencias finales.

FUENTE: SEE (Secretaría de Estado de Energía).



CUADRO 5.1.2. SECTORIZACIÓN DEL CONSUMO DE CARBÓN

	2008	2009	2009/08	2008	2009	2009/08
	(Miles de toneladas) %			(Miles de tec) (1) %		
1. Generación eléctrica	21.751	16.084	-26,1	15.642	11.570	-26,0
1.1 Compañías eléctricas	21.501	15.836	-26,3	15.508	11.433	-26,3
Hulla y antracita	6.712	3.222	-52,0	4.643	1.899	-59,1
Lignito negro	2.415	1.415	-41,4	1.010	593	-41,3
Lignito pardo	218	0	-100,0	61	0	-100,0
Carbón importado	12.156	11.199	-7,9	9.794	8.941	-8,7
1.2 Autoproductores	251	247	-1,4	134	136	1,5
2. Transf. en coquerías y A.H.	3.491	2.349	-32,7	3.270	2.582	-21,1
3. Fábricas de cemento	280	76	-72,7	238	66	-72,4
4. Inyección en H.A.	673	289	-57,1	527	284	-46,1
5. Resto de industria	292	241	-17,6	240	198	-17,6
6. Usos domésticos	42	44	3,6	29	30	5,5
7. Consumos propios y pérdidas	40	63	58,3	29	61	109,4
Total	26.569	19.146	-27,9	19.976	14.790	-26,0

FUENTE: SEE..

rurgia y fabricación de coque, cementeras, industrias varias, y consumos domésticos y propios.

La demanda de hulla se ha reducido sobre la del año 2009 y la de antracita se ha incrementado, debido al cambio citado de la clasificación de carbones nacionales. La demanda total en toneladas de «hard coal», hulla más antracita, que es la que realmente cuenta a efectos de la demanda total disminuyó en generación eléctrica un 52% en 2009, frente al año 2008. La demanda de lignito negro también disminuyó un 41,4%. No existe producción de lignito pardo desde diciembre de 2007. La demanda total en 2009 bajó un 27,9% en toneladas y un 26% si se expresa en toneladas equivalentes.

La reducción de la demanda se registró en todos los sectores consumidores, aunque el de mayor peso es el sector eléctrico. En 2009, la caída de la

demanda eléctrica, la puesta en marcha de los nuevos grupos de ciclos combinados que funcionan con gas natural y el incremento de generación por energías renovables, son la causa real de la disminución de la demanda de carbón. Es notable también la disminución de la demanda de hulla coquizable, desde 3.491 kt a 2.349 kt, debido a la reducción de producción de acero. Disminuye también el consumo en la industria en general.

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 existe una amplia liberalización en el mercado carbonero español.

En el año 2009 las empresas eléctricas dejan de adquirir carbón nacional porque el precio de electricidad generado con este carbón no es competitivo en el mercado eléctrico. El almacenamiento de carbón nacional en los parques de centrales se eleva desde 6,2 Mt a fin de 2008 hasta 9,6 Mt a final de 2009. También se incrementa el almacenamiento de carbón importado desde 2,8 Mt a 3,9 Mt entre finales de 2008 y 2009. Ante esta situación, el Gobierno encomienda a finales de julio de 2009 a HUNOSA la compra y almacenamiento de la producción de carbón nacional creando un «Almacenamiento estratégico temporal de carbón». Desde agosto hasta final de año se acumulan 1,776 Mt de carbón nacional en el citado stock. La media de PCS de este carbón es de 4.753 kcal/kg y se ha pagado a 1,4142 céntimos de euro por termia, o 67,21 euro/tonelada. El

valor total del carbón almacenado es de 119,4 millones de euros.

En el año 2009 el precio medio del carbón que percibe ayudado por las centrales eléctricas y por el gestor del stock estratégico fue de 55,498 euros/t con un PCS medio de 4.340 kcal/kg. Expresado el precio en céntimos de euro por termia de poder calorífico superior fue de 1,2785. Este precio supone un incremento del 8,61% sobre el precio de 2008, expresado el precio sobre toneladas vendidas y del 9,08% si el precio se expresa en céntimos de euro por termia, puesto que el PCS medio se incrementó desde 4.327 kcal/kg del año 2008 a 4.341 kcal/kg en el año 2009.

Por tanto el valor de la producción de carbón CECA adquirido por centrales eléctricas, por el que se pagaron ayudas fue de 494,369 millones de euros. Se adquirieron 98,13 miles toneladas de carbón CECA sin derecho a ayudas por el que se pagaron 4,258 millones de euros. Por lo tanto el valor de la producción total del carbón entregado al sector eléctrico fue de 498,627 millones de euros, frente a 508,448 millones de 2008.

El ingreso por entregas a centrales eléctricas de carbón CECA que percibió ayudas, para las empre-

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	2009
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	1,9099
Precio		0,77531	0,73924	0,77531	0,82339	0,81137	0,78909	0,83769	0,90315	0,97132	1,00250	1,17210	1,2785
Ayuda		0,70318	0,72722	0,72121	0,75728	0,75728	0,75542	0,75883	0,66235	0,76117	0,77933	0,7597	0,6314

FUENTE: SEE..

sas mineras, se obtiene sumando al valor de la producción, los 244,143 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 2009 y cobran ayudas desde P.G.E. fueron de 817,127 millones de euros, inferior en 18,91 millones de euros a los del año 2008. 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 93,808 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 2009 era de 5.251 trabajadores, frente a los 5.836 del año 2008 lo que origina una disminución de empleo del 10,02%. Este incremento en las disminuciones de plantillas se debe al mantenimiento de la política de prejubilaciones. Históricamente no se ha comentado la plantilla de contratados. En 2009 esa plantilla era de 2.432 trabajadores, frente a los 2.383 trabajadores de 2008 (cuadro 5.1.4).

CUADRO 5.1.4. MANO DE OBRA EMPLEADA EN MINERÍA

	2008	2009	2009/08
Hulla	4.032	3.079	-23,6
Antracita	1.435	1.821	26,9
Lignito negro	369	351	-4,9
Total	5.836	5.251	-10,0

FUENTE: SEE..

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, 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 neta de hulla y de antracita acumuladas, disminuye un 18,14%, pasando de 19,132 millones de toneladas a 15,662 millones de toneladas. La razón principal es el incremento de generación eléctrica mediante gas y el incremento de generación eólica. La reexportación alcanzó en 2007 casi el millón de toneladas, en 2008 alcanza 1,835 millones de toneladas y en 2009 1,376 millones de toneladas.

La mayor parte de las exportaciones se deben al aprovechamiento de buques, que se despachan en España y siguen a Italia. 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

CUADRO 5.1.5. SALDO DEL COMERCIO EXTERIOR 2007 - 2009 (MILEST.)

MINERALES	2007	2008	2009	% 08/07	% 09/08
HULLA importada	23.444	20.010	16.271	-14,65	-18,69
HULLA exportada	849	1.649	1.253	94,23	-24,02
HULLA neta	22.595	18.361	15.018	-18,74	-18,21
ANTRACITA importada	1.019	957	767	-6,08	-19,85
ANTRACITA exportada	102	186	123	82,35	-33,81
ANTRACITA neta	917	771	644	-15,92	-16,48
TOTAL neto importado	23.513	19.132	15.662	-18,63	-18,14

FUENTE: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.

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 1.479 millones de euros en 2007 a 2.062,167 millones de euros en 2008 y a 1.474,841 millones de euros en 2009. No obstante el valor del carbón neto importado en 2008 fue de 1.889,534 millones de euros y en 2009 ese valor del carbón importado neto se cifra en 1.352,423 millones de euros. Los precios unitarios CIF del carbón térmico se incrementaron desde un promedio de 60,58 euros/t en 2007, a 87,47 euros/t en 2008 y disminuyen a 63,03 euros/t en el año 2009. No obstante desde noviembre de 2009 el precio comienza a incrementarse.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2009 por las empresas eléctricas fue de 57,15 euros/tonelada en situación CIF, para un carbón de 5.883 kcal/kg, frente a 84,26 euros/tonelada para un carbón con PCS medio de 5.940 kcal/kg del año 2008. El precio medio estimado de hulla coquizable en el mismo

período, CIF puerto español en el mismo año, fue de 137,196 euros/t y en dólares 201,78 \$/t frente a 148,62 euros/t y en dólares de 218,59 \$/t del año 2008.

El coste del carbón importado en el año 2009 puede estimarse en 1.474.841.657 euros frente a 2.062.166.782 euros del año 2008. El coste de la importación neta de carbón en 2009 fue de 1.352.432.873 euros, frente a 1.889.543.158 euros del año 2008.

5.2. ESTRUCTURA DEL SECTOR

Tras los cierres de empresas y fusiones que han tenido lugar desde diciembre de 2007 quedan en actividad 17 empresas.

De estas 17 empresas que extraían carbón CECA, 7 empresas tienen menos de 25 trabajadores, 1 empresa tiene entre 25 y 50 empleados, 2 tienen entre 50 y 100 trabajadores, 3 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 0,50% de la producción total (46,78 kt). 2 empresas con capacidades anuales entre 25 y 50 kt produjeron el 0,72% de la producción total (68,28 kt). 2 empresas con capacidades anuales entre 50 y 100 kt produjeron el 1,75% de la producción (165,66 kt). 3 empresas con capacidades anuales entre 100 y 500 kt producen el 8,36 % de la producción (790,06 kt) y 7 empresas con capacidad superior a 500 kt anuales producen el 88,67% de la producción (8.376,05 kt).

Desde 1996 no hubo disponibilidades presupuestarias para otorgar ayudas a la inversión, que por otra parte no estaban contempladas en la Decisión 3632/93/CECA. El Reglamento (CE) 1407/2002, que está actualmente en vigor, si autoriza ayudas a la inversión en su artículo 5.2, pero solamente a empresas, que no perciban ayudas para cubrir las diferencias entre costes de producción e ingresos por ventas de carbón. Por tanto las estimaciones de inversión realizadas fundadas en el incremento de los activos totales de las empresas mineras de carbón, que se deducen de las auditorías presentadas por las empresas, no están tan contrastadas como en años anteriores. Pudiera estimarse la totalidad invertida en proyectos de extracción de carbón en 100 millones de euros.

5.3. LA POLÍTICA CARBÓNERA EN EL AÑO 2009

El 23 de junio del 2002 caducó el Tratado CECA. La normativa comunitaria que regulaba el otorgamiento de ayudas hasta esa fecha era la Decisión

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

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

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

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



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

La Comisión Europea el 13 de julio de 2009 en su Decisión C(2009)5525 final aprueba las ayudas otorgadas por España a las empresas mineras de carbón, para cubrir la diferencia entre costes e ingresos, de acuerdo con al artículo 5.3 del Reglamento (CE) n.º 1407/2002, en los años 2008, 2009 y 2010. Sumaban 433,512 millones de euros para 2008, 416,566 millones de euros para 2009 y 396,725 millones de euros para el año 2010.

Las disposiciones normativas nacionales que regularon la actividad de la minería del Carbón en el año 2009 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) n.º 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).

Se desarrolla mediante las Resoluciones:

- Resolución de 9 de febrero de 2009, de la Presidencia del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas a la industria minera del carbón para el ejercicio de 2009, correspondientes a las previstas en el artículo 5.3 del Reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. El BOE de 19 de febrero de 2009 contiene una Corrección de errores de la Resolución de 9 de febrero.
- Resolución de 13 de octubre de 2009, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas a la industria minera del carbón para el ejercicio de 2010, correspondientes a las previstas en el artículo 5.3 del Reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón.

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 18 de noviembre de 2009, 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 2009.
- 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 2009:

- ORDEN ITC/1347/2009, de 22 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/1044/2007, de 12 de abril, 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/2237/2009, de 31 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a pequeños proyectos de inversión generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el período 2009-2012.
- Resolución de 8 de junio de 2009, de la Presidencia 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 2009.
- Resolución de 22 de diciembre de 2009, 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 pequeños proyectos de inversión generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el ejercicio 2010.



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 2009 se han firmado con la Comunidades Autónomas convenios para la ejecución de 1.295 proyectos de infraestructura con un coste de 2.961,6 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 2008 inclusive se aprobaron 1.966 proyectos empresariales, de los que hoy están en vigor 1.234. La inversión comprometida es de 5.842.832 millones de euros. El empleo comprometido de 26.819 puestos, de los que ya están en activo 14.852 puestos de trabajo. La cuantía de la subvención comprometida a fin de 2008 era de 950,050 millones de euros y la pagada hasta finales de 2008 es de 446,050 millones de euros. En el año 2009 se publicó la convocatoria a la que se han presentado 192 proyectos, con una inversión prevista de 579 millones de euros y una creación de empleo de 2.300 puestos de trabajo.

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: se pagaron en 2009 325,489 millones de euros a las diecisiete empresas con actividad extractiva de carbón desde P.G.E..
- Ayudas a costes sociales de reestructuración: Se han pagado 316,284 millones de euros a trabajadores prejubilados y vales de carbón.
- Ayudas para la financiación de costes técnicos de reducción de capacidad: en el año 2009 se pagado 6,700 millones de euros correspondientes a cierres de capacidad efectuados el 31 de diciembre de 2007.

Además S.E.P.I. ha pagado en el año 2009 85,741 millones de euros para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA y otros 68,175 millones de euros para financiar costes sociales y 19,688 millones de euros para financiar costes técnicos de cierres de capacidad.

Se presupuestaron en el Instituto para 2010, 326 millones de euros para financiar pérdidas de explotación en ese año. Además se prevén 335 millones de euros para costes sociales y 10,2 millones de euros para costes técnicos. A su vez se prevé que S.E.P.I. deberá aportar 77,095 millones de euros para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA en 2010 y según el Plan de la empresa otros 29,215 millones de euros para cubrir costes técnicos y 93,45 millones para los costes sociales de sus cierres en 2010. Se prevén en el presupuesto del Instituto para 2010, 199 millones de euros para el desarrollo industrial alternativo de las Comarcas mineras del carbón, y otros 390 millones de euros para financiar infraestructuras.

6. SECTOR GAS



6.1 DEMANDA

Las ventas de gas natural en 2009, excluyendo consumos propios y pérdidas, fueron 398788 GWh, con descenso del 10,5% respecto al año 2008 (cuadro 6.1). Las demandas de gas natural se han visto afectadas por la crisis económica que se viene registrando en los dos últimos años, lo que ha frenado su proceso expansivo en el mercado energético nacional, por lo que la participación de esta energía en el balance de energía primaria fue del 23,8% en 2009, ligeramente inferior al peso del año anterior.

El consumo de gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural fue 448 GWh, con descenso del 21,7% en 2009. Incluyendo este tipo de gas, la demanda total de gas se estima que se ha distribuido en un 14% en el mercado doméstico-comercial y un 34,7% 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 bajado un 6,2% en 2009, debido al descenso de la demanda por la menor actividad económica y, en menor medida, debido a las condiciones climáticas medias más suaves.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2009 se estima en 203075 GWh, un 50,9% del total, de los que el 22,6% es el consumo atribuido a generación eléctrica en la cogeneración (gráfico 6.1) y el resto corresponde al consumo en centrales convencionales. En el último año, el mercado de gas para generación en centrales del Régimen Ordinario ha bajado un 12%, a pesar de la entrada en servicio de nuevos grupos de ciclo combinado, debido al descenso de la demanda eléctrica en el año y al cambio de la estructura de

CUADRO 6.1 DEMANDA DE GAS (GWH) (1)

	2007	2008	Estructura %	%2008/07
Doméstico-comercial	59616	55945	14,0	-6,2
– Gas natural	59044	55497	13,9	-6,0
– Gas manufacturado (2)	572	448	0,1	-21,7
Industrial	161516	138398	34,7	-14,3
Materia prima	1817	1818	0,5	0,1
Cogeneración (3)	44599	45800	11,5	2,7
Generación eléctrica convencional	178786	157275	39,4	-12,0
Total gas natural	445762	398788	99,9	-10,5
Total gas natural y manufacturado	446334	399236	100,0	-10,6
Demanda final de GLP (butano y propano) (4)	1979	1840		-7,0

(1) No incluye consumos propios ni pérdidas.

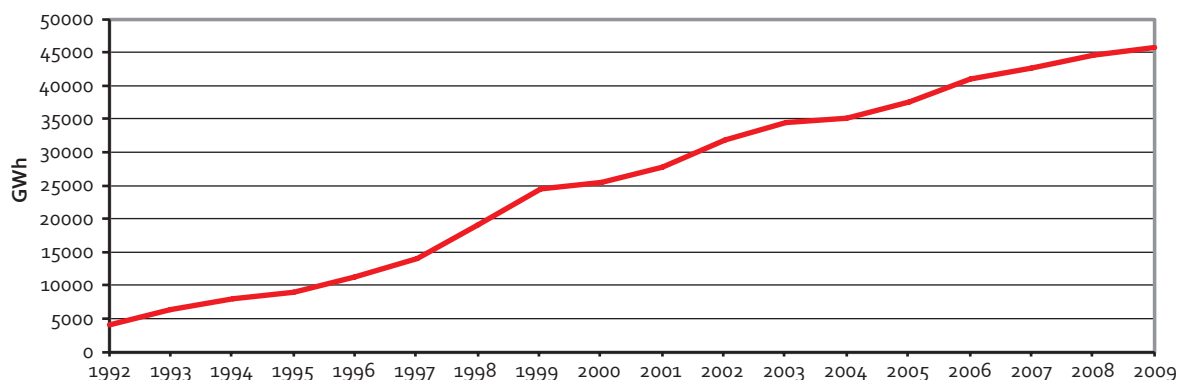
(2) Gas procedente de fuentes distintas del gas natural.

(3) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

(4) Miles de toneladas.



GRAFICO 6.1
ESTIMACIÓN DEL GAS NATURAL EMPLEADO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA POR COGENERACIÓN
(EXCLUYENDO EL EMPLEADO EN LA PARTE TÉRMICA)



generación, con fuerte crecimiento de las energías renovables. Sin embargo, en 2009 ha habido un aumento del 2,7% en el consumo de gas atribuido a la generación eléctrica por cogeneración.

6.2 OFERTA

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 regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural. Las empresas titulares de instalaciones de transporte, en el año 2009, 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.
- Transportista Sureuropea de Gas, S.A.

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 Energía Distribución Cantabria SDG, S.A.
- Gas Natural Castilla León, S.A.
- Gas Natural Navarra, S.A.
- Gas Natural Rioja, S.A.U.
- Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.
- Gas Energía Distribución 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.
- Naturgas Energía Distribución, S.A.
- Iberdrola Distribución de Gas, SAU
- Gas Directo, S.A.
- Gasificadora Regional Canaria, S.A.
- Distribuidora Sureuropea de Gas, SAU
- Transmanchega de Gas, S.A.U.

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 necesarios para ejercer la actividad de comercialización.

La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, modifica a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y sustituye la autorización administrativa previa para el ejercicio de la actividad de comercialización por la presentación por parte de los sujetos que deseen ejercer la actividad de una declaración responsable de cumplimiento de los requisitos establecidos.

Asimismo, la Ley 25/2009, elimina el registro de empresas comercializadoras de gas natural.

Las empresas comercializadoras, a 31 de diciembre de 2009, 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.
- Hidrocantábrico 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.
- Gas Natural SUR, SDG, S.A.
- Iberdrola Generación, S.A.U.
- Iberdrola Comercializadora de Último Recurso, S.A.U.
- Gas Energía Suministro, S.L.
- Gas Energía Suministro SUR, S.L.
- GEM Suministro de Gas 2, S.L.
- GEM Suministro de Gas 2 SUR, S.L.
- HC Naturgas Comercializadora de Último Recurso, S.A.
- Endesa Energía XXI, S.A.

El Gestor Técnico del Sistema

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

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

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 Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, 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.

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.



Procedencia de los abastecimientos

En el año 2009 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 2009 ascendieron a 410.710 GWh lo que supone un incremento negativo del -10,2 % respecto al año 2008, en línea con el descenso de la demanda.

Un 74 % 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 26% restante se importa en forma de gas natural a través de las conexiones internacionales de Larrau, Tarifa y Badajoz, no habiéndose registrado importaciones por Tuy.

En lo que respecta a la distribución por orígenes, las cifras muestran la consolidación del objetivo de diversificación de suministros: once orígenes

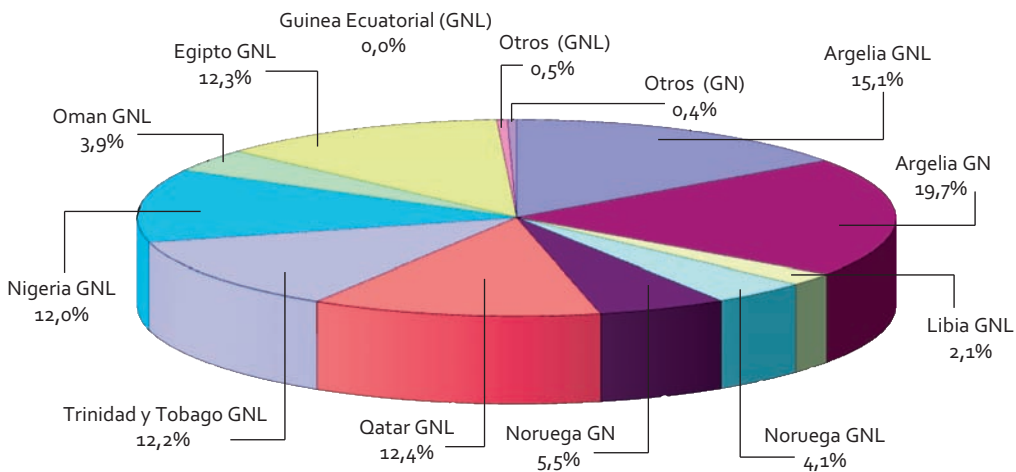
diferentes con cuotas de participación muy repartidas. Argelia sigue siendo el principal suministrador con una cuota cercana al 35%.

El origen de los cargamentos de GNL por países mantiene una estructura similar a la del año 2008. Destaca el descenso de GNL procedente de Nigeria, motivado por la declaración de «fuerza mayor» y el incremento de los cargamentos de Omán. Argelia concentra la mayor importación de GNL, seguida de Qatar, Egipto, Trinidad y Tobago y Nigeria.

El 18 de diciembre descargó en la planta de Huelva el primer buque con origen en Yemen, cargado en la nueva planta de licuefacción Yemen-LNG, con lo que se añade un nuevo origen a la cartera de aprovisionamientos de los comercializadores, ampliando la diversificación de los suministros del sistema gasista.

En cuanto a las importaciones de GN, destaca la bajada en la entrada de gas Argelino en la conexión internacional de Tarifa (19% sobre

GRÁFICO 6.2. PROCEDENCIA DE LOS ABASTECIMIENTOS DE GAS EN 2009



2008). El resto de entradas por gasoducto también disminuyen aunque con menor repercusión, a excepción de Larrau, en la que aumentan las importaciones en un 7%.

En 2009 se produce un notable crecimiento de las exportaciones tanto a Francia como a Portugal, alcanzando 11564 GWh, a finales de año. Estas cifras reflejan el interés de las comercializadoras que operan en el Sistema español por ampliar sus negocios internacionalmente.

Exploración y producción interior de hidrocarburos

Investigación y Exploración

El año 2009 ha visto una intensificación en la actividad de exploración y producción en España. Los

bajos precios del petróleo no han motivado una reducción en los programas de inversión de las empresas. Probablemente, esto se haya debido que la industria sigue apostando por la búsqueda de nuevas reservas ante la expectativa de incremento de precios, en paralelo a la recuperación económica.

Las inversiones totales en este campo han superado los 150 millones de Euros, frente a los 103 millones del año anterior. Como principales actividades, cabe señalar la perforación de casi 12.000 metros de nuevos sondeos, correspondientes a dos pozos en mar y uno en tierra.

En cuanto a la evolución del dominio minero competencia de la Administración General del Estado durante el año 2009, se han otorgado 412.000 Ha. de nuevos permisos frente a 60.000 Ha. renunciadas o extinguidas.

CUADRO 6.2. OTORGAMIENTO DE PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS

DENOMINACIÓN	OPERADOR	UBICACIÓN	EXTENSIÓN (Ha.)
Aries 1	Invexta Recursos, S.L.	Albacete, Murcia y Alicante	100.650
Aries 2	Invexta Recursos, S.L.	Murcia y Alicante	100.650
Fulmar	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Off-shore	31.095
Bezana	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Castilla-León y Cantabria	87.780
Bigüenzo	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Castilla-León y Cantabria	91.654

FUENTE: SEE.

CUADRO 6.3. SOLICITUD DE PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS

DENOMINACIÓN	SOLICITANTES	UBICACIÓN	EXTENSIÓN (Ha.)
Los Basucos	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Cantabria y offshore	18.657
Ruedalabola	Schuepbach Energy Vancast Exploración	Cádiz y offshore	62.028
Tesorillo	Schuepbach Energy Vancast Exploración Petrolíferas, S.A.	Cádiz y offshore	20.676

FUENTE: SEE.



Adicionalmente, se han realizado las cesiones de titularidad en el permiso vigente Siroco-D (BOE de 20 de agosto de 2009) y la renuncia del permiso de investigación Iris, pendiente de publicación en BOE.

En el Cuadro 6.4 se recoge la relación de permisos de investigación vigentes, concedidos por la Administración General del Estado.

CUADRO 6.4 PERMISOS DE INVESTIGACIÓN VIGENTES (AGE)

EMPRESAS	PERMISOS	FECHA PUBLICACIÓN B.O.E	PERIODO	SUPERFICIE
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL JUNCAL	28/03/98	29/03/98 28/03/04	13604,00
RIPSA	CANARIAS-1	23/01/02	24/01/02	45204,00
WOODSIDE	CANARIAS-2		23/01/08	75340,00
RWE	CANARIAS-3			37670,00
	CANARIAS-4			45204,00
	CANARIAS-5			52738,00
	CANARIAS-6			90408,00
	CANARIAS-7			90408,00
	CANARIAS-8			89544,00
	CANARIAS-9			89544,00
		10/04/03		
RIPSA	LUBINA-1	21/02/02	22/02/02	65190,00
	LUBINA-2		21/02/08	68449,50
		31/03/08	21/02/11	
UNION FENOSA	CAMEROS-2	01/08/95	02/08/95	3539,76
TETHYS OILS SP		27/11/02		
SHESA		06/06/06	07/06/06	
OIL & GAS SKILLS			06/06/08	
		28/11/07		
		06/06/08		
		06/04/09	07/04/12	
RIPSA	BALLENA-1	08/11/03	09/11/03	99504,00
	BALLENA-2		08/11/09	93285,00
	BALLENA-3			93285,00
	BALLENA-4			93285,00
	BALLENA-5			99504,00
		24/10/07		
PETROLEUM	NARANJALEJO	19/02/04	20/02/04	10203,00
			19/02/10	
		20/11/09		
RIPSA	SIROCO-A	19/02/04	20/02/04	41352,00
PETROLEUM	SIROCO-B		19/02/10	82704,00
	SIROCO-C	27/04/06		82704,00
		24/10/07		
		16/11/07		
SHESA	ANGOSTO-1	19/12/06	20/12/06	26119,80
CAMBRIA			19/12/2012	
HEYCO E. ESPAÑA		28/11/07		
UNION FENOSA	EBRO-A	19/12/06	20/12/06	21744,24
TETHYS OILS SP			19/12/2012	
SHESA				
OIL & GAS SKILLS		29/11/07		
		06/06/08		

SECTOR GAS

CUADRO 6.4. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN VIGENTES (AGE)

EMPRESAS	PERMISOS	FECHA PUBLICACIÓN B.O.E	PERIODO	SUPERFICIE
SHESA	ENARA	19/12/06	20/12/06 19/12/2012	75852,00
SHESA	USOA	18/02/08	19/02/08 18/02/14	72691,50
SHESA	MIRUA	18/02/08	19/02/08 18/02/14	75240,00
SHESA	USAPAL	18/02/08	19/02/08 18/02/14	74934,00
RIPSA	SIROCO-D	18/02/08	19/02/08 18/02/14	13784,00
RIPSA SHESA	FULMAR	29/01/09	30/01/09 19/01/15	31095,00
INVEXTA	ARIES-1 ARIES-2	29/01/09	30/01/09 19/01/15	100650,00 100650,00
PETROLEUM	BEZANA BIGÜENZO	02/12/09	03/12/09 02/12/15	87780,00 91654,50

FUENTE: SEE.

CUADRO 6.5. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN VIGENTES (CC.AA.)

EMPRESAS	PERMISOS	PUBLICACIÓN	PERIODO	SUPERFICIE	CC.AA.
AYOOPCO	HUERMECES VALDERREDIBLE	28/01/02	29/01/02 28/01/08	12078,00 24065,00	C.A. Castilla y León
HERITAGE PETROLEUM PLC	MIERES	19/04/02	20/04/02 19/04/08	37482,00	C.A. del Principado de Asturias
SERICA ENERGÍA IBÉRICA S.L.U.	ABIEGO PERALTILLA BARBASTRO BINEFAR	24/11/03	25/11/03 24/11/09	37926,00 25484,00 38126,00 25684,00	C.A. de Aragón
HIDROCARBUROS DEL CANTABRICO	LAVIANA LIERES CAMPOMANES	28/11/07 19/03/04	20/03/04 19/03/10	12552,00 12510,00 12563,00	Renuncia parcial C.A. del Principado de Asturias
AYOOPCO	BASCONCILLOS H	08/06/04	09/06/04 08/06/10	19442,82	C.A. Castilla y León
ENAGAS	REUS	28/10/05	29/10/05 28/10/11	25684,00	C.A. de Cataluña
PETROLEUM VANCAST EXP.	VILLAVICIOSA	BOPA 10/06/2008	11/06/08 10/06/14	43553,00	C. A. de Asturias

FUENTE: SEE.



Respecto a la actividad en las Comunidades Autónomas, el siguiente Cuadro 6.5 recoge los permisos vigentes otorgados por las Administraciones Autonómicas.

Producción interior de Gas

En el año 2009 se produjeron 17.029.951 Nm³ (14.475 tep), con lo que se mantiene la tendencia descendente de los últimos años. Durante 2009 el yacimiento 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.

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

6.3. RÉGIMEN ECONÓMICO DE GASES Y PRODUCTOS ASIMILADOS

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 8 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios, en el que se determinaba la necesidad de 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 garantizase una remunera-

CUADRO 6.6. PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS EN 2009

CAMPOS	PRODUCCIÓN			
	Nm ³	Th	Tep	%
POSEIDÓN	42.703	405.679	36,3	0,25%
EL RUEDO	2.661.552	24.459.663	2.262,3	15,63%
LAS BARRERAS	998.646	9.070.702	848,8	5,86%
EL ROMERAL	13.327.050	121.276.155	11.328,0	78,26%
TOTAL	17.029.951	155.212.198	14.475,4	100,00%

FUENTE: SEE.

ción suficiente a las inversiones realizadas, diseñar un sistema de tarifas basado en costes reales de forma que se imputase a cada consumidor los gastos incurridos y por último, regular un sistema de acceso de terceros a la red cuya aplicación se rigiera por los principios de objetividad, transparencia y no discriminación. En él se sistematizan los principios básicos relativos al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, incluyendo el tipo de instalaciones incluidas, los sujetos con derecho de acceso, el procedimiento de acceso, las causas posibles de denegación, y los derechos y obligaciones tanto de los que acceden como de los titulares de las instalaciones.

Asimismo, el Real Decreto terminó con la diferenciación por usos de las tarifas (industriales y doméstico-comerciales) existente hasta la fecha y que fue remplazada por una clasificación en función de la presión de suministro: «Grupo 3»: para suministros a presiones menores o iguales a 4 bares, «Grupo 2» para los suministros a presión mayor que 4 y menor o igual a 60 bares y «Grupo 1» para los suministros a presiones superiores a 60 bares. Cada uno de estos grupos se subdividió a su vez en diversos escalones en función del volumen de consumo anual de gas (cuatro tarifas distintas en el grupo 3, seis en el grupo 2 y tres en el grupo 1). Se eliminó también la fórmula de cálculo de tarifas industriales basada en el coste de las energías alternativas y se substituyó por un sistema basado en el coste de las actividades reguladas, aplicándose 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, al mismo tiempo que el plazo de revi-

sión de dichas tarifas pasó de mensual a trimestral. Por último se reemplazó la unidad de medida que tradicionalmente se empleaba hasta la fecha, la termia, por el kWh.

Anualmente este Real Decreto se materializa en órdenes ministeriales, que desde el año 2002, determinan las tarifas, los peajes de acceso de tercero a las instalaciones y las retribuciones asociadas a las actividades reguladas.

Posteriormente, la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, determinó que las tarifas y peajes pasasen a ser únicos, en lugar de máximos, eliminando por lo tanto la posibilidad de que se realizasen descuentos por parte de los distribuidores. Esta modificación se llevó a cabo mediante la modificación de los artículos 93 y 94 de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (LSH), por otra parte, el artículo 13 habilitó a la Comisión Nacional de la energía para resolver las liquidaciones de gas, modificando el punto 3.º del apartado Tercero de la Disposición adicional undécima de la LSH.

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 creándose simultáneamente la tarifa de último recurso, que, a diferencia de la primera, es aplicada por los comercializadores de último recurso 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 comercialización 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 efectiva 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 determinaron las empresas comercializadoras que acometen esta función, especificando el régimen jurídico a aplicar a los consumidores con derecho a acogerse a esta tarifa de último recurso.

De acuerdo a la Ley 12/2007, 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 primero el procedimiento de cálculo de la tarifa de último recurso de aplicación a partir del 1 de enero de 2008, precisando que dicho mecanismo dejaría de ser de aplicación a partir del mes de octubre. Asimismo, la Orden 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 en realidad dio comienzo a partir de dicha fecha.

En cumplimiento de la citada Orden ITC/3861/2007, se publicó la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se estableció la nueva tarifa de último recurso en vigor a partir del 12 de octubre de 2008 y estipuló que la forma de cálculo debería

adaptarse conforme se desarrollase el procedimiento de subasta que se emplearía 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. Adicionalmente el término variable se revisará 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%.

Modificaciones introducidas desde el 1 de enero de 2009

La Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, que estableció los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, determinó también la tarifa de último recurso de aplicación a partir del 1 de enero de 2009, calculada mediante la aplicación del procedimiento de revisión incluido en la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril.

El Consejo de Ministros, en su reunión de 3 de abril de 2009, y a propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, adoptó el Acuerdo que modificó el calendario al que hace referencia la Disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio, limitando a partir del 1 de julio de 2009 el derecho a acogerse a la tarifa de último

recurso a los consumidores con consumo anual igual o inferior a 50.000 kWh/año, por lo que de hecho se suprimían las tarifas TUR.3 y TUR.4. En aplicación de dicho acuerdo, en la resolución de 3 de abril de 2009 donde se publicó la tarifa de último recurso en vigor a partir del 12 de abril, se incluyó una carta donde se recordaba a los clientes que a partir del 1 de julio entraba en aplicación el nuevo calendario de aplicación de la tarifa de último recurso que limitaba el derecho a acogerse a la misma

El 4 de abril de 2009 se publicó Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, que en su Disposición adicional undécima determinó que los grupos empresariales que tuvieran simultáneamente obligaciones de suministro de último recurso en los sectores de electricidad y gas podrían proceder a unificar dichas obligaciones en una única empresa de comercialización de último recurso. Asimismo, en su Disposición final tercera se incluyó una nueva definición de la tarifa de último recurso: La tarifa de último recurso será el precio máximo y mínimo que podrán cobrar los comercializadores de último recurso a los consumidores que tengan derecho a acogerse a ella, según lo establecido en el artículo 93.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Se entenderá que un consumidor se acoge a la tarifa de último recurso de gas cuando sea suministrado por un comercializador de último recurso de gas. Es decir, mientras el citado artículo 93.1 se determinaba que esta tarifa era máxima, el Real Decreto determinó que también era mínima y por tanto a partir de dicho momento imposibilitó de hecho

la aplicación de cualquier descuento a los comercializadores de último recurso.

El Real Decreto determinó que los comercializadores de último recurso de gas natural que estuvieran aplicando descuentos o condiciones comerciales equivalentes a alguno de sus clientes, dispondrían como máximo hasta el 1 de enero de 2010 para cumplir con lo establecido en el párrafo anterior.

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 utilizarían como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso. Esta Orden constituyó el primer paso para desarrollar el procedimiento de subasta que se empleará en lo sucesivo para la determinación del coste del gas natural a emplear en el cálculo de la tarifa del suministro de último recurso.

La Orden determinaba tres tipos diferentes de productos a subastar: gas de base, definido como una cantidad preestablecida de gas a entregar mensualmente, con una determinada flexibilidad a determinar; gas de invierno, definido como cantidades preestablecidas de gas a entregar en determinados meses, y por último, gas modulado, definido como cantidades de gas a entregar a petición de los comercializadores de último recurso dentro de unos umbrales predeterminados. Para los tres productos, el punto de entrega es el «AOC», punto virtual de la red de transporte.

La Orden estableció los derechos y obligaciones de los participantes en la subasta, tanto compra-



dores como vendedores y se delegó en una resolución de la Secretaría de Estado de Energía el procedimiento de desarrollo de la subasta. El artículo 13 otorgó a la Comisión Nacional de Energía la función de supervisión del proceso, mientras que la Disposición adicional primera asignó al Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A. (OMEL), a través de su filial OMEL Diversificación, S.A.U., la función de organización de diversas subastas del sistema gasista: para la adquisición de gas para la fijación de la tarifa de último recurso, para la adquisición del gas de operación y por último, para la asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo.

Mediante la resolución de 4 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la se establecen determinados aspectos de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el período comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010 se definieron con detalle los productos a subastar: lo que incluía las cantidades de cada uno de los productos y las flexibilidades diarias de entrega.

Una resolución posterior, de 19 de mayo de 2009, también de la Secretaría de Estado, determinó el procedimiento de reparto entre los comercializadores de último recurso de las cantidades de gas adquiridas mediante la subasta, así como la fórmula de revisión trimestral del precio a aplicar al suministro, fórmula que se indexó a la cotización del crudo Brent mediante una fórmula lineal con una pendiente del 25%, pujando los ofertantes por el precio del suministro el primer mes y revisiones

trimestrales de acuerdo a las cotizaciones del Brent y del cambio €/€ del semestre anterior.

$$P_{bn} = P_b + 0,25 * [BR_{Gn}/T_n - BR_{60}/T_0] + A_n$$

Se incluyó igualmente un procedimiento para repercutir en el precio resultante de la subasta las posibles modificaciones que se pudieran producir en el nivel de los peajes y cánones de acceso a lo largo del período de suministro. Por último la resolución incluía las reglas de detalle de la subasta en un Anexo.

En una última resolución, esta vez de la Dirección General de Política Energética y Minas de 9 de junio de 2009, se estableció el precio de salida de la subasta, el procedimiento de comunicación del exceso de oferta de cada ronda y, en un anexo confidencial, la fórmula de incremento de precios en cada ronda en función de dicho exceso de demanda.

Por sentencia del Tribunal Supremo de fecha 21 de abril de 2009 fue anulado 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, sentencia que fue publicada en el Boletín Oficial del Estado de 11 de junio de 2009. En consecuencia, y en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 82 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en la Disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, se procedió a designar de nuevo a los comercializadores de último recurso de gas natural con objeto de garan-

tizar la continuidad del suministro de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso. Asimismo, en su artículo 5, se procedió a modificar el cuarto párrafo del apartado 1 del artículo 67 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en los siguientes términos:

Las autorizaciones de construcción y explotación de los gasoductos de transporte objeto de planificación obligatoria, de acuerdo con el artículo 4 de la presente Ley, deberán ser otorgados mediante un procedimiento que asegure la concurrencia, promovido y resuelto por la autoridad competente cuando se trate de gasoductos de transporte secundario. En el caso de los gasoductos de transporte primario que formen parte de la red mallada, serán autorizados de forma directa a la empresa que tenga atribuidas las funciones de gestor técnico del sistema gasista.

En el caso de otros gasoductos de transporte competencia de la Administración General del Estado, podrán adjudicarse a los titulares de las instalaciones a las que se conecten.

Con esta disposición se nombraba de hecho a ENAGAS, S.A. transportista único de la red troncal de transporte primario de gas.

El 23 de junio se publicó la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural donde se definió la estructura de las tarifas, el mecanismo de imputación de los diferentes peajes en los términos fijos y variables de cada tarifa y la fórmula para calcular el coste de la materia prima. Los costes imputados en la elabo-

ración de las tarifas incluyen los peajes de acceso, costes de comercialización, que consisten en 1,42 €/mes y 0,083 cts/kWh incluidos en el término fijo y término variable respectivamente.

El coste de la materia prima se calcula mediante una fórmula que pondera en un 40% el coste del suministro invernal y en un 60% el del suministro plano. A su vez, el coste de cada uno de los suministros anteriores se calcula ponderando en un 70% referencias internacionales de cotizaciones y en un 30% el precio resultado de la subasta. Como referencia internacional se toma el crudo Brent para el gas destinado a suministro plano mientras que para el gas de invierno se utiliza el promedio de las cotizaciones «NBP» y «Henry Hub». Se incluía asimismo una prima en concepto de riesgo de cantidad (trata de compensar la probabilidad de que se produzca un aumento de demanda inesperado en el momento de precios más elevados) que incrementa en un 3,6% el precio que resulta de la aplicación de la fórmula.

La Orden incluyó la tradicional delegación en la Dirección General de Política Energética y Minas para dictar las correspondientes resoluciones de revisión trimestral de la tarifa siempre que el coste de la materia prima experimentase variaciones al alza o a la baja superiores al 2%. Por último, en la Disposición transitoria única se establecieron unas determinadas tarifas disuasorias de aplicación a los consumidores con un consumo anual superior al límite establecido de 50.000 kWh que continuasen siendo suministrados mediante comercializadores de último recurso, tarifas que se incrementaban progresivamente hasta el 1 de abril de 2010, momento en que dejaban de ser de aplicación.



La metodología de la Orden se aplicó en las Resoluciones de 29 de junio, de 29 de septiembre y de 28 de diciembre, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hicieron públicas las tarifas de último recurso en vigor a partir del 1 de julio, del 1 de octubre de 2009 y 1 de enero de 2010 respectivamente.

Por último, el 31 de diciembre de 2009 se publicó la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista. Esta vez se incluyó como novedad el precio a pagar por parte de los consumidores que transitoriamente no dispongan de contrato de suministro en vigor, que será igual a la tarifa de último recurso TUR.1.

Peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas

La estructura básica de los peajes de acceso de terceros actualmente en vigor se estableció 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 1716/2004, 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 inicialmente 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 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. La 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, en su artículo 6 determinó que el gas inyectado o extraído a contraflujo quedaba exento del pago del correspondiente canon de inyección o extracción.
- Canon de almacenamiento de gas licuado (GNL), aplicable diariamente al gas almacenado, medido en unidades de energía. Como se ha mencionado anteriormente, desde el 1 de enero de 2009 este canon se aplica a todo el GNL almacenado.

Con carácter anual, se han ido actualizando los valores concretos de aplicación de los peajes en función de las estimaciones anuales de retribuciones y las previsiones de crecimiento del mercado. 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, mientras que en el año 2006, mediante la Orden ITC/4100/2005, 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.

- Telemedida. En el año 2005 se había establecido la obligación de instalar la telemedida a los usuarios con consumos superiores a 5 GWh/año, determinando unas penalizaciones para los usuarios que estando obligados a tener 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/3996/2006, 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.
- Peaje 3.5: El problema de los consumidores industriales suministrados a presiones iguales o inferiores a cuatro bares que se mencionó con anterioridad ya se abordó en el año 2006 con la creación de un peaje 2.bis que progresivamente iría convergiendo al peaje del «Grupo 3» que correspondía por la presión de suministro.

Sin embargo en el Ministerio se era consciente de que los peajes del «Grupo 3» en su origen no habían sido configurados para usos industriales, de tal forma que los cuatro escalones creados no alcanzaban los volúmenes de consumo habitual de los consumidores industriales.

En el año 2007 se decidió incorporar un escalón más a los peajes del «Grupo 3», el 3.5, aplicable a los clientes con consumos anuales superiores a 10 GWh, y que a diferencia del resto de los escalones del «Grupo 3», el término fijo es función del caudal contratado. Este peaje se constituye como una alternativa a los peajes 2.bis, al incorporar una rebaja sustancial respecto al escalón más barato del «Grupo 3». Una nota diferenciadora adicional de este peaje es que admite la posibilidad de descuentos en el caso de consumos realizados durante el horario nocturno.

El 29 de diciembre de 2007 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden ITC/3863/2007, 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 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 establecidos mediante la Orden ITC/3802/2008, 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 año anterior (2008) el 75% del precio obtenido en la subasta de almacenamiento subterráneo para el período 2008-2009. Asimismo, el término variable de inyec-

ción 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», determinó que el 1 de julio de 2009 se procedería 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 gasista para dicho año.

Como consecuencia de la crisis económica, durante el mes de junio se constató que la demanda



prevista que se utilizó para la determinación de los peajes y cánones era superior a la demanda que efectivamente producida durante los primeros meses del año 2009, por lo que se procedió a dictar la Orden ITC/1724/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir del día 1 de julio de 2009 en la que se incrementó en un 5% la cuantía de los peajes en vigor desde el 1 de enero de 2009.

El 31 de diciembre de 2009 se publicó la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista. En dicha Orden se incrementaron en un 2% todos los peajes y cánones aplicables con la excepción de los términos de conducción 3.1 y 3.2 del peaje de transporte y distribución. Como otras novedades, cabe citar:

- Se incorporó a Medgaz como punto de entrada de la matriz de peajes de tránsito internacional.
- Se modificó la estructura del peaje interrumpible, para su aplicación a partir del 1 de octubre de 2010, reemplazando la anterior matriz de términos de conducción para interrumpibilidad tipo «A» (cinco días máximos de interrupción) y tipo «B» (10 días de interrupción) por unos descuentos respecto del término aplicable a los contratos firmes del 30% y 50% respectivamente.
- Se suprimieron los peajes 2.4 bis, 2.5 bis y 2.6 bis, peajes transitorios aplicables a los consumidores

industriales suministrados a presiones iguales o inferiores a 4 bar con consumos anteriores al año 2002, ya que resultaban más caros que el peaje equivalente del Grupo 3 (el peaje 3.5). Estos peajes se crearon con carácter transitorio con objeto de ir cubriendo progresivamente el diferencial existente entre el peaje del Grupo 2 y el del Grupo 3. El objetivo es que esa diferencia se cubriera en 10 años, sin embargo las alzas que se han producido en los peajes en los últimos tres años han acortado este plazo en el caso de los peajes aplicables a los consumidores de mayor tamaño.

- Peaje de descarga de buques, se han modificado con el objeto de primar más la descarga en la planta de Mugaridos, que pasa a tener un valor cero, mientras se encarece en un 10% el resto de plantas.

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 las actividades reguladas de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo y de distribución, dentro de este último concepto se incluye a su vez una retribución específica para acometer la gasificación de nuevos municipios. La actividad de transporte incluye a su vez 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 determina 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 que tiene en consideración el 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.

Retribución de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo con anterioridad al 01/01/2007

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, incluyendo una amortización lineal, los gastos operativos y los costes financieros.

En el caso de nuevas instalaciones autorizadas de forma directa, el valor reconocido de la inversión se calculaba mediante la aplicación de unas tablas de valores unitarios estándar de inversión. A partir de dicho valor se deducía la retribución en concepto de amortización empleando las vidas estándar publicadas en la propia Orden mientras que la retribución financiera se determinaba aplicando como tipo de interés la media de las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial del 1,5%. La retribución financiera todos los años se calculaba sobre el valor de la inversión calculado inicialmente. Por último la retribución a los costes de explotación se calculaba por la aplicación de unas tablas de valores unitarios.

Tanto para las instalaciones con puesta en servicio anterior al 2002, como para las posteriores a dicho año y anteriores al las fechas que se indican en los apartados siguientes, la retribución inicial se actualizaba anualmente de acuerdo con la evolución del parámetro coeficiente $(1+fi*IPH)$, siendo fi el factor de eficiencia que hasta la fecha ha sido siempre igual a 0,85 y IPH es la semisuma del IPC y del IPRI.



Cuando un activo alcanzaba el final de la vida útil establecida en la Orden, pero continuaba operativo, se procedía a retraer la amortización de su cifra de retribución anual y se reducía a la mitad la retribución financiera.

Para instalaciones autorizadas por el procedimiento de concurrencia, el valor de la inversión se calculaba de acuerdo con las condiciones de adjudicación del concurso. Hay que hacer notar que el procedimiento de concurso no se ha utilizado en la práctica.

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. En el caso de las plantas de regasificación, su retribución se descomponía en una cantidad fija y una retribución variable que era función del volumen de gas descargado.

En el año 2007 el sistema retributivo sufre 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, estaciones de regulación y medida y estaciones de compresión).

Retribución a las plantas de regasificación a partir del año 2007

A partir de la publicación de la Orden ITC/3994/2006, que establece la retribución a las plantas de rega-

sificación, la retribución financiera de estas instalaciones pasa a ser calculada utilizando el valor neto de los activos en lugar del valor bruto, es decir, restando cada año al valor del activo la amortización acumulada. Esta novedad fue compensada 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 novedad de la citada Orden 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 inferior al que resulta 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 variables 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 explota-

ción y para los de inversión, en lugar del antiguo factor $IPH*fi$.

En el caso de los valores unitarios de explotación fijos, la actualización se lleva a cabo mediante la aplicación del factor $IA = 0,2*(IPRI-x) + 0,8*(IPC-y)$, donde IPRI es el índice de precios industriales e IPC es el índice de precios al consumo, mientras que en el caso de los valores unitarios de explotación variables, el factor a emplear es $IA = 0,8*(ICE-x) + 0,2*(IPRI-y)$, donde ICE es un índice que recoge la variación del coste de la electricidad para estos consumidores e IPRI es el índice de precios industriales de bienes de equipo. En ambos casos «x» equivale a 50 puntos e «y» a 100 puntos básicos.

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

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/3863/2007, de 28 de diciembre, las retribuciones fijas asignadas para el 2008 para los titulares de plantas de regasificación.

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 esta actividad.

El objetivo anterior se materializó en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, que propuso, al igual que en el caso de las plantas de regasificación, un sistema de retribución en base al valor neto de la instalación, junto con una retribución financiera en función del tipo de interés de las 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 9, 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 1804/2007, de 28 de diciembre, se convirtió parte de las concesiones de explotación de hidrocarburos Gaviota I y Gaviota II, situadas 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/3802/2008, 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 almacenamiento subterrá-

neo «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 la desmantelación de las instalaciones.

Retribución a las instalaciones de transporte con puesta en servicio posterior al 1 de enero de 2008

El 4 de marzo de 2008 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el 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. Tal como se menciona en el propio preámbulo, su objetivo es proceder a la adaptación de la retribución del transporte al modelo que se comenzó a definir a finales de 2006, reforzando además la convergencia con el sistema retributivo del transporte eléctrico y con los sistemas retributivos existentes, para estas actividades reguladas, en los Estados europeos de nuestro entorno.

Las innovaciones planteadas siguen la línea de las modificaciones a la retribución de la actividad de regasificación que se introdujeron con la publicación de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, aunque con algunas diferencias:

- Valoración de los activos de acuerdo al valor real auditado más el 50% de la diferencia entre dicho valor y el valor que resulta de la aplicación de los valores unitarios, diferencia que puede ser tanto negativa como positiva.
- La retribución anual se compone de amortización, retribución financiera y costes de explotación.
- Retribución financiera al valor neto anual, aplicando como tipo de interés la media de las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial de 375 puntos básicos.
- Actualización de la amortización anual y del valor neto para el cálculo de la retribución financiera por aplicación del coeficiente $(1+TA)$, siendo «TA» la tasa de actualización igual a 2,5%.
- Cuando un activo alcanza el final de su vida útil regulatoria pero permanece en servicio se le elimina la retribución financiera y la amortización y se le reconoce un coste de extensión de vida útil (COEV), igual al 50% de la suma de la amortización más el 50% de la última retribución financiera.
- Se admite el reconocimiento de retribuciones singulares, definidas como aquellas cuya presión de diseño, configuración, condiciones operativas o técnicas constructivas difieran y superen los estándares habituales empleados en el sistema gasista nacional, como ocurre con los tendidos submarinos y sus estaciones de compresión asociadas.

La retribución por amortización y retribución financiera se devenga desde el 1 de enero del año siguiente a la fecha de puesta en servicio, mientras que el coste de explotación se retribuye desde la propia fecha de puesta en servicio. Se reconoce el derecho a recibir una retribución a cuenta calculada mediante la aplicación de los valores unitarios en vigor.

Otras retribuciones

Adicionalmente a las retribuciones anteriores, la Orden ITC/3802/2008, 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 €.



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.

Con mayor concreción, 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 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/2475/2005, de 28 de julio, por la que se establece el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, en su modalidad de envasado, que incrementó en un 11,3% los costes de comercialización, pasando de los 0,317624 €/kg establecidos en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, a 0,353643 €/kg. En 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 actuali-

zar anualmente mediante Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En cumplimiento de lo anterior, el 30 de junio de 2006 se publicó la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio, 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/1968/2007, 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. 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/1858/2008, de 26 de junio, por la que se actua-

liza 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 de 2007, si bien actualiza los costes de comercialización vigentes, que aumentan un 4,20%.

La Orden ITC/2707/2008, de 26 de septiembre, por la que se determinan los precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, suspendió para el cuarto trimestre de 2008, la aplicación de la fórmula de determinación del precio máximo, establecida en la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, para proteger a los consumidores de la alta variabilidad de las cotizaciones internacionales de la materia prima y del flete.

Asimismo, dicha Orden igualó el precio del GLP envasado que se comercializa en establecimientos comerciales y estaciones de servicio (que desde la entrada en vigor del 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.

La Orden ITC/776/2009, de 30 de marzo, modifica la Orden ITC/1858/2008, 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. Como novedad, en dicha orden, se incluye un procedimiento para la actualización anual de los costes de comercialización.

Finalmente, la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, por la que se modifica la Orden



ITC/1858/2008, de 26 de junio, modifica la fórmula de determinación del precio máximo de los gases licuados del petróleo envasados, de forma que el precio máximo de un trimestre, es función del precio vigente en el trimestre anterior, con el fin de proteger los intereses de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales del flete y la materia prima. Los precios se revisan trimestralmente, siempre que el coste de la materia prima y el flete obtenido de la aplicación de la fórmula correspondiente, experimente una variación al alza o a la baja superior al 2% respecto al valor vigente.

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 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, a los que se adiciona un coste de comercialización.

La Disposición adicional única de la Orden ITC/1968/2007, 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 para el 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 pasaron 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/3292/2008, 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.

En aplicación de la citada Orden ITC/3292/2008, la Resolución de 2 de julio de 2009, de la Dirección General de Política energética y Minas, por la que se hacen públicos los nuevos precios de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización, actualizó los costes de comercialización, que bajaron un 0,44%, quedando fijados en 34,0100 cent/kg para el suministro a usuarios finales y en 20,2141 cent/kg para el suministro a empresas distribuidoras. El término fijo mensual aplicado a los usuarios finales quedó fijado en 1,49 €/mes.

Evolución de los precios de los hidrocarburos gaseosos

Gas natural

Aunque la tarifa de último recurso formalmente empezó a ser de aplicación desde el 1 de enero 2008, hasta el 1 de julio de dicho año se aplicó un régimen provisional durante el cual el suministro continuó siendo realizado por parte de las empresas distribuidoras. Durante dicho período transitorio y después de él, hasta el 12 de octubre se aplicó la Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, mientras que a partir de dicha fecha fue de aplicación la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre.

Durante los años 2008, y 2009, la evolución de las revisiones ha sido completamente 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 6.7 y gráfico 6.3, se

CUADRO 6.7. REVISIONES DEL PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO (IVA INCLUIDO), DE LAS TARIFAS T.1 Y T.2

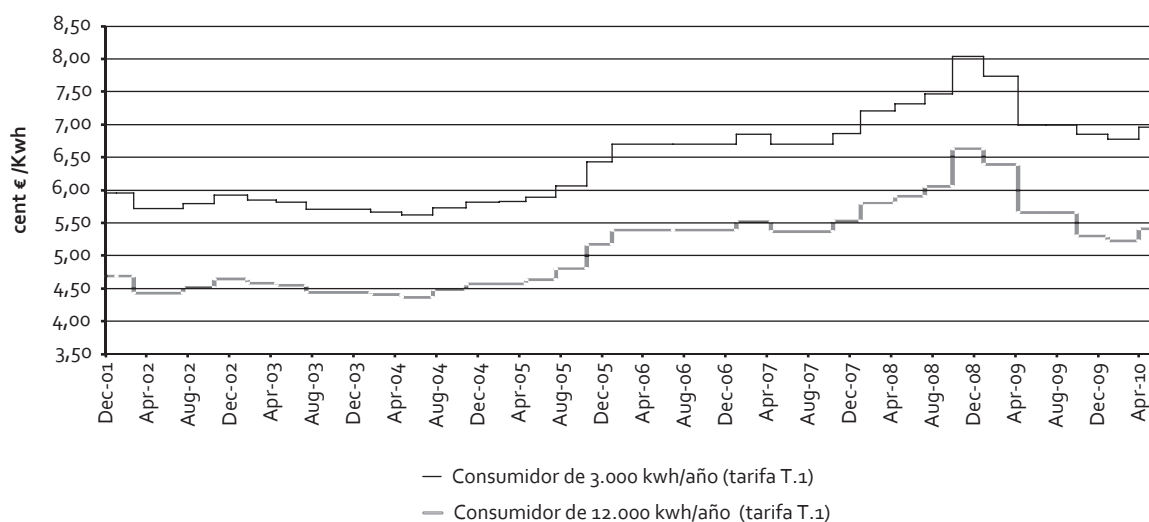
	Precio medio TUR.1 (cts/kWh)	Precio medio TUR.2 (cts/kWh)	Variación T.1 %	Variación T.2 %
01-ene-08	7,2116	5,8012	4,93%	4,83%
12-abr-08	7,3168	5,9064	1,46%	1,81%
12-jul-08	7,4767	6,0663	2,18%	2,71%
01-oct-08	8,0428	6,6323	7,57%	9,33%
01-ene-09	7,7359	6,3960	-3,82%	-3,56%
12-abr-09	6,9971	5,6573	-9,55%	-11,55%
01-jul-09	6,8565	5,3019	-2,01%	-6,28%
01-oct-09	6,8565	5,3019	0,00%	0,00%
01-ene-10	6,7845	5,2299	-1,05%	-1,36%
01-abr-10	6,9649	5,4103	2,66%	3,45%

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. Desde el 1 de julio de 2008 los precios mostrados corresponden a la tarifa de último recurso (TUR 1 y TUR 2 respectivamente).

FUENTE: SEE.



GRÁFICO 6.3
PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA, CON IVA
(USO DOMÉSTICO-COMERCIAL, PRESIÓN SUMINISTRO <= 4 BAR, MERCADO REGULADO)



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 evolución de tarifas para consumidores tipo domésticos-comerciales e industriales, se indican en los cuadros 6.8 y 6.9.

CUADRO 6.8 PRECIO MEDIO REGULADO EN CTS/KWH (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) PARA DIFERENTES CONSUMIDORES DOMÉSTICO-COMERCIALES A PRESIÓN MENOR O IGUAL A 4 BAR

AÑO	D ₁ EUROSTAT 2325 kWh/año	D ₂ EUROSTAT 4650 kWh/año	D _{2-b} EUROSTAT 9303 kWh/año	D ₃ EUROSTAT 23250 kWh/año	D _{3-b} EUROSTAT 34889 kWh/año	D ₄ EUROSTAT (TF 2.1) 290834 kWh/año	D ₄ EUROSTAT (TF.3.4) 290834 kWh/año
1997	4,7696	4,2017	3,6940	3,3013	3,2140	2,6309	2,6309
1998	4,6893	4,1311	3,6327	3,2464	3,1606	2,5872	2,5872
1999	4,4742	3,9426	3,4682	3,0998	3,0179	2,4704	2,4704
2000	5,2837	4,6572	4,0977	3,6630	3,5664	2,9191	2,9191
2001	5,6178	4,9539	4,3605	3,8985	3,7958	3,1070	3,1070
2002	5,2903	4,6816	4,0651	3,6555	3,5644	2,0370	2,5961
2003	5,2709	4,6742	4,0579	3,6590	3,5703	1,9287	2,5670
2004	5,1881	4,5971	3,9866	3,5912	3,5032	1,8470	2,5086
2005	5,4633	4,8723	4,2622	3,8660	3,7779	2,1272	2,7818
2006	6,0619	5,4452	4,8086	4,3954	4,3035	2,7549	3,2649
2007	6,1346	5,5049	4,8553	4,4329	4,3388	2,2478	3,2773
2008	6,7528	6,0921	5,4054	4,9628	4,8643	—	3,7294

Nota: La media en 2007 de la tarifa d4 eurostat (tf 2.1) Es del primer semestre del año, ya que posteriormente se eliminó la tarifa.

SECTOR GAS

NUEVA METODOLOGÍA. BANDAS DE CONSUMO ANUAL (Continuación)

AÑO	< 20 GJ/año (5.556 kWh/año)	20 - 200 GJ/año (5.556 - 55.556 kWh/año)	> 200 GJ/año (55.556 kWh/año)
2007	5,9947	5,0116	4,0986
2008	6,4118	5,2943	4,5068
2009	6,1305	4,9435	4,0776

FUENTE: SEE.

CUADRO 6.9. PRECIO MEDIO REGULADO EN CTS/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
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. BANDAS DE CONSUMO ANUAL

AÑO	< 1.000 GJ/año (278 MWh/año)	1.000 -10.000 GJ/año (278- 2.778 MWh/año)	10.000 -100.000 GJ/año (2,8- 27,8 GWh/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)
2007	3,1838	2,6312	2,5466	2,4109	1,9926	1,9717
2008	3,5570	3,4870	3,0015	2,8039	2,5605	2,4833
2009	4,5721	3,3764	2,9215	2,5175	2,3072	2,1021

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.

En el cuadro 6.10 y gráficos 6.4 y 6.5 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.

Gases licuados del petróleo envasado

En el año 2005 se aplicaron dos sistemas de revisión diferentes: hasta el 30 de julio, en que entró en vigor de la Orden ITC/2475/2005, de 28 de julio,

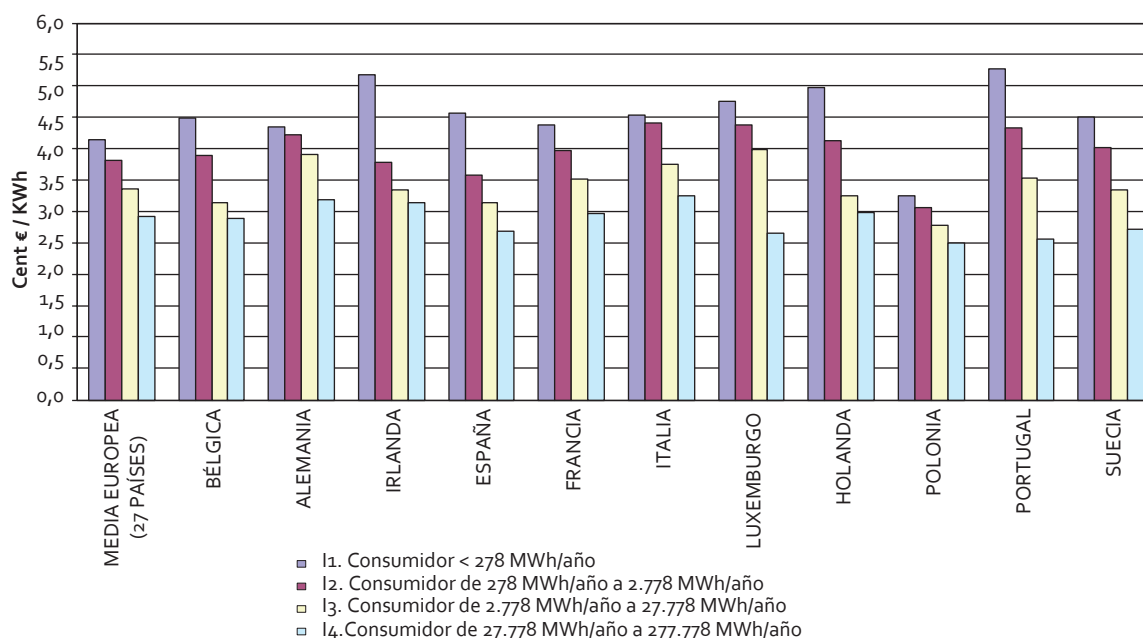


CUADRO 6.10. PRECIOS MEDIOS DE VENTA AL PÚBLICO EN ENERO 2009, IMPUESTOS INCLUIDOS EXCEPTO EL IVA. UNIDAD: CENT €/KWH

	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

FUENTE: World Gas Intelligence.

GRÁFICO 6.4. PRECIO DE VENTA, ANTES DE IMPUESTOS, DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES PRIMER SEMESTRE 2009



FUENTE: Eurostat.

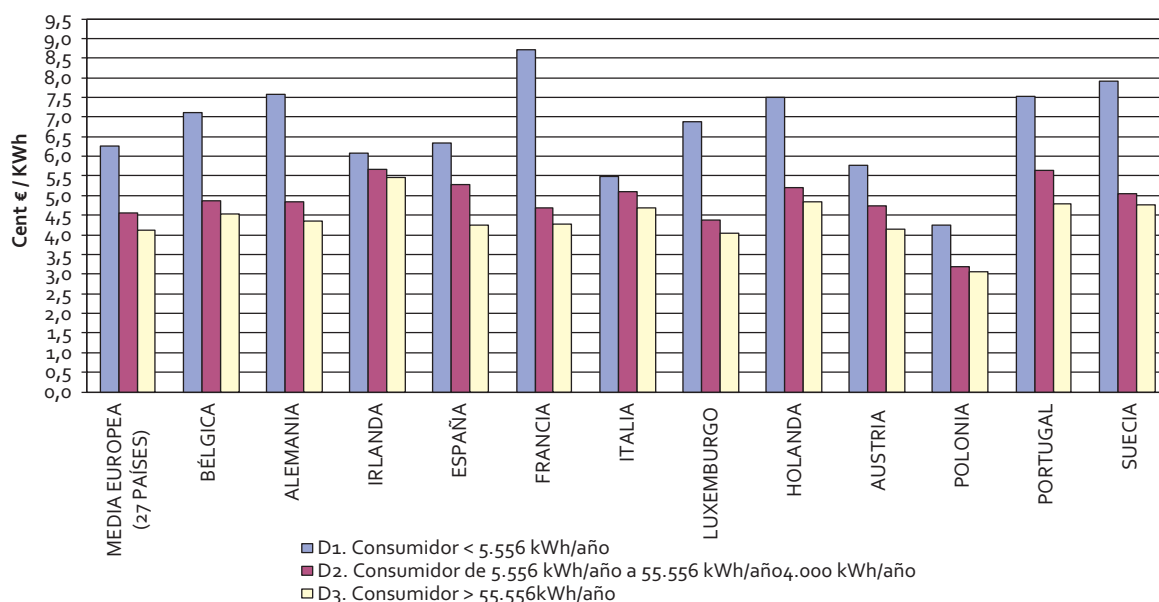
se aplicó la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo de 2002, que se basaba en revisiones semestrales que entraban en vigor el primer día de los meses de abril y octubre.

Posteriormente y aplicando la nueva fórmula y los nuevos costes de comercialización aprobados por

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



GRÁFICO 6.5. PRECIO DE VENTA, ANTES DE IMPUESTOS, DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS AÑO 2009



FUENTE: Eurostat.

La tendencia al alza se mantuvo durante el año 2006, que empezó con un incremento del 10,27% el 1 de enero, hasta alcanzar un precio máximo de 0,77516 €/kg. El 1 de abril de 2006, tuvo lugar una nueva subida, alcanzando el precio máximo de venta los 0,851952 €/kg, es decir un incremento de 9,88% respecto a precio máximo en vigor en el mes de abril. La tendencia alcista se interrumpe el 1 de julio, con la entrada en vigor de la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio, que establece un precio máximo de 0,837188 €/kg. La revisión del mes de octubre es también a la baja, con un precio máximo por kg de 0,811753 €/kg (11,7 €/botella).

El año 2007 comienza con un alza prácticamente inapreciable, al alcanzar el precio máximo 0,812474 €/kg. La revisión del mes de abril dio como resultado un precio máximo de 0,795422 €/kg, situándose el precio máximo de venta de la botella de 12,5 kg en 11,5 €. La nueva regulación

fue la Orden ITC/1968/2007, de 2 de julio, en la que se actualiza el sistema de determinación de precios de venta antes de impuestos. Así, esta ligera bajada se vio compensada por un aumento del precio en julio que se vio incrementado en octubre al alcanzar el precio máximo 0,847885 €/kg.

La tendencia al alza se mantuvo durante el año 2008, que comenzó con un ligero aumento del precio máximo, acrecentado en la revisión del mes de abril al alcanzarse un precio máximo de 0,972682 €/kg, lo que supone un incremento del 14,72% con respecto al precio máximo en vigor en el mes de octubre de 2007. Esta tendencia alcista se interrumpe al aplicar la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, que establece un precio máximo de 0,949253 €/kg. Este precio máximo se mantiene en octubre por aplicación de la Orden ITC/2707/2008, de 26 de septiembre, hasta la siguiente revisión trimestral.



El año 2009 comienza con un leve descenso, al alcanzar el precio máximo de venta 0,931224 €/kg. Esta tendencia bajista se mantiene en la revisión de abril al situarse el precio máximo de venta en 0,722288 €/kg, lo que supone un descenso de un 22,44% con respecto al precio máximo en vigor en enero. La tendencia se invierte en la revisión del mes de julio al producirse un ligero incremento del precio y situarse en 0,722791 €/kg. Con la entrada en vigor de la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, que establece un precio máximo de venta de 0,737528 €/kg, se refuerza la tendencia alcista del precio máximo de venta. Esta tendencia se mantiene durante el año 2010 en las revisiones posteriores, siendo el precio máximo de venta en vigor desde el mes de abril de 0,805890 €/kg.

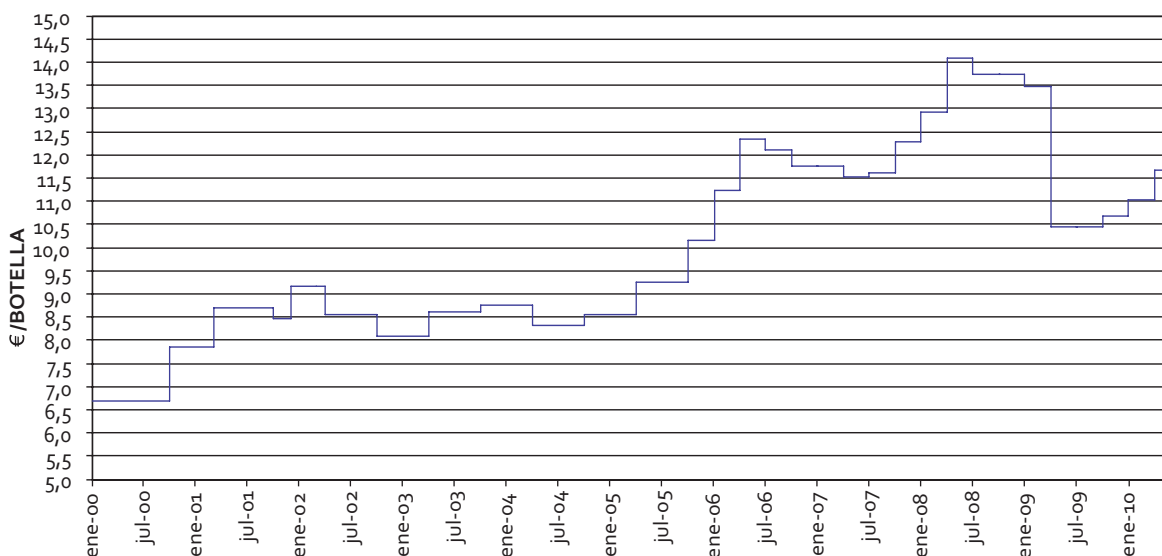
En el cuadro 6.11 y gráfico 6.6 se indica la evolución del precio del GLP envasado en España.

CUADRO 6.11
EVOLUCIÓN PRECIO MÁXIMO DE VENTA
DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 12,5 KG
IMPUESTOS INCLUIDOS

AÑO	€/BOTELLA	INDICE
1994	5,79	100,00
1995	6,24	107,87
1996	6,36	109,87
1997	6,67	115,27
1998	6,25	107,95
1999	6,51	112,55
2000	6,97	120,46
2001	8,44	145,86
2002	6,84	118,12
2003	8,55	147,72
2004	8,51	147,07
2005	9,42	162,83
2006	11,87	205,16
2007	11,81	204,06
2008	13,64	235,66
2009	11,28	194,89

FUENTE: SEE.

GRÁFICO 6.6
PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL PÚBLICO DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 12,5 KG



FUENTE: SEE.

En el cuadro 6.12 se indica el precio del GLP envasado en países europeos, observando que el precio en España es notablemente más bajo que los de nuestro entorno.

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. En 2009, el precio subió hasta febrero, comenzando un descenso hasta mayo, seguido de una tendencia alcista hasta final de año. Como resumen de la evolución de los precios medios anuales entre diferentes años se muestra el cuadro 6.13.

CUADRO 6.13. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GLP CANALIZADO PARA USUARIOS FINALES. CONSUMIDOR DE 500 KG/AÑO

AÑO	CONSUMIDOR TIPO 500 kg/año	
	cent/kWh	INDICE
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	118,75
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	179,64
2007	6,62	182,48
2008	7,46	205,43
2009	5,88	162,01

FUENTE: SEE.

CUADRO 6.12. PRECIOS MEDIOS DE VENTA EUROPEOS DE GLP ENVASADO ABRIL_2010

	ENVASE Kg	PVP		INDICES PVP		IVA	Prec €/Bot. sin Imptos.	Prec €/Kg sin Imptos.	INDICE Prec sin Imptos. €/Kg
		EUROS BOTELLA	EUROS Kg	BOTELLA	Kg				
ESPAÑA	12,5	11,68	0,93	100	100	16%	10,07	0,8055	100
PORTUGAL	13,0	20,00	1,54	171	165	20%	16,67	1,2821	159
FRANCIA	13,0	25,50	1,96	218	210	19,60%	21,32	1,6401	204
BELGICA	12,5	21,36	1,71	183	183	21%	17,65	1,4123	175
R. UNIDO	13,0	29,17	2,24	250	240	17,5%	24,83	1,9097	237

FUENTE: SEE.

6.4. NORMATIVA

La normativa publicada durante el año 2009 que afecte al sector del gas natural es la siguiente:

- Orden ITC/3510/2009, de 29 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2010 (BOE 30/12/2009).



- Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio (BOE 23/12/2009). El artículo 19 modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.
- Real Decreto 1901/2009, de 4 de diciembre, por el que se designa a determinadas empresas como suministradores de último recurso de gas natural (BOE 30/12/2009).
- Resolución de 30 de noviembre de 2009, 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 03/12/2009).
- Resolución de 17 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la información de carácter contable y económico financiero a suministrar por las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización (BOE 24/11/2009).
- Orden ITC/3277/2009, de 10 de noviembre, por la que se determina la retribución provisional para el año 2009 correspondiente a la actividad de distribución en determinados municipios de la Comunidad de Madrid (BOE 04/12/2009).
- Resolución de 15 de julio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista (BOE 27/07/2009).
- Orden ITC/1997/2009, de 21 de julio, de corrección de errores de la Orden ITC/1548/2009, de 4 de junio, por la que se establecen las obligaciones de presentación de información de carácter contable y económico-financiero para las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización (BOE 24/07/2009).
- Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador (BOE 20/06/2009).
- Sentencia de 21 de abril de 2009, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por la que se declara nulo 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 (BOE 11/06/2009).
- Orden ITC/1548/2009, de 4 de junio, por la que se establecen las obligaciones de presentación de información de carácter contable y económico-financiero para las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización (BOE 13/06/2009).
- Orden ITC/1251/2009, de 14 de mayo, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de abril de 2009, mediante el que se modifica el calendario al que hace referencia la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio (BOE 21/05/2009).
- Orden ITC/1246/2009, de 18 de mayo, por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector energético ante las convocatorias de huelga general en el ámbito geográfico de la Comunidad Foral de Navarra y de la



Comunidad Autónoma del País Vasco para el día 21 de mayo de 2009 (BOE 20/05/2009).

- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social (BOE 07/05/2009). La disposición adicional segunda designa de nuevo a los comercializadores de último recurso.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 16 de marzo de 2009, por la que se aprueban los formatos oficiales para la presentación del análisis de inversión y de mercado en las solicitudes de retribución específica de instalaciones de distribución para el año 2009.
- Resolución de 17 de marzo de 2009, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se procede a la revisión y modificación de las de 3 de julio de 2008, por las que, respectivamente, se establecen y hacen públicas las relaciones de operadores principales y dominantes de los sectores energéticos (BOE 04/04/2009).
- Resolución de 18 de marzo de 2009 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determinan ciertos parámetros de la subasta para la asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos para el período comprendido entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2010. (Sin publicar en el BOE). No se incluye el Anexo confidencial.
- Resolución de 9 de marzo de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la subasta para la asignación de la

capacidad de almacenamientos subterráneos para el período comprendido entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2010 (BOE 17/03/2009).

- Orden de 5 de marzo de 2009, por la que se determina la entidad responsable de la organización de las subastas para la asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural y para la adquisición de gas de operación y gas talón. (Sin publicar en el BOE).
- Resolución de 23 de febrero de 2009 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hacen públicas las capacidades disponibles de almacenamientos subterráneos de la red básica de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2009 y 31 de marzo de 2010. (Sin publicar en el BOE).
- Resolución de 15 de diciembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen formularios para la remisión de información de los sujetos del sistema de gas natural (BOE 21/1/2009).

En lo que respecta a la normativa a nivel Europeo hay que destacar la publicación de:

- Directiva 2009/73/EC de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas y por la que se deroga la Directiva 2003/55/EC.
- Reglamento CE-713/2009, de 13 de julio de 2009 por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía.
- Reglamento CE-715/2009 de 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el reglamento CE-1775/2005.

7. SECTOR PETRÓLEO



7.1 DEMANDA

El consumo de productos petrolíferos, excluyendo los consumos propios de refinerías y pérdidas, alcanzó 67 millones de toneladas en 2009, con un descenso del 6,4% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.1.

CUADRO 7.1. CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (1)
(UNIDAD: MILES DE TONELADAS)

	2008	2009	%2009/08
GLP	1980	1840	-7,1
GASOLINAS	6157	5777	-6,2
QUEROSEÑOS	5631	5133	-8,8
GASÓLEOS:	34744	32333	-6,9
• Gasóleo A+B	30133	28343	-5,9
• Gasóleo C	2783	2512	-9,7
• Otros	1828	1478	-19,1
FUEL OIL	11637	11150	-4,2
COQUE DE PETRÓLEO	4438	4303	-3,0
NAFTAS	1787	2033	13,8
OTROS PRODUCTOS	5384	4614	-14,3
TOTAL	71758	67183	-6,4

(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. Expresada en toneladas equivalentes de petróleo, la demanda final de productos petrolíferos en el transporte ha bajado globalmente el 6,2%, mientras el consumo en usos finales de la industria ha disminuido el 6,9%, especialmente en combustibles, aunque también en algunas materias primas petroquímicas. En el sec-

tor residencial y terciario, bajó también la demanda de estos productos el 10,3% debido a la menor actividad económica y a la suavidad climática del año.

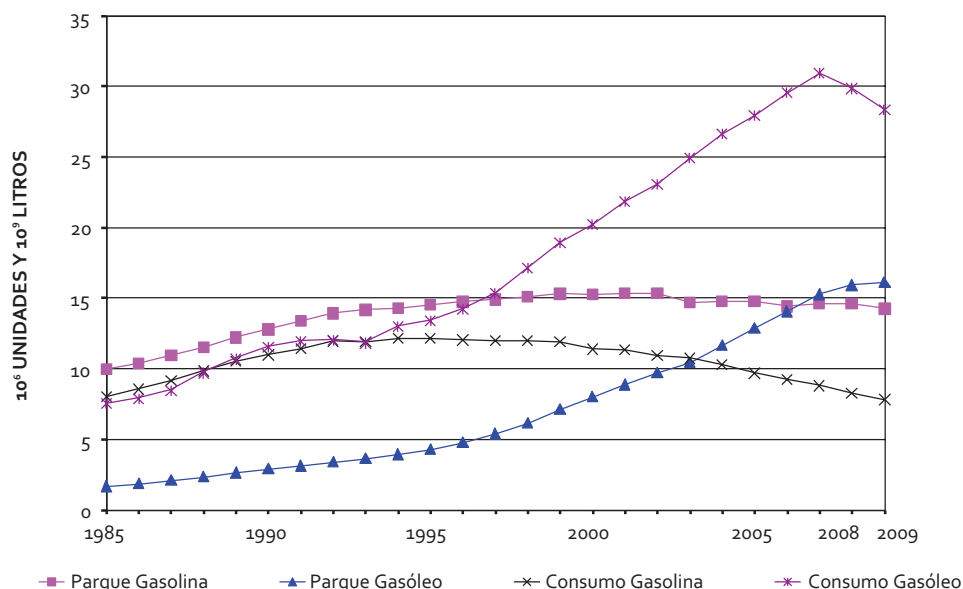
Por productos, destaca el descenso de la demanda de gasóleo automoción, expresada en toneladas, 5,9% en 2009, derivado de la menor actividad del transporte de mercancías y del menor crecimiento del parque de turismos diesel. En querosenos se ha producido un descenso del 8,8% en el año, siendo el carburante de menor descenso de demanda.

En gasolinas, la demanda ha continuado bajando de forma acelerada, debido al ligero descenso del parque de estos vehículos por la dieselización de las nuevas matriculaciones, por lo que la demanda anual bajó un 6,2%. Los datos sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2008, se ralentizó la tendencia creciente de los últimos años, con aumento del 1,5% en los de gasóleo, mientras el parque de automóviles de gasolina bajó el 2,5%, continuando 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 los dos últimos años puede observarse en dicho gráfico.



GRÁFICO 7.1. PARQUE Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES



FUENTE: SEE y DGT.

En cuanto a los sectores energéticos transformadores, bajó la demanda de fuelóleos para generación eléctrica en 2009 en los sistemas extrapeninsulares debido al descenso de la demanda, mientras en el sistema peninsular es ya poco significativo en el Régimen Ordinario. La cogeneración con productos petrolíferos también ha bajado significativamente. En conjunto, la generación con productos petrolíferos sigue teniendo un peso bajo, 6,7%, 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 11,1 millones de toneladas, con un descenso del 4,2%, debido al menor consumo en generación eléctrica, dado que en usos finales es ya poco significativo. El consumo de coque de petróleo bajó un 3%.

El consumo de naftas ha subido significativamente mientras el de otras materias primas petroquímicas ha bajado, haciendo bajar el agregado de otros productos en dicho cuadro.

7.2. OFERTA

Estructura Empresarial del Sector de Hidrocarburos Líquidos en España

Operadores al por mayor

Serán operadores al por mayor aquellos sujetos que comercialicen productos petrolíferos para su posterior distribución al por menor, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 42 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. Los operadores al por mayor a 31 de diciembre de 2009 eran:



- CEPSA
- REPSOL PETRÓLEO, S.A.
- BP OIL ESPAÑA, S.A.
- PETRÓLEOS 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.
- GALP COMERCIALIZACIÓN OIL ESPAÑA, S.L.U.
- 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 ENERGÍA, S.A.
- MEROIL, S.A.
- DISA RED DE SERVICIOS PETROLÍFEROS, S.A.
- Transportes y Servicios de Minería, S.A. (TRASEMISA, S.A.)
- FORESTAL DEL ATLÁNTICO, S.A.
- Petrolífera Mare Nostrum, A.I.E. (PETROMAR)
- DYNEFF ESPAÑA, S. L.U.
- 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 PENÍNSULA, S.L.U.
- DISA RETAIL ATLÁNTICO, S.L.U.
- BIODIESEL CAPARROSO, S.L.
- DISTRIBUCIONES PETROLÍFERAS BERASTEGUI MURUZABAL 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 GASÓLEO, S.L.
- BIOCARBURANTES ALMADÉN, S.L.
- BIOCOMBUSTIBLES DE CUENCA, S.A.
- TINERFEÑA DE LUBRICANTES, S.L.
- PETRÓLEOS COSTA DORADA, S.L.
- BECCO FUELS, S.L.
- RECUPERALIA NUEVAS ENERGÍAS, S.L.
- ENTABAN BIOCOMBUSTIBLES DEL PIRINEO, S.A
- LINARES BIODIESEL TECHNOLOGY, S.L.U.
- CAMPA IBERIA, S.A.
- CARBURANTS AXOIL, S.L.
- BIOCOM ENERGÍA, S.L.
- BIOCARBURANTES CASTILLA-LA MANCHA, S.L.
- ENERGES, S.L.
- RONDA OESTE, S.L.
- EBCOM PARK GANDÍA, S.L.
- BIOENERGETICA EXTREMEÑA 2020, S.L.
- BIOCOMBUSTIBLES Y ENERGÍAS RENOVABLES DE CASTILLA-LA MANCHA (BERCAM)
- ENTABAN BIOCOMBUSTIBLES DEL GUADALQUIVIR, 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.
 - BIOCARBURANTES DEL ALMANZORA, S.A.
 - OPERADORA PETROLÍFERA DINOIL, S.A.
 - BIOCARBURANTES DE CASTILLA, S.A.
 - PETROIBERIA, S.L.
 - BIOCARBURANTES DE GALICIA, S.L.
 - ENERGÍA GALLEGA ALTERNATIVA, S.L.U.
 - COMBUSTIBLES ECOLÓGICOS BIOTEL, S.L.
 - ENTABAN BIOCOMBUSTIBLES DE GALICIA, S.A.
 - BIOCOMBUSTIBLES DE ZIERBANA, S.A.
 - ALBABIO ANDALUCÍA, S.L.
 - BIO-OILS HUELVA, S.L.
 - BIODIESEL ARAGÓN, S.L.
 - HISPAENERGY PUERTOLLANO, S.L.
 - ABENGOA BIOENERGÍA SAN ROQUE, S.A.
 - COMBUNET, S.L.
 - BIOETANOL GALICIA, S.A.
 - BIODIESEL BILBAO, S.L.
 - RECYOIL ZONA CENTRO, S.L.
 - BONAREA ENERGÍA, S.L.U.
 - NIDERA AGROCOMERCIAL, S.A.
 - BIOMAR OIL, S.L.
 - PETROLOGIS CANARIAS, S.L.
 - GREEN FUEL EXTREMADURA, S.A.
 - HYSPEENERGY DEL CERRATO, S.A.
 - BIOCUM PISUERGA, S.A.
 - INICIATIVAS BIOENERGÉTICAS, S.L.
 - SOCIEDAD COOPERATIVA GENERAL AGROPECUARIA ACOR
 - F.J. SÁNCHEZ SUCESORES, S.A.
 - GESTIÓN DE RECURSOS Y SOLUCIONES EMPRESARIALES, S.L. (SOLARTIA)
 - ACEITES DEL SUR-COOSUR, S.A.
 - PETROMIRALLES 9, S.L.
 - BIOSUR TRANSFORMACIÓN, S.L.U.
 - GM FUEL SERVICE, S.L.
- FILIALES DE REFINERÍAS:
- Filiales de REPSOL PETRÓLEO, 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 PETRÓLEOS, S.A.



- PRODUCTOS ASFALTICOS, S.A.
- CEPESA AVIACIÓN, S.A.
- GASÓLEOS DEL NOROESTE, S.L.
- CEPESA 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

El total de importaciones en el conjunto de 2009, se elevaron a 52,30 millones de toneladas, un 10,7% menos que en el año 2008. Las importaciones procedentes de la OPEP han disminuido un 4,4% y suponen un 55,8% del total. Las importaciones procedentes de África alcanzaron un tercio del total y fue la principal zona de procedencia; como país individual, el principal suministrador fue Rusia con un 15,7% del total.

Respecto al comercio exterior de productos petrolíferos, en 2009 el saldo físico fue importador alcanzando los 15,2 millones de toneladas, lo que supone el 22,6% del consumo interior bruto. En el año bajaron las importaciones de productos un 1,2% y aumentaron las exportaciones un 8,4%. El principal producto importado son gasóleos, de los que se importaron 11,4 millones de toneladas, más de un tercio del consumo final.

Producción interior de Hidrocarburos

En el año 2009 la producción interior de crudo fue de 106.816 Tm (791.847 Bbl), frente a las 127.285 Tm de 2008. Se consolida la tendencia decreciente en la producción interior de hidrocarburos, resultado del agotamiento de los campos tradicionales y de la escasa inversión en investigación de años anteriores que ha impedido el descubrimiento de nuevos campos. 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

SECTOR PETRÓLEO

CUADRO 7.2. PROCEDENCIA DEL PETRÓLEO CRUDO IMPORTADO EN ESPAÑA (MILES DE TONELADAS.)

	2008	Estructura %	2009	Estructura %	Tasa de variación %2009/08
Oriente Medio	15.483	26,4	15.058	28,8	-2,7
Arabia Saudí	6.333		5.807		
Irán	6.392		6.270		
Irak	2.244		2.250		
Otros	514		731		
Africa	20.646	35,2	17.387	33,2	-15,8
Argelia	1.786		1.081		
Libia	6.073		5.041		
Nigeria	4.861		5.398		
Otros	7.926		5.867		
Europa	13.293	22,7	10.381	19,9	-21,9
Reino Unido	1.254		1.193		
Rusia	9.274		8.201		-0,1157
Otros	2.765		987		
América	8.211	14,0	8.649	16,5	5,3
Méjico	5.950		5.657		
Venezuela	1.932		2.680		
Otros	329		312		
Resto	938	1,6	822	1,6	
Total	58.571		52.297		-10,7

FUENTE: SEE.

en el mar Mediterráneo en el entorno de la plataforma «Casablanca» frente a las costas de Tarragona. La producción se desglosa en el cuadro 7.3.

CUADRO 7.3. PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO CRUDO EN 2009

CAMPOS	PRODUCCIÓN		
	Barriles (Bbl)	Tm	%
LORA	63.490,0	8.923,5	8,35
CASABLANCA-MONTANAZO	416.379,1	57.166,0	53,52
RODABALLO	141.535,7	18.329,0	17,16
CHIPIRÓN	170.442,6	22.398,0	20,97
TOTAL	791.847,4	106.816,5	100,00

FUENTE: SEE.

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

Oferta de productos petrolíferos por el sector de refino

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 2009, las refinerías españolas procesaron en total 59 millones de tm de crudo, un 3,1 % menos que en 2008, con una utilización media de su capacidad de refino del 87,4%, inferior a la de 2008 (92,38%).

Nuevas infraestructuras de refino autorizadas durante el año 2009

*Ampliación de la Refinería de La Rábida (Huelva)
(Resolución DGPEM de 20.05.09)*

El Proyecto consiste en incrementar la capacidad de refino de 5 MTm/año hasta 9,5 MTm/año en la Refinería La Rábida de CEPSA, en Palos de la Frontera (Huelva) y con la instalación de una unidad de Hydrocracking (HC), transformar gasóleos pesados en destilados medios (gasóleos y querosenos), de mayor demanda. Esta unidad HC requiere la instalación de un tren de refino completo que incluye una unidad de crudo o destilación atmosférica (Crudo-2), una Unidad de destilación a vacío (Vacío-3) y una unidad de concentración de gases (Gascon-2).

7.3. PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Evolución de precios

La evolución en 2009 de los precios internacionales de crudo y productos petrolíferos ya se ha indicado en el Capítulo 1 de este Informe.

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina 95 I.O. disminuyó 12,0 céntimos de euro por litro en 2009 respecto al año anterior (10,7%) pasando de 112,3 c€/l en 2008 a 100,3 c€/l en 2009. Y el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio se redujo 22,9 c€/litro (20,1%) pasando de 114,1 c€/l en 2008 a 91,2 c€/l. En 2009 se volvió a la situación habitual de que el gasóleo se vendiera a un precio inferior al de la gasolina.

Durante 2009 las cotizaciones de la gasolina en dólares por tonelada, que partían de un punto bastante más bajo que las del gasóleo de automoción, han subido bastante más y desde que febrero de 2009 han evolucionado por encima.

En la evolución de los precios en la UE, puede verse en los gráficos 7.2 a 7.5 adjuntos que el precio de la gasolina y del gasóleo de automoción en España tienen los niveles más bajos de la UE. 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 precio del gasóleo de calefacción evoluciona en España de forma sustancialmente paralela a la de la UE, situándose en los niveles más bajos. En

SECTOR PETRÓLEO

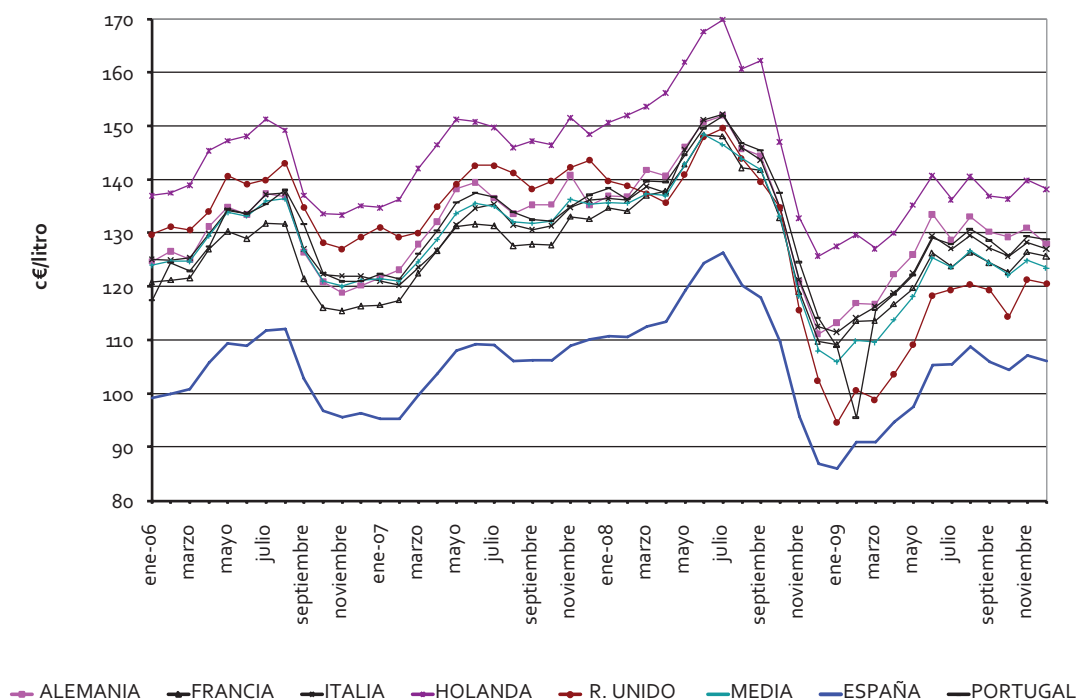
cuanto al fuelóleo, los precios de España se encuentran en una posición intermedia.

Los gráficos de precios de venta al público en 2009 repiten el patrón de las cotizaciones internacionales: paulatino aumento durante todo el año, con alguna oscilación que no altera esta tendencia.

A partir del 1 de enero de 2009, se redujo el máximo legal de azufre en carburantes y tanto para la

gasolina como para el gasóleo de automoción, el contenido en azufre máximo es de 10 ppm (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). El endurecimiento de las especificaciones aumentó el precio final pagado por el consumidor en torno a un céntimo de euro por litro.

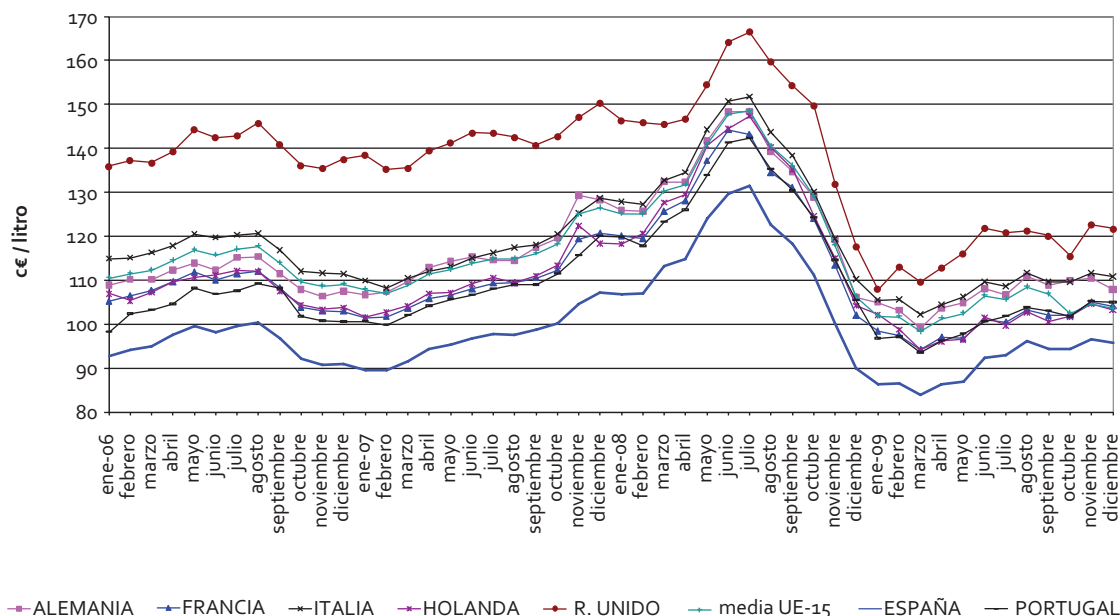
GRÁFICO 7.2. PRECIOS VENTA AL PÚBLICO EN LA U.E. GASOLINA SIN PLOMO (I.O. 95)



FUENTE: SEE.

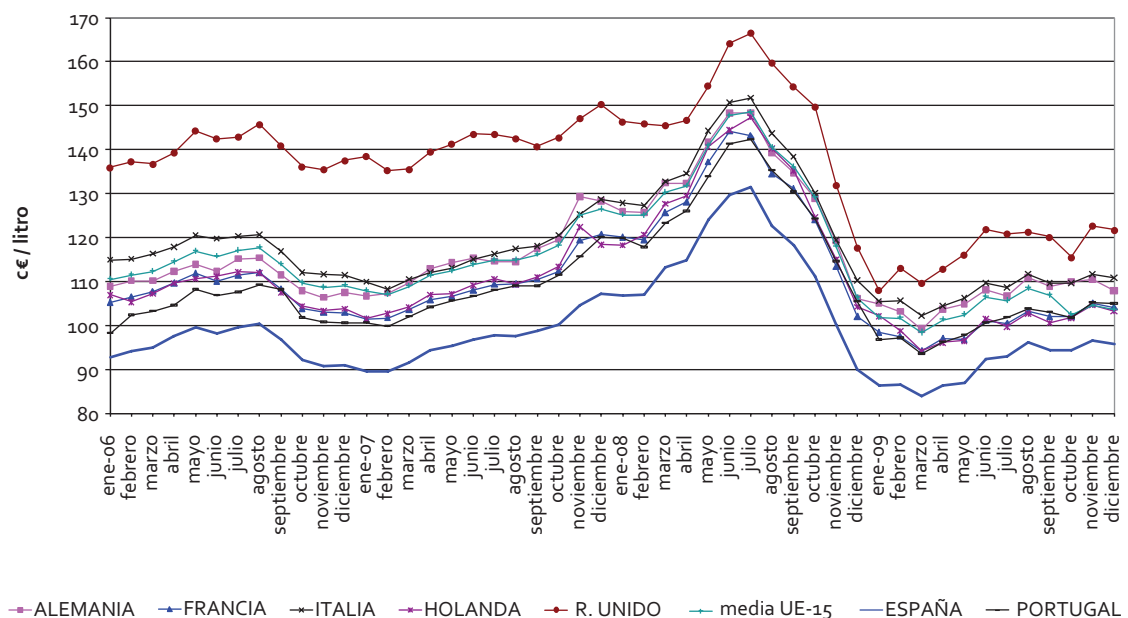


GRÁFICO 7.3. PRECIOS VENTA AL PÚBLICO EN LA U.E. GASÓLEO AUTOMOCIÓN



FUENTE: SEE.

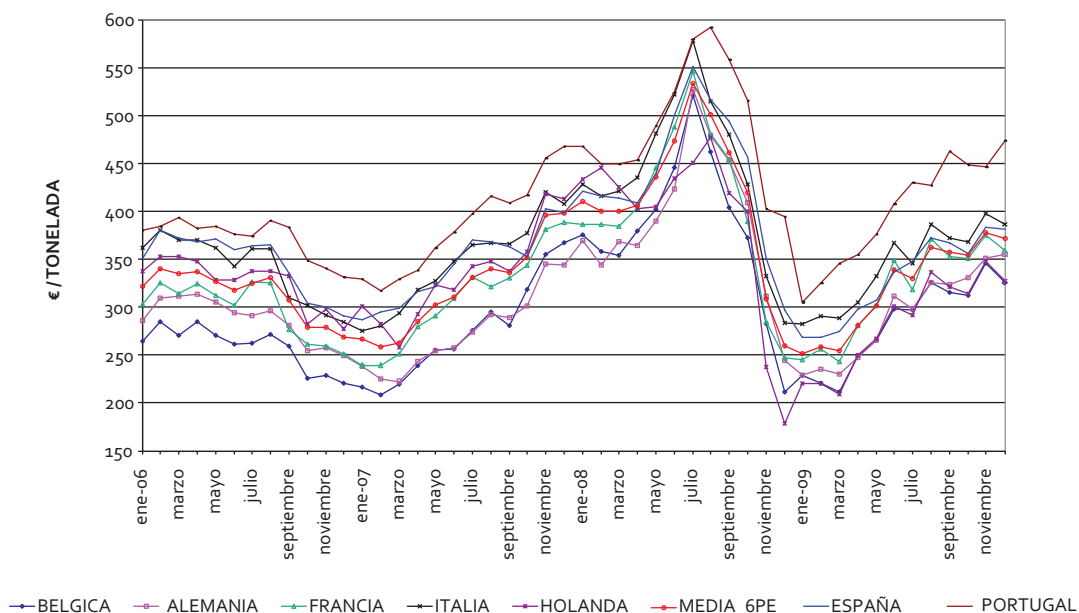
GRÁFICO 7.4. PRECIOS VENTA AL PÚBLICO EN LA U.E. GASÓLEO CALEFACCIÓN



FUENTE: SEE.



GRÁFICO 7.5. PRECIO CON IMPUESTOS EN LA U.E. FUELÓLEO B.I.A.



FUENTE: SEE.

7.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

La normativa publicada durante el año 2009 que afecta al sector de hidrocarburos líquidos es la siguiente:

Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

Modifica el artículo 42 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del sector de hidrocarburos, suprimiendo la autorización administrativa existente para el desarrollo de la actividad de operador al por mayor de productos petrolíferos por la comunicación al MITYC del inicio o cese de dicha actividad, acompañando a la comunicación una declaración responsable sobre el cumplimiento de las condi-

ciones para el ejercicio de la actividad que se establezcan reglamentariamente. Se suprime igualmente el Registro de operadores al por mayor de productos petrolíferos que se sustituye por un listado que la Comisión Nacional de Energía publicará en su página web incluyendo aquellas sociedades que hayan comunicado al MITYC el ejercicio de esta actividad.

ORDEN ITC/3837/2008, de 26 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2009.

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 Corpo-

ración 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 1716/2004.

Durante el primer cuatrimestre del año 2009 se observaron variaciones significativas en algunas de las hipótesis consideradas en el Presupuesto de la Corporación para 2009, que se tomó como base para la aprobación de las cuotas de 2009 por la referida Orden, variaciones que se estimaron se mantuvieran o incluso se acentuaran durante el resto del ejercicio.

Esto dio lugar a la aprobación de la Orden ITC/1377/2009, de 27 de mayo, por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2009.

Estas variaciones se referían a la modificación a la baja de las siguientes hipótesis: tipo de interés para el ejercicio, volumen de ventas de hidrocarburos líquidos, precio del crudo e Índice de Precios al Consumo (IPC).

Como consecuencia de dichas variaciones, se produjo una considerable desviación positiva en el resultado de la Corporación durante el primer cuatrimestre de 2009, y por tanto se consideró procedente la modificación a la baja de las cuotas a abonar a CORES durante 2009, a partir del 1 de junio, con excepción de las correspondientes a los gases licuados del petróleo y al gas natural que se mantuvieron invariables.

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) 2004-2012, aprobada por el Gobierno el 28 de noviembre de 2003, constituye el marco nacional de referencia en materia de política de ahorro y eficiencia energética. Sobre esta Estrategia se elaboró un Plan de Acción para el periodo 2005-2007, actualmente en proceso de cierre, con concreción en las medidas e instrumentos a activar en dicho periodo, la financiación del mismo y los objetivos energéticos y medioambientales a lograr en dicho periodo. Posteriormente, se definió un nuevo Plan de Acción, correspondiente al periodo 2008-2012, con el que se pretende consolidar la buena trayectoria conseguida por el anterior Plan, así como el esfuerzo ya emprendido. El Plan de Acción, 2008-2012 da un paso más, revisando al alza los objetivos energéticos inicialmente planteados, en respuesta a las exigencias inherentes a la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia, según la cual se persigue el cumplimiento nacional del Protocolo de Kyoto. Con ello, el nuevo Plan de Acción establece como objetivo al 2012 un ahorro de energía primaria de 24.776 ktep, frente al objetivo, inicialmente definido, de 15.574 ktep, en el contexto del escenario que sirvió de base para la elaboración de la Estrategia E4.

La consecución de los objetivos señalados se articula a través de un total de 59 medidas estructuradas por sectores y ejes estratégicos de distinta naturaleza dirigidas a todos los sectores de uso

final y de transformación de la energía; incentivos económicos a la inversión; actuaciones formativas y legislativas; y de promoción.

En 2009, el presupuesto total para la realización del ejercicio correspondiente a dicho año asciende a 436 M€, proveniente en su mayoría de las tarifas del gas y de la electricidad. Dentro de este presupuesto, gestionado por IDAE, se contemplan actuaciones directas, así como la ejecución de las propias medidas del Plan de Acción 2008-2012, llevadas a cabo mediante convenios marco de colaboración entre el IDAE y las Comunidades Autónomas (CCAA). Los recursos del Plan destinados en 2009 a la financiación de dichos convenios asciende a 252 M€, distribuyéndose con arreglo a cuantías y criterios de reparto sectorial y territorial. Estos Convenios exigen la realización de un número mínimo de medidas prioritarias, considerando como tales aquéllas que supongan un mayor ahorro energético, de manera preferente, las que permitan conseguir ahorros de electricidad y de energía térmica. En el año 2009 en el marco de la colaboración con las Comunidades Autónomas, se han identificado diez medidas prioritarias del Plan de Acción, 2008-2012:

- Programa de Ayudas Públicas en el sector Industria.
- Planes de Movilidad Urbana.
- Gestión de Flotas de Transporte por Carretera.
- Conducción Eficiente de Turismos y Vehículos Industriales.

- Renovación del Parque Automovilístico de Vehículos y de Flotas de Transporte.
- Rehabilitación de la Envolvente Térmica de los Edificios Existentes.
- Mejora de la Eficiencia Energética de las Instalaciones Térmicas de los Edificios Existentes.
- Mejora de la Eficiencia Energética de las Instalaciones de Iluminación Interior en los Edificios Existentes.
- Plan Renove de Electrodomésticos.
- Desarrollo del Potencial Cogeneración: Ayuda Pública a instalaciones de Cogeneración no Industrial.

Con respecto a la situación en 2009, se valora satisfactoriamente el estado de avance de los Convenios suscritos con las Comunidades Autónomas en los distintos ejercicios de los Planes de Acción de la E4, mostrando una mejora continua y progresiva en la eficacia y grado de ejecución material de los compromisos de las CCAA frente a lo acordado en los Convenios firmados con el IDAE.

La aportación derivada de estos Convenios se incrementa en 2009 con una dotación presupuestaria 75,31 M€ procedente de las CCAA, lo que conduce a un presupuesto total de 327,45 M€ para la realización de las actuaciones del Plan en el ejercicio de dicho año. La cooperación del IDAE con las CCAA se ha concretado en un elevado número de actuaciones dirigidas a

todos los sectores de uso final y transformador, lo que a su vez se deriva en importantes beneficios de carácter energético y medioambiental.

CUADRO 8.1: AVANCE EN LA EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE IDAE – CCAA EN LA E4

	PAE4 2005-2007	PAE4 2008-2012	
		2008*	2009*
Asignación IDAE (M€) a actuaciones IDAE-CCAA	407	258	252,14
Aportación CCAA (M€)	133,25	110	75,31
Presupuesto Total IDAE-CCAA	540,25	368	327,45

* Ejercicios del 2008 y 2009 en evolución.

En la actualidad, se está cerrando el Plan de Acción 2005-2007 que, provisionalmente, presenta hasta el momento resultados favorables, tal y como se desprende del éxito de algunas de las actuaciones más relevantes del Plan. En cuanto al Plan de Acción 2008-2012, cabe prever una evolución similar, a juzgar por el grado de ejecución alcanzado hasta la fecha de los ejercicios del 2008 y 2009, así como de los resultados provisionales conseguidos. Como aval a estas favorables expectativas, destaca el volumen de recursos puestos a disposición de las actuaciones conjuntas entre IDAE y las Comunidades Autónomas en 2009, de orden similar al del año precedente. Atendiendo al presupuesto específico aportado por el IDAE para su gestión por parte de las CCAA, éste se orienta principalmente a actuaciones ligadas a los sectores de la edificación y equipamiento, con cerca del 60% de los fondos a transferir, seguido de los sectores de transporte e industria, destinatarios del 34% de dichos fondos.



CUADRO 8.2. CONVENIOS IDAE-CCAA, 2009. DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE RECURSOS PÚBLICOS ASIGNADOS

Sector	Fondos IDAE (€)	%
Agricultura y Pesca	9.645.588	3,8%
Edificación	86.155.249	34,2%
Equipamiento Residencial y Ofimática	57.079.855	22,6%
Industria	40.099.634	15,9%
Servicios Públicos	10.024.136	4,0%
Transformación de la Energía	3.173.832	1,3%
Transportes	45.961.706	18,2%
TOTAL	252.140.000	100%

En cuanto a la aplicación efectiva a nivel sectorial de los fondos disponibles en los distintos ejercicios de los Planes de Acción de la E4, destaca el éxito continuo en la implementación nacional de las medidas ligadas a la renovación de equipamiento doméstico y al sector edificación. Por otra parte, merece una especial mención el sector Servicios Públicos, donde las medidas implementadas superan las previsiones iniciales. A ello ha contribuido la aplicación exitosa de programas orientados a la renova-

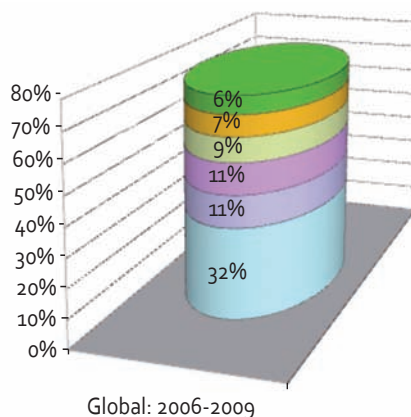
ción del alumbrado exterior. El sector Servicios Públicos, a pesar de una menor aportación presupuestaria, se suma a los sectores destinatarios de más fondos (edificación, equipamiento, transporte e industria), como integrantes de seis medidas, la mayoría prioritarias, a las que se dirige, como viene siendo habitual, más del 70% de los fondos aplicados en todos los ejercicios.

Plan de Activación del Ahorro y Eficiencia Energética, 2008-2011

El Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética 2008-2011, aprobado por Consejo de Ministros el 1 de agosto de 2008, con el fin de reforzar el cumplimiento de los objetivos nacionales de ahorro y eficiencia energética, en una coyuntura marcada por la inestabilidad de los precios del petróleo, cuenta con un balance muy positivo en su primer año de andadura.

GRÁFICO 8.1. MEDIDAS CON MAYOR VOLUMEN DE RECURSOS

- Planes de Movilidad Urbana
- Rehabilitación de la Evolvente Térmica de los Edificios
- Renovación de Instalaciones de Alumbrado Público Exterior
- Programa de Ayudas Públicas Industria
- Mejora de la Eficiencia Energética de las Instalaciones Térmicas
- Plan Renove de Electrodomésticos





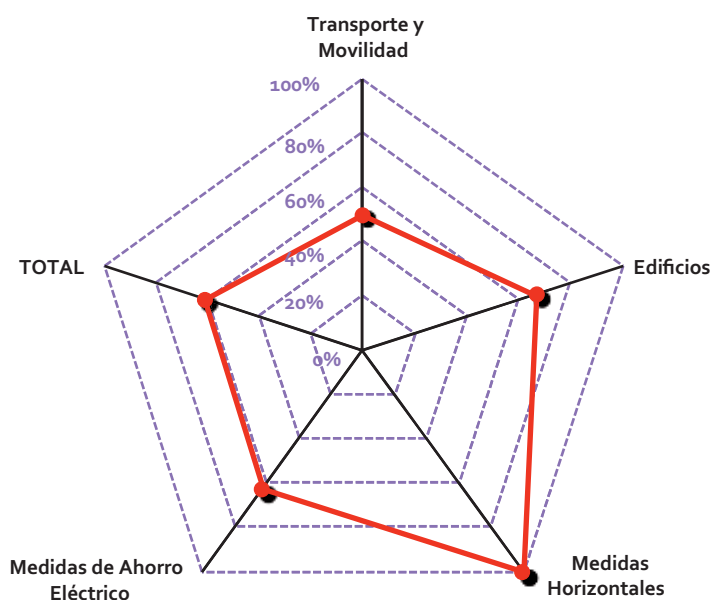
CUADRO 8.3. PARÁMETROS DEL PLAN DE ACTIVACIÓN DE AHORRO EFICIENCIA ENERGÉTICA, 2008-2011

Medidas		Coste (M€)	Beneficios Esperados		
Tipología	N.º		Ahorro inducido (M€)	Ahorro Energía Primaria (ktep/año)	Emisiones Evitadas (MtCO ₂ /año)
Transporte & Movilidad	16	245	4.104	6.000	16
Edificios	3				
Medidas Horizontales	4				
Medidas de Ahorro Eléctrico	8				

El Plan, configurado sobre un total de 31 medidas estructuradas en cuatro líneas de actuación, se encuentra en un avanzado estado de ejecución a finales de 2009, con más del 60% de todas las medidas en marcha, encontrándose el resto en tramitación. Estas medidas se acompañan de actuaciones de carácter normativo, financiero e informativo. La plena realización de las medidas en curso supone un cumplimiento potencial superior al 75% del objetivo de ahorro previsto durante el periodo cubierto por el Plan.

En cuanto a las medidas incluidas en este Plan, algunas se encuentran ya recogidas en el Plan de Acción 2008-2012, si bien suponen una intensificación de las mismas, mientras que otras son más innovadoras. Este es el caso de la creación e impulso del mercado de servicios energéticos, que constituye una medida prioritaria por su doble beneficio en cuanto al ahorro energético y a la creación de nuevas empresas y empleo derivado. Con relación a esta medida, tiene lugar una intensa actividad a lo largo del 2009 destacando actua-

GRÁFICO 8.2. AVANCE EN LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS MEDIDAS DEL PLAN DE ACTIVACIÓN, 2008-2011





ciones relevantes como el lanzamiento por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en julio de 2009, de un proyecto piloto de servicios energéticos en la sede que comparte con el Ministerio de Economía y Hacienda, en un complejo de 20.000 m². Este proyecto, de carácter singular y ejemplar, cuenta con el apoyo y asesoramiento del IDAE, y se basa en un contrato de colaboración, –de convocatoria publicada en el BOE 176–, entre los sectores público y privado para desarrollar una actuación integral orientada a la mejora de la eficiencia energética en los servicios de climatización del complejo. Esta iniciativa abre paso a otras similares orientadas a la contratación pública de servicios energéticos. Otras actuaciones destacadas emprendidas en 2009 en relación al impulso de las Empresas de Servicios Energéticos (ESE), son los proyectos de reforma de alumbrado municipal en los municipios de Teruel y Alcorcón, y el lanzamiento de un programa de formación empresarial junto con las asociaciones sectoriales a través de la Escuela de Organización Industrial (EOI)

Estas actuaciones se completan con el *Plan de Activación de Empresas de Servicios Energéticos (ESE)*, aprobado mediante Consejo de Ministros del 11 de diciembre de 2009, con el que se pretende alcanzar un 20% de ahorro energético en un conjunto de 330 edificios ligados a distintos ministerios, mediante el establecimiento de contratos con ESE. En conjunto, este Plan representa una inversión de 2.350 M€, para lo cual el IDAE ha creado una línea de apoyo de 4,2 M€ para la preparación de ofertas, además de lo cual se articulará una línea de subvenciones a las inversiones de importe 52,2 M€ a cargo de la Estrategia (E4).

Otra medida de alcance dentro del Plan de Activación, lanzada con éxito en 2009, es el *Proyecto Piloto MOVELE*, orientado a la introducción de vehículos eléctricos con el objetivo de demostrar la viabilidad técnica, energética y económica de esta alternativa de movilidad. El proyecto, gestionado y coordinado por el IDAE, aspira a la introducción en un plazo dos años, a contar desde 2009, de 2.000 vehículos eléctricos en entornos urbanos, así como a la instalación de unos 500 puntos de recarga para estos vehículos. Para ello, cuenta con un presupuesto de 10 M€ distribuidos en infraestructuras de recarga (15%), gestión, estudios y seguimiento (5%) y adquisición de vehículos (80%). En la actualidad, este proyecto se desarrolla en tres ciudades pioneras (Barcelona; Madrid; Sevilla) con las cuales se han suscrito convenios de colaboración con una dotación presupuestaria de 1 M€ para el desarrollo de 546 instalaciones públicas de recarga eléctrica.

Igualmente relevante son las iniciativas dirigidas a incentivar el ahorro en el consumo eléctrico, entre las que se inscriben el Programa de Reparto de Bombillas de Bajo Consumo (LBC), el Programa 2X1 y el paquete de medidas orientado a la reducción del 10% del consumo eléctrico en los edificios de la AGE. Los Programas LBC y 2x1, enmarcados dentro del Plan Español para el Estímulo de la Economía y el Empleo (Plan E), suponen un adelantamiento respecto al calendario fijado por la UE para la supresión progresiva de las bombillas incandescentes a partir de septiembre del 2009, y contribuyen al cumplimiento del objetivo señalado en el paquete europeo de lucha contra el cambio climático de reducir el consumo energético en el horizonte del año 2020. En particular, el Progra-

ma LBC pretende distribuir un máximo de 44 millones de bombillas de bajo consumo, dos por hogar, mediante cupones de regalo incluidos en la factura eléctrica. Su lanzamiento ha comenzado en febrero de 2009 en la Comunidad Aragonesa, extendiéndose a partir de aquí a otras Comunidades como La Rioja, Navarra, Madrid y Galicia. En suma a lo anterior, en diciembre de 2009 se ha lanzado el Programa «2x1» en 12.000 puntos de venta distribuidos a nivel nacional, lo que implica un volumen superior a un millón de «packs» de dos bombillas de bajo consumo a disposición de todos los consumidores.

Otras medidas destacadas del Plan de Activación son las acciones encaminadas a la reducción del 10% en el consumo eléctrico en los edificios de la Administración Pública, como parte del *Plan de Ahorro y Eficiencia Energética de los Edificios de la AGE*, tomando como punto de partida el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, donde desde el año 2007 se vienen realizando este tipo de actuaciones. En este contexto, dentro de las medidas relativas a la reducción eléctrica, cabe destacar una iniciativa innovadora promovida por el IDAE dirigida a la recuperación y aprovechamiento de la energía eléctrica procedente de la frenada de los trenes. Esta medida se recoge en la Disposición Final Primera del Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, donde se regula el vertido a la red eléctrica por parte de consumidores que implanten sistemas de ahorro y eficiencia.

En adición a todo lo anterior, cabe destacar la línea de ayudas a Proyectos Estratégicos en el ámbito del ahorro y eficiencia energética que, en el año 2009 ha aprobado un apoyo público máxi-

mo de 120 M€, que, tras la resolución de la Convocatoria correspondiente, han ido dirigidos a una selección de 41 proyectos, distribuidos en orden de importancia en los sectores de la edificación (44%), industria (44%) y transporte (12%).

Evolución del consumo y la intensidad en España. Comparación internacional

En el año 2009, el consumo de energía primaria fue de 130.508 ktep con una disminución del 8,3% respecto al año anterior. Con este descenso se consolida la tendencia a la baja iniciada a partir del año 2005. Con excepción de las energías renovables, todas las fuentes energéticas, han visto disminuir su demanda entre un 6,6%, en el caso de los productos petrolíferos, y un 26%, en el caso del carbón.

El consumo primario de energías renovables ascendió a 12.325 ktep, manteniendo la tendencia favorable iniciada en años anteriores, especialmente evidente a partir del año 2005. La participación de los recursos energéticos renovables en la demanda primaria de energía fue del 9,4%, con un incremento respecto al año anterior del 22,8%. A ello han contribuido principalmente los incrementos de consumos primarios asociados a la energía solar, los biocarburantes y la energía eólica, que en 2009 han experimentado señales de una gran actividad. No obstante, en términos absolutos, continúa siendo la biomasa el recurso renovable más relevante, con casi el 50% de toda la producción de energía primaria procedente de las energías renovables.



GRÁFICO 8.3: CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (KTEP)

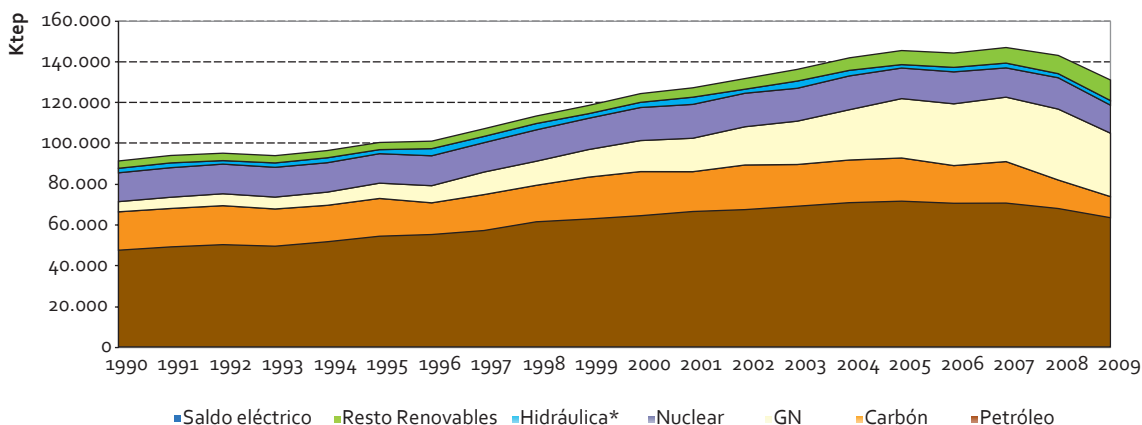
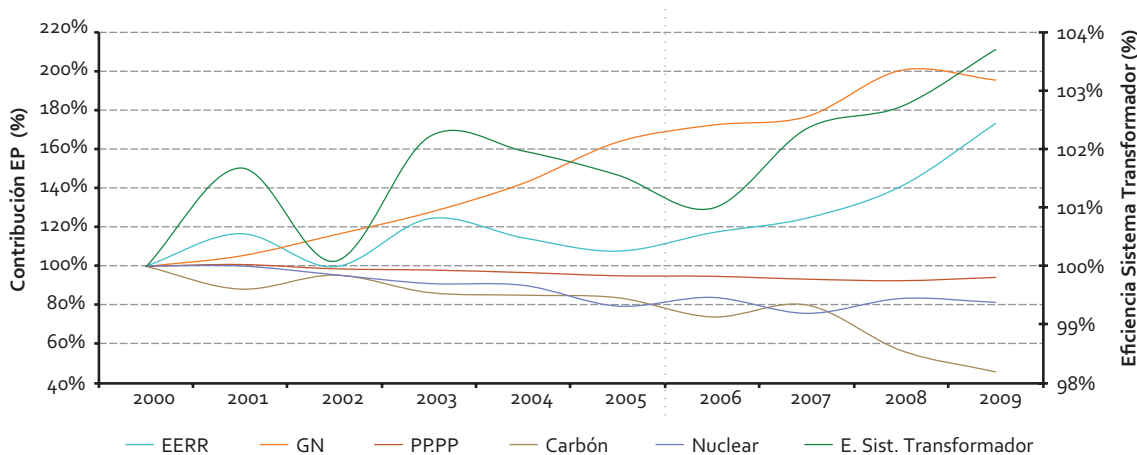


GRÁFICO 8.4: CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA Y COBERTURA CON ENERGÍAS RENOVABLES Y GAS NATURAL



La creciente participación de las energías renovables y del gas natural en la cobertura a la demanda de energía primaria, unida a políticas de eficiencia en el consumo de energía final, han supuesto una contribución positiva en la mejora de eficiencia de nuestro sistema transformador. Prueba de ello es la correlación que parece existir en las evoluciones de la contribución de estas fuentes y la mejora de la eficiencia del sistema transformador, expresada ésta como la relación entre las demandas totales de energía final y de energía primaria.

Esta situación ha sido propiciada en parte, por las actuaciones recogidas en las distintas *Planificaciones de los Sectores del Gas y Electricidad*, que han supuesto un mayor desarrollo de infraestructuras energéticas necesarias para la integración de la energía de origen renovable.

Por otra parte, la evolución experimentada por las energías renovables a lo largo de los últimos años, propiciada por la sinergia de planificaciones en materia de energías renovables y de eficiencia



energética, junto a otras como las arriba mencionadas, ha llevado una mayor implantación de energías renovables en la cobertura a la demanda interior, y con ello, a un aumento en el grado de autoabastecimiento en aproximadamente 2 puntos porcentuales con respecto al año 2005.

La demanda de energía primaria en 2009 disminuyó a un ritmo superior a la bajada del 3,6% registrada en el Producto Interior Bruto, dando lugar a una reducción de la intensidad de energía primaria del 4,8%. Este indicador mantiene por quinto año consecutivo el cambio de tendencia iniciado en el año 2004, que parece constatar un presumible desacoplamiento entre la actividad económica y la demanda energética.

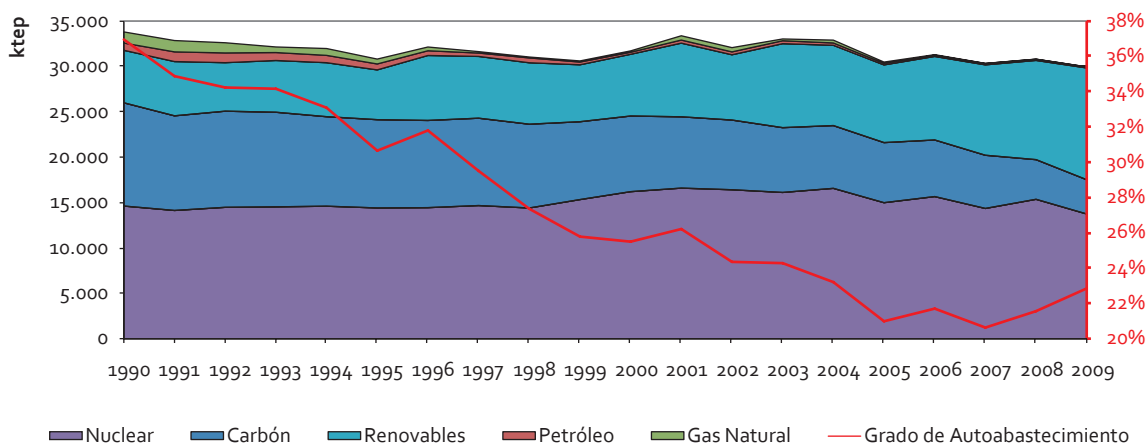
El indicador de intensidad de energía primaria presenta cierto paralelismo en su evolución con el indicador respectivo de la media europea, lo que da muestras de una convergencia en las tendencias registradas en los últimos años en cuanto a

mejora de la eficiencia energética a nivel de la media europea, y de países de nuestro entorno.

Si bien no se pueda obviar el efecto de la crisis en la actividad económica nacional, la mejora observada en la evolución de la intensidad primaria se inicia con anterioridad al inicio de la actual crisis económica. Por otra parte, el descenso más acusado de la demanda de energía con respecto a la disminución de la actividad económica parece indicar la existencia de factores ajenos a la crisis, que repercuten en la mejora de la intensidad energética. Esta situación ha llevado, desde entonces, a una reducción acumulada del 16% en el consumo energético necesario para producir una unidad de PIB.

En un contexto como el actual, marcado por la incertidumbre, cabe esperar que la crisis actúe como elemento catalizador estimulando cambios orientados a mejoras potenciales en la eficiencia energética, que a más largo plazo supondrán un ahorro económico y mejora de competitividad.

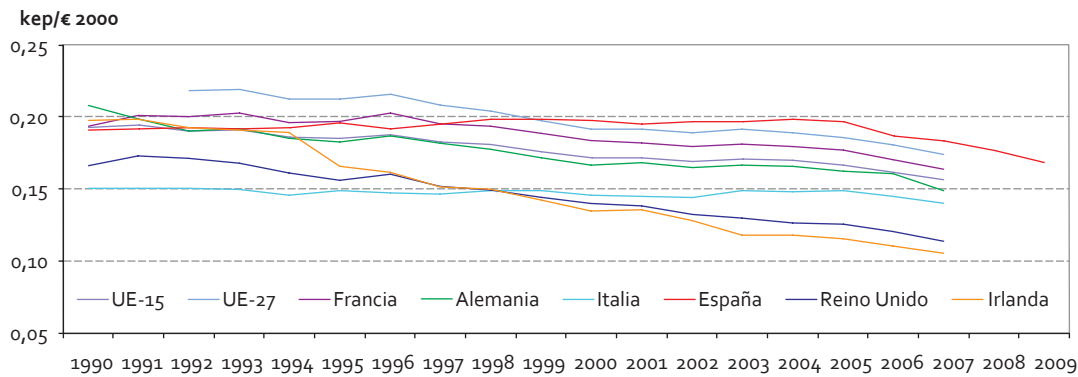
GRÁFICO 8.5: DEPENDENCIA ENERGÉTICA



FUENTE: BP Stat. Review.



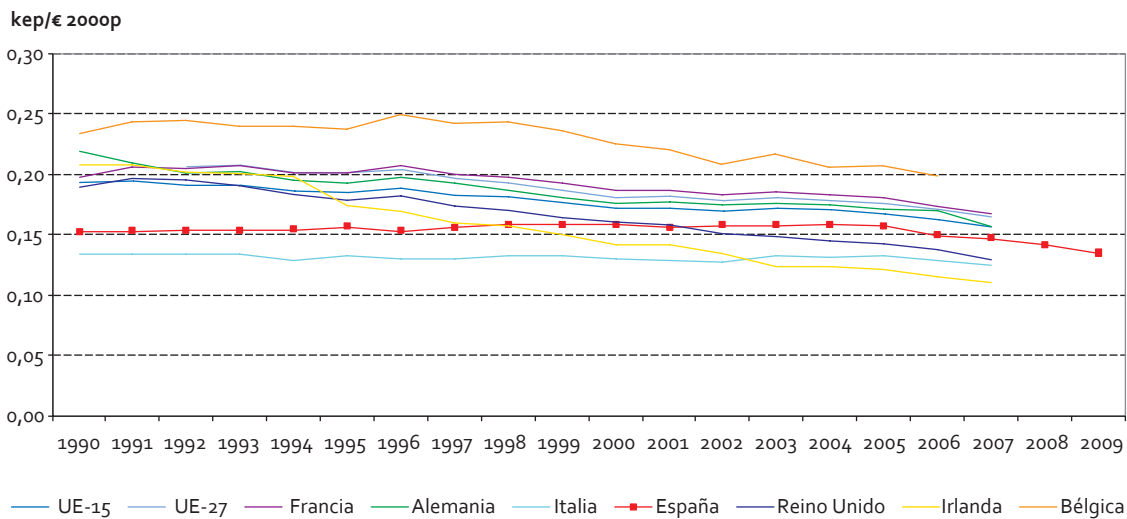
GRÁFICO 8.6: INTENSIDAD PRIMARIA



FUENTE: EnR/IDAE

NOTA: Los datos de Intensidad Primaria para España se han calculado a partir de las cifras de Producto Interior Bruto publicadas por el INE a precios constantes de 2000 y de acuerdo con el nuevo Sistema Europeo de Cuentas.

GRÁFICO 8.7: INTENSIDAD PRIMARIA A PARIDAD DE PODER DE COMPRA



UE15 = Referencia; Fuente: EnR/IDAE.

El análisis del indicador en términos de paridad de poder de compra adquisitivo, permite una comparación de las tendencias en la intensidad energética entre países más ajustada. Este análisis tiene como objeto tamizar las diferencias relativas a los diferentes niveles de precios existentes en los países de la UE, dando lugar a un ajuste en el PIB de los distintos países. El resultado es una disminu-

ción de la intensidad en países como España, con menor coste de vida, y un aumentando en las de aquellos países donde ocurre lo contrario.

El uso de las paridades de poder de compra no afecta a las tendencias de las intensidades, resultando un indicador más realista a efectos de comparaciones a nivel internacional. Como resultado

de la aplicación de este indicador, España presenta una intensidad primaria a paridad de poder compra ligeramente inferior a la media europea.

Con respecto al consumo de energía final, usos no energéticos excluidos, el año 2009 registró un descenso del 7,6% respecto al año anterior situándose en 91.045 ktep. A esta situación contribuyeron todas las fuentes energéticas, excepto las energías renovables, cuya demanda térmica experimentó un incremento del 7,1%. En las restantes fuentes energéticas la demanda ha sufrido un retroceso, desde el 30% en el carbón hasta el 5,6% en el caso de la electricidad.

En términos relativos, la buena evolución registrada en las energías renovables en 2009 ha ido de la mano del mayor dinamismo en el sector de los biocarburantes y de la energía solar térmica, cuyas demandas han experimentado un notable incremento, principalmente en los sectores transporte y edificios. Las energías renovables, representan en la actualidad más del triple de la aportación del carbón a las necesidades energéticas, en términos de energía final.

En cuanto a la distribución sectorial del consumo final, el transporte sigue siendo el mayor consumidor, representando el 40% del total la demanda. Estos consumos, basados mayoritariamente en productos petrolíferos, determina en gran medida la elevada dependencia energética nacional. El siguiente sector, por orden de importancia, es el industrial, con el 30% de la demanda. Sin embargo, estos dos sectores, han ido perdiendo peso en la estructura de la demanda, a favor de los sectores de residencial y de servicios, lo que ha contri-

buido a una mayor terciarización de nuestra economía.

Al igual que el consumo de energía primaria, la demanda de energía final también disminuyó a un ritmo superior a la bajada del PIB, lo que ha supuesto una mejora del 4,06% en la intensidad de energía final en 2009, consolidándose el cambio favorable de tendencia registrado en la evolución de este indicador a partir del año 2004. Ello implica un acercamiento progresivo a la tendencia seguida tanto por la media europea como por países próximos geográficamente.

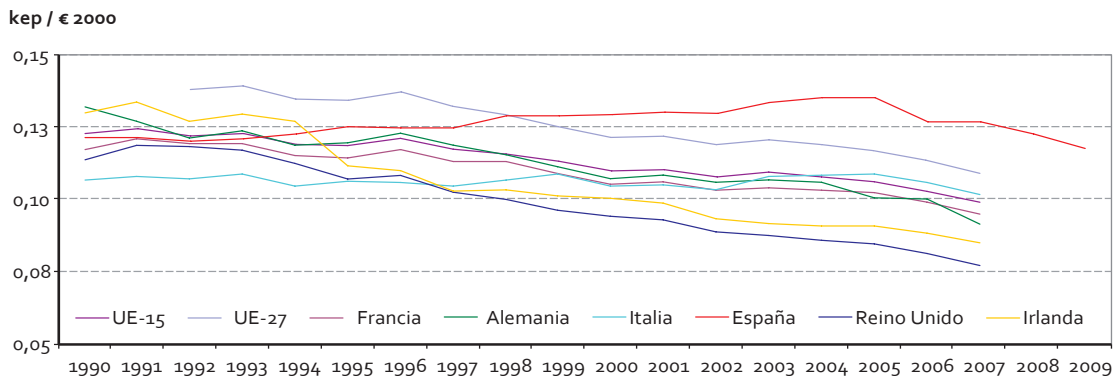
Cabe destacar el descenso más acusado experimentado por el indicador de la intensidad primaria (4,8%) frente al de la final (4,06%), circunstancia que se explica en parte por la mejora de la eficiencia del sistema transformador derivada de la implantación progresiva de las energías renovables y del gas natural en nuestro sistema energético.

La corrección del indicador de intensidad final a paridad de poder de compra nos sitúa a un nivel similar al de la medida europea. Ello, al igual que en la mayoría de países comunitarios, evidencia una cierta estabilización del indicador corregido con tendencia a la baja en los últimos años.

El análisis de la evolución del indicador de intensidad final en España con las correcciones climática según grados día y a estructura constante del 2000 permite diferenciar distintos efectos causantes de la mejora observada en la intensidad energética en los últimos años.



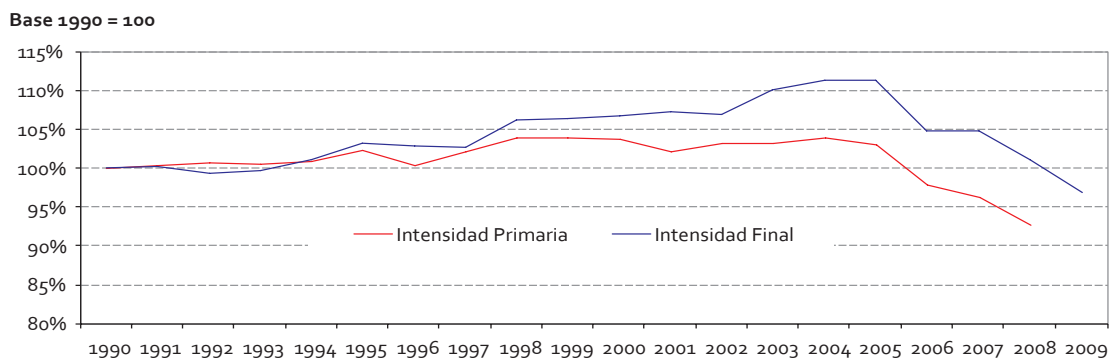
GRÁFICO 8.8. INTENSIDAD FINAL EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE

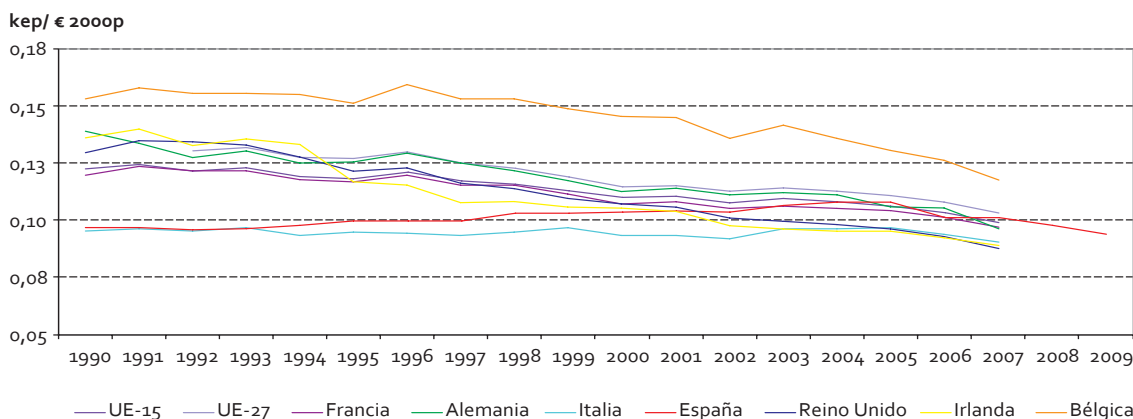
Nota: Excluidos consumos no energéticos; los datos de Intensidad Final para España se han calculado a partir de los consumos de energía final y las cifras de Producto Interior Bruto publicadas por el INE a precios constantes de 2000 y de acuerdo con el nuevo Sistema Europeo de Cuentas.

GRÁFICO 8.9. INTENSIDADES DE ENERGÍA PRIMARIA Y FINAL EN ESPAÑA



FUENTE: EnR/IDAE

GRÁFICO 8.10. INTENSIDAD FINAL A PARIDAD DE PODER DE COMPRA

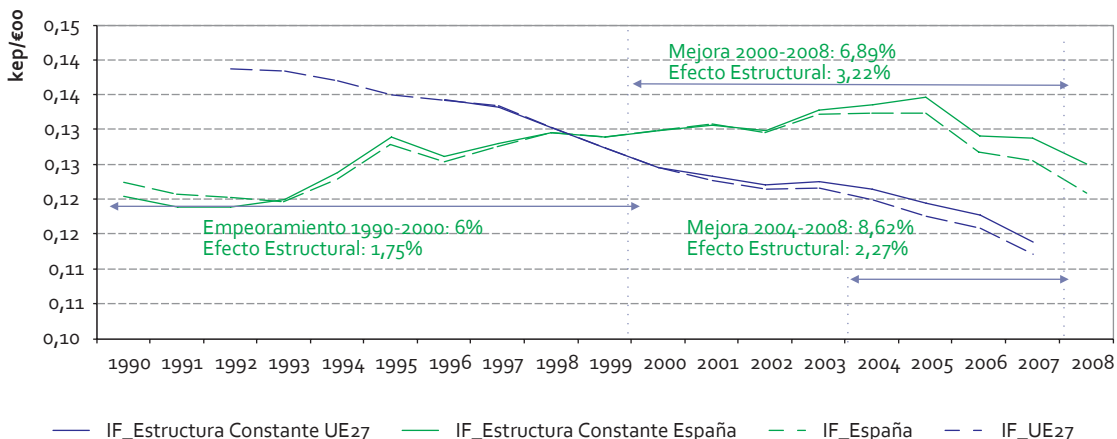


REFERENCIA: UE15; Fuente: EnR/IDAE.

NOTA: Referencia UE15 (PPP_UE15=1); Año Base:2000



GRÁFICO 8.11. INTENSIDAD FINAL A ESTRUCTURA CONSTANTE CON CORRECCIONES CLIMÁTICAS

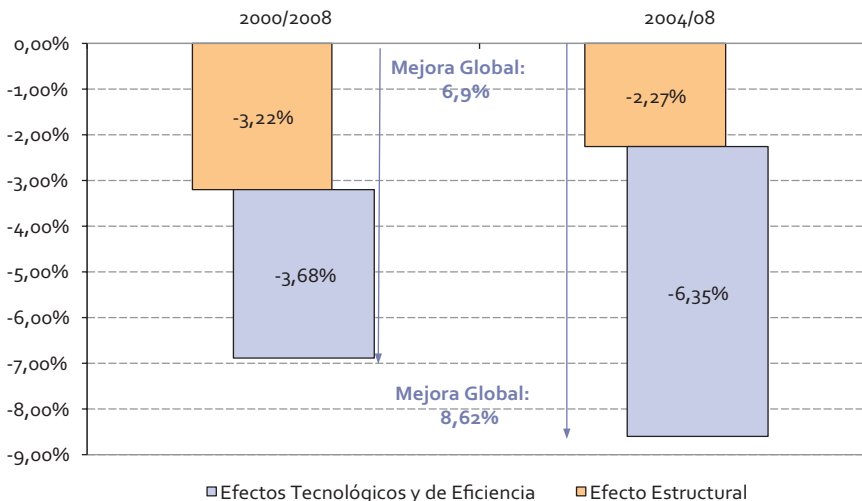


FUENTE: EnR/IDAE
 NOTA: Intensidades con Correcciones Climáticas

De acuerdo a la última información disponible, en el periodo 2000-2008 se observa una mejora acumulada del 3,2% debida a cambios estructurales producidos en el conjunto de nuestra economía, si bien otros efectos como las mejoras tecnológicas y otras asociadas a políticas de eficiencia empiezan a cobrar protagonismo, especialmente evidente en los últimos cuatro años.

Finalmente, una comparación en términos relativos de la evolución de las intensidades sectoriales y final del conjunto de la economía, permite destacar dos sectores de mayor peso en la intensidad global: el transporte y la industria. Así, la tendencia de la intensidad global corre paralela a la de los indicadores de intensidad de estos dos sectores.

GRÁFICO 8.12. MEJORAS DE LA INTENSIDAD FINAL DEBIDA A EFECTOS ESTRUCTURALES Y TECNOLÓGICOS



FUENTE: EnR/IDAE
 NOTA: Intensidades con Correcciones Climáticas



Análisis sectorial de la eficiencia energética en los distintos sectores consumidores

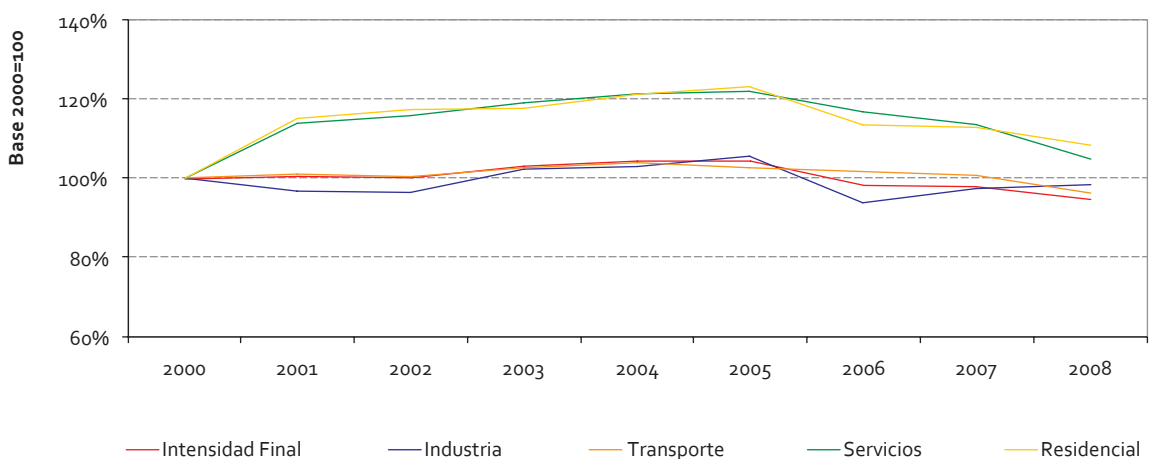
Sector Industria

Durante el año 2009, la demanda de energía final del sector industria, excluyendo usos no energéticos, descendió un 11%, situándose en 26.702 ktep. Este descenso ha obedecido principalmente a la menor actividad en sectores tan importantes de la industria como los vinculados a la construcción y a

la industria automovilística, lo que ha provocado una menor demanda de los productos energéticos necesarios para el desarrollo de las actividades respectivas. Esto, ha afectado, sin excepción, a todas las fuentes energéticas, en especial al carbón y al gas natural, cuyas demandas totales en este sector han disminuido respectivamente un 30,5 y un 14,2%.

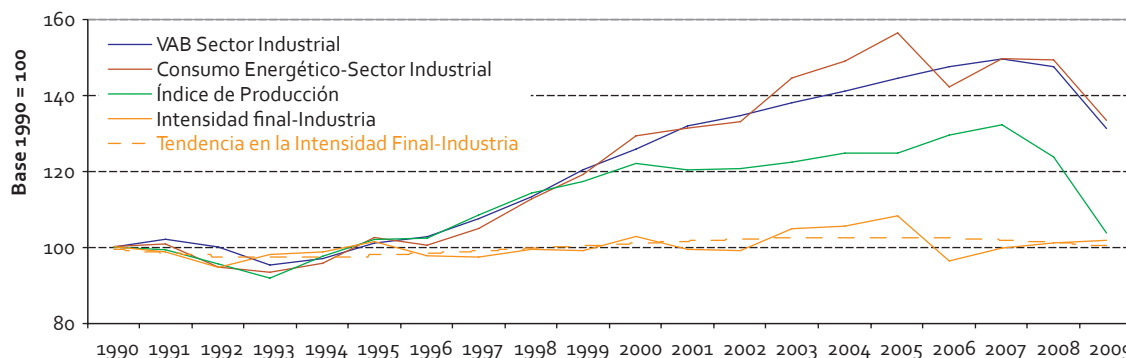
La reducción del consumo energético del sector industria ha ido acompañada de una disminución

GRÁFICO 8.13. EVOLUCIÓN DE LAS INTENSIDADES FINAL SECTORIALES EN ESPAÑA



FUENTE: IDAE/MITYC

GRÁFICO 8.14. PRINCIPALES INDICADORES EN EL SECTOR INDUSTRIA



FUENTE: INE/MITYC/IDAE

aún mayor (11,2%) del Valor Añadido, lo que ha supuesto un incremento del 0,54% en el valor de la intensidad energética del sector. No obstante, una comparación de la situación respecto a los años anteriores permite apreciar una mejora en la evolución de este indicador, con tendencia a la estabilización.

El comportamiento un tanto errático, mostrado a partir del 2005 parece obedecer a la mayor demanda experimentada en algunas ramas de la industria como la Química y el sector de los Minerales No Metálicos. Este último, en particular, es el máximo responsable de la elevada intensidad energética del sector industrial, dado su elevado consumo energético, aproximadamente un cuarto del consumo energético de toda la industria, y, en contraste, su reducida aportación al Valor Añadido Bruto de la industria.

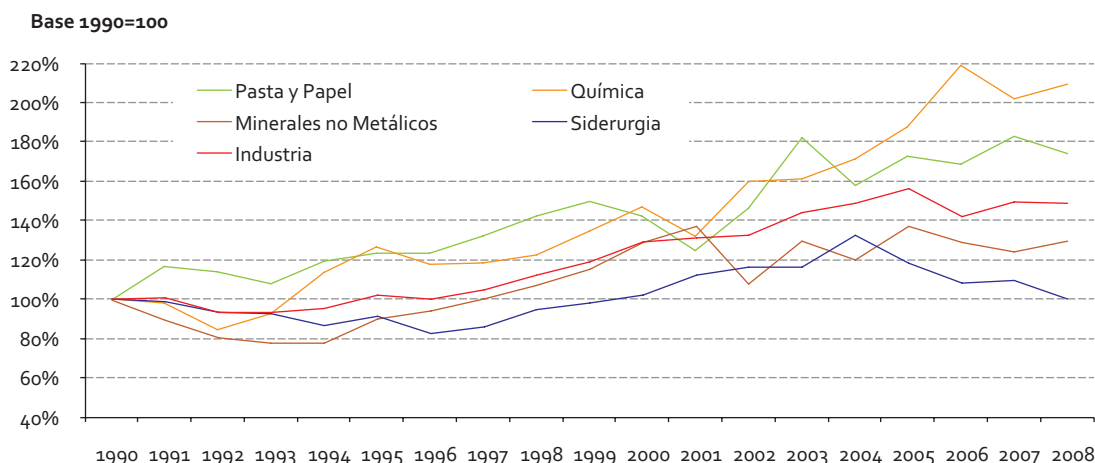
Esta rama de la industria se encuentra muy ligada al sector de la construcción, que a diferencia de

otros países de nuestro entorno, presenta gran importancia en la estructura productiva de la industria española, alcanzando el 34% del Valor Añadido de este sector en 2008, es decir, el 8% de contribución al PIB nacional, el doble de la aportación media en la UE.

La expansión de la construcción y la demanda de productos como los Minerales No Metálicos, de producción muy intensiva en energía, explica el elevado valor del indicador de intensidad energética, cuya evolución sigue paralela a la de esta rama de la industria, además de a otras como la Siderurgia.

Teniendo en cuenta lo anterior, el análisis comparativo de la intensidad industrial a nivel de la UE, revela unos valores superiores a la media europea, donde, en cambio, predominan ramas menos intensivas de la industria como las ligadas a los Bienes de Equipo.

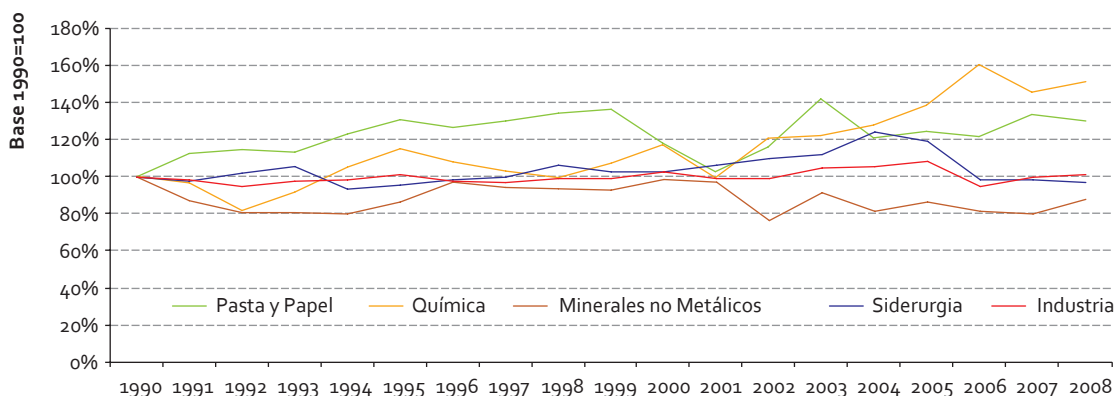
GRÁFICO 8.15. CONSUMO ENERGÉTICO DE RAMAS INDUSTRIALES RELEVANTES



FUENTE: IDAE/MITYC.

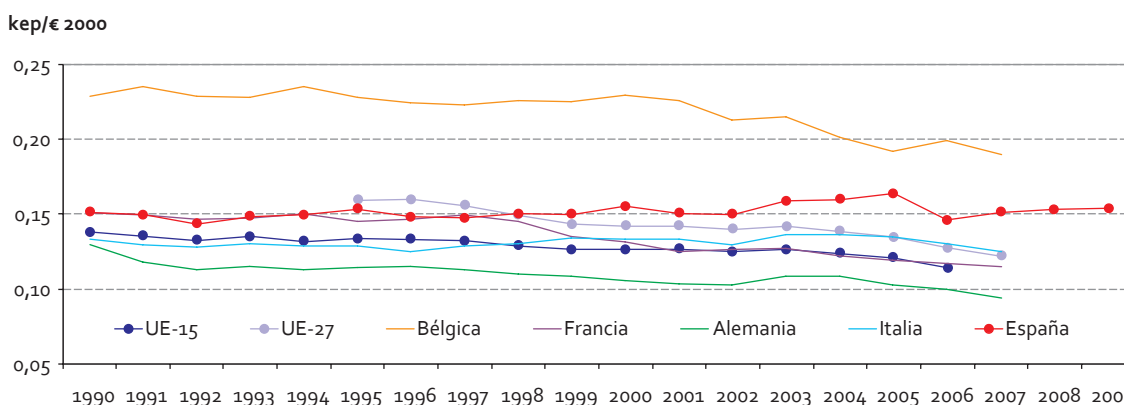


GRÁFICO 8.16. INTENSIDAD ENERGÉTICA DE RAMAS INDUSTRIALES RELEVANTES



FUENTE: IDAE/MITYC.

GRÁFICO 8.17. INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR INDUSTRIA EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE

NOTA: La intensidad de la Industria ha sido calculada a partir del valor del Valor Añadido Bruto publicado por el INE a precios constantes de 2000 y de acuerdo con el nuevo Sistema Europeo de Cuentas.

En la actualidad, es evidente la repercusión que está teniendo en la intensidad de la industria la actual crisis ligada a la construcción, dada la reducción de la actividad y de la demanda energética asociada.

Sector Transporte

El consumo energético de este sector en 2009, ha sido de 36.385 ktep con un descenso del orden del

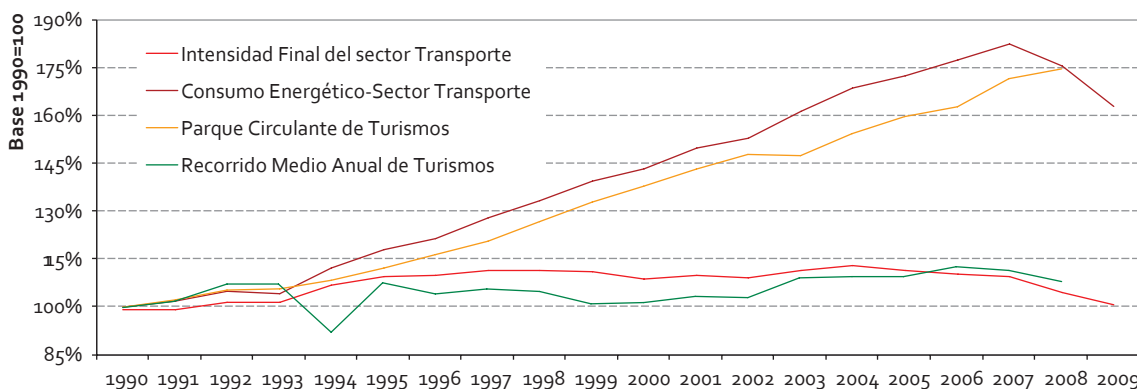
7% respecto al año anterior. A ello ha contribuido la menor actividad en diversos sectores de la economía, que se ha trasladado, entre otros factores, a una menor movilidad asociada al tráfico de mercancías y de pasajeros, en todos los modos de transporte, y en consecuencia, a una menor demanda energética asociada a los mismos. Cabe destacar que a pesar de ello, en 2009 se ha producido un incremento, más que notable, en el consumo de biocarburantes, llegando prácticamente a duplicarse el consumo del año precedente.

En general, la razón del elevado peso de este sector en el consumo energético — el 40% del consumo total nacional — se encuentra ligado a factores como la elevada movilidad, principalmente en carretera, los niveles de motorización, la antigüedad del parque automovilístico, el uso del vehículo privado, y la posición geográfica española, desplazada del centro de gravedad de la actividad económica en el contexto del mercado común europeo, lo que convierte a España en zona de paso para el tráfico de mercancías y personas por carretera.

Estos factores explican en gran medida los valores de la intensidad energética de este sector, expresada como el consumo energético del sector transporte respecto al PIB, superiores a la media europea. Pese a ello, hacia la segunda mitad de los noventa se aprecia una estabilización con tendencia a la baja a partir del 2004.

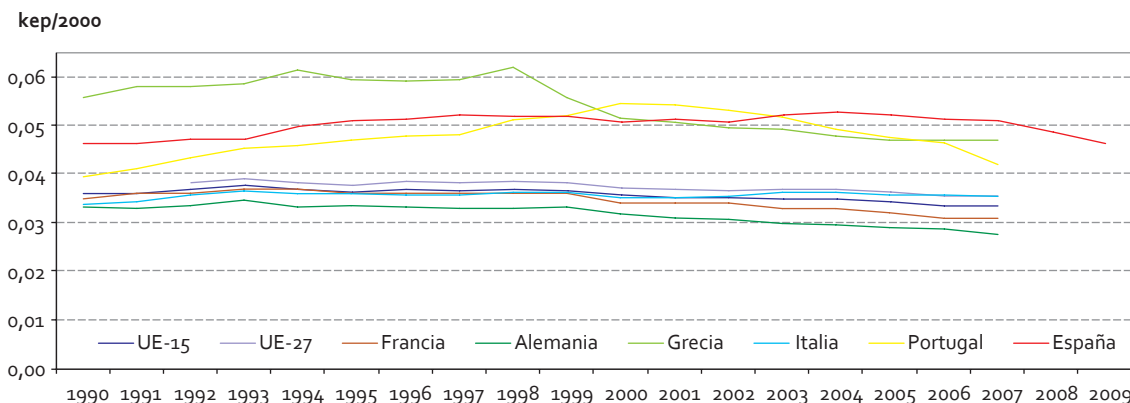
En particular, con relación a la posición geográfica nacional, cabe destacar que de acuerdo a recientes estudios, el consumo de vehículos en tránsito

GRÁFICO 8.18. PRINCIPALES INDICADORES EN EL SECTOR TRANSPORTE



FUENTE: DGT/MFom//MITYC/IDAE.

GRÁFICO 8.19. INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.



por España puede representar entre el 13 y el 14 por ciento del consumo de carburantes en turismos y el 17% de los consumos de carburantes en camiones, lo cual sin duda repercute en el elevado indicador energético de este sector, que de otro modo, podría disminuir en alrededor de un 8%.

Usos Diversos: Sector Residencial y Sector Terciario

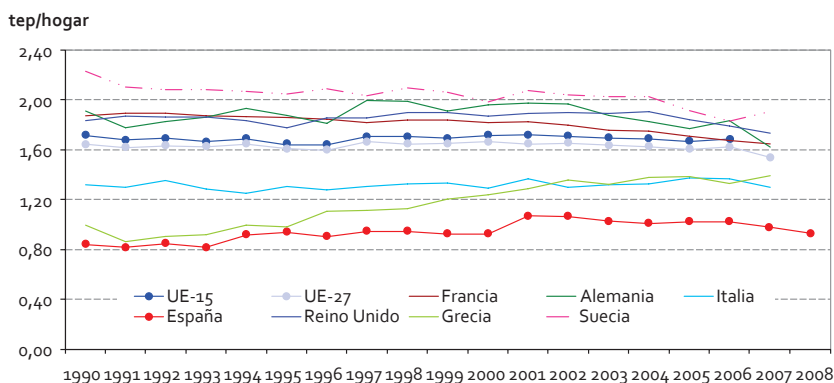
El consumo de energía final, de los sectores identificados bajo la categoría de «Usos Diversos», Residencial, Terciario y Agricultura y Pesca, disminuyó el pasado año un 4,6%, con respecto al año anterior, alcanzando los 27.959 ktep. Esta menor demanda se deriva de la caída en el consumo de todos los productos energéticos, excepto el carbón, que registró un aumento del 5,5% en el consumo del conjunto del sector. Cerca del 90% de la demanda total del sector ha sido absorbida por los consumos residenciales y de servicios de los que se ofrece un mayor detalle a continuación.

Sector Residencial

El consumo del sector residencial, disminuyó en 2009 del orden del 6%, ascendiendo a 15.589 ktep, equivalente al 17% de todo el consumo energético nacional. El menor peso del consumo de este sector en España frente al conjunto de la UE, 9 puntos porcentuales por debajo, obedece a causas diversas, como la bonanza climatológica de nuestro país que incide en menores necesidades de calefacción, un 48% según los datos de 2008 frente a casi el 70% de la media europea. Esto explica en gran medida la menor intensidad energética de este sector, expresada como consumo energético por hogar, que viene a ser un 40% inferior a la media europea.

En los últimos años, sin embargo, se ha dado una tendencia al alza de este indicador, a lo que ha contribuido principalmente la tendencia en los años 90 al aumento de la superficie media de las viviendas, así como una creciente tasa de equipamiento en los hogares españoles, en cuanto a

GRÁFICO 8.20. INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR RESIDENCIAL CON CORRECCIONES CLIMÁTICAS EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: INE/IDAE/EnR.



electrodomésticos. Con relación a lo último se puede apreciar una evolución del indicador de intensidad eléctrica de los hogares españoles, por encima del indicador de intensidad térmica.

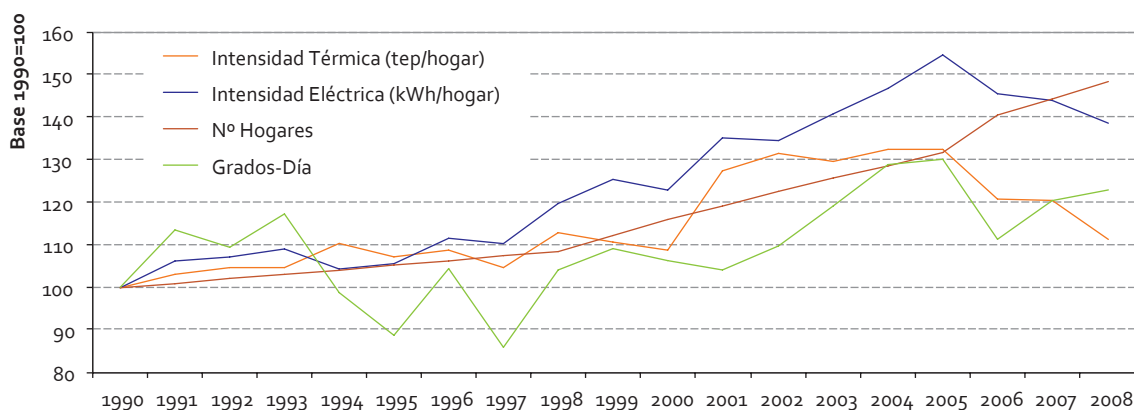
Por otra parte, ambos indicadores, térmico y eléctrico, presentan una disminución con posterioridad al 2006, a lo que parece haber contribuido la suavidad de la temperaturas de los inviernos correspondientes.

No obstante, en la actualidad, parece haberse alcanzado un nivel similar en consumo eléctrico a la media de los hogares europeos, lo que tiene su reflejo en la estabilización del correspondiente indicador a partir del año 2006.

Sector Servicios

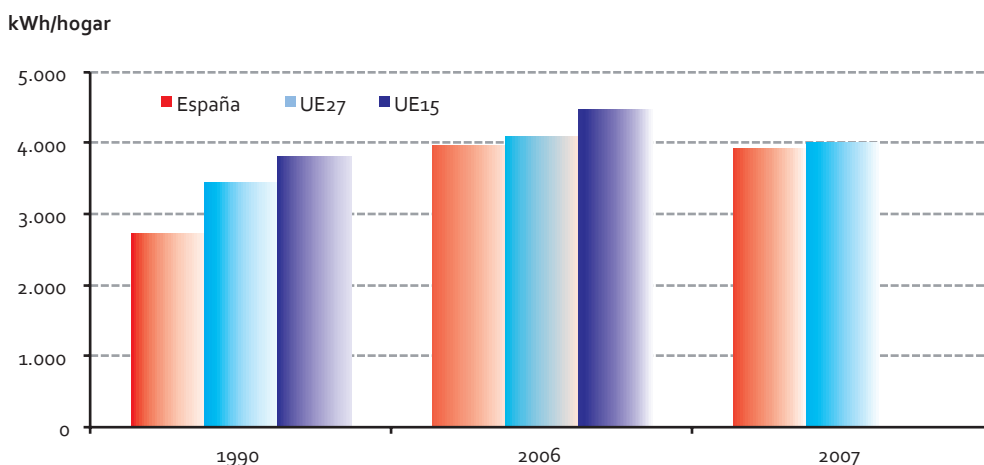
En el año 2009, el sector servicios demandó un 3,3% menos de energía respecto al año anterior,

GRÁFICO 8.21. PRINCIPALES INDICADORES EN EL SECTOR RESIDENCIAL



FUENTE: INE/IDAE/MICYT.

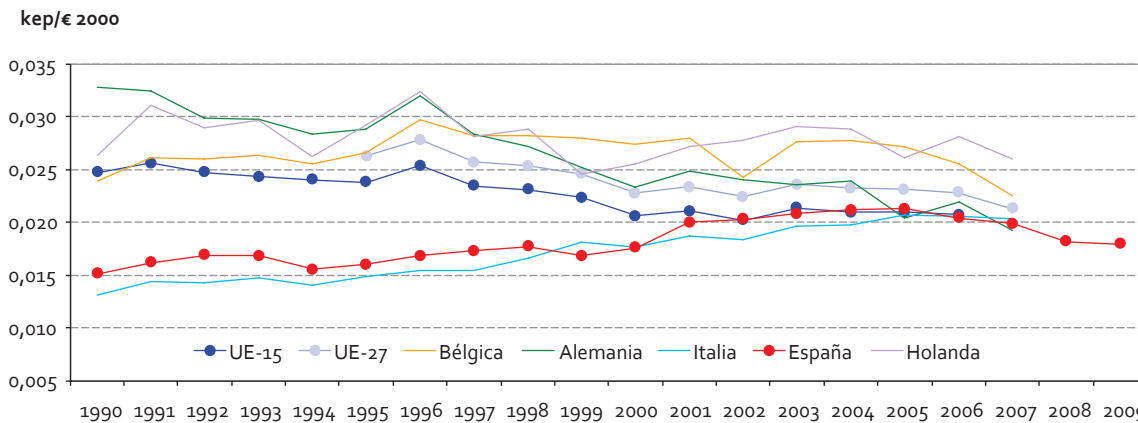
GRÁFICO 8.22. CONSUMO ELÉCTRICO DE LOS HOGARES EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: IDAE/EnR.



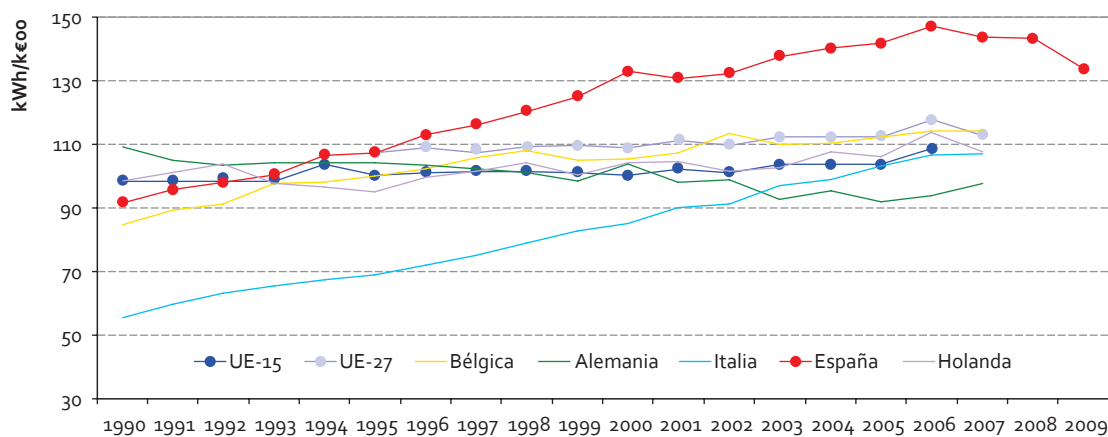
GRÁFICO 8.23. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.

NOTA: La intensidad del sector Servicios ha sido calculada a partir del valor del Valor Añadido Bruto publicado por el INE a precios constantes de 2000 y de acuerdo con el nuevo Sistema Europeo de Cuentas.

GRÁFICO 8.24. INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.

alcanzando un consumo de 8.985 ktep. Esta caída del consumo fue acompañada de un descenso más leve (2%) en el Valor Añadido de este sector, lo que tuvo su reflejo en una mejora del 1,3% del indicador de intensidad energética.

Un análisis comparativo de este indicador a nivel europeo muestra unos valores del mismo simila-

res a la media europea, con tendencia a la baja desde el año 2005.

No obstante, la comparación ofrece resultados muy distintos cuando se considera el indicador de la intensidad eléctrica, en cuyo caso la situación se invierte, elevándose el indicador nacional por encima de la media europea y de países vecinos.

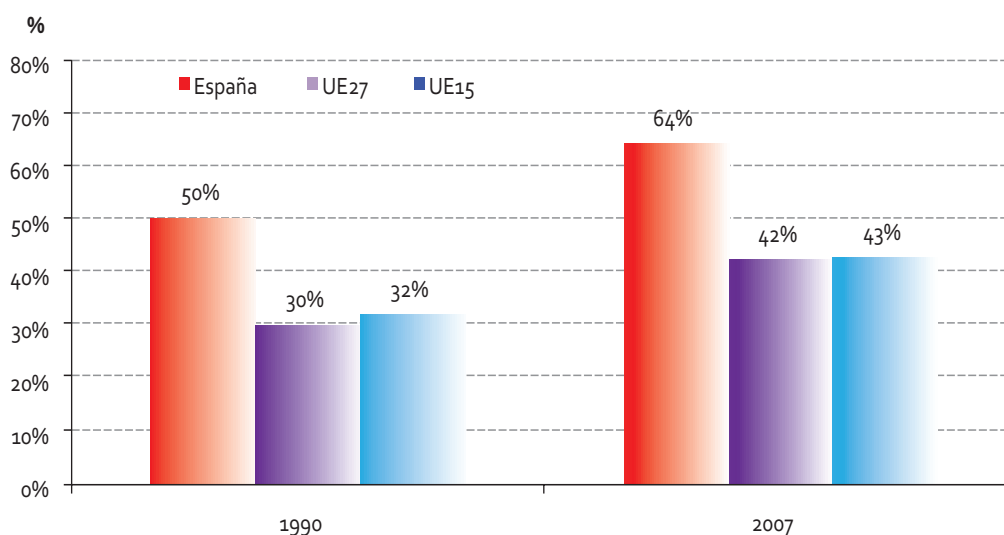
Esta circunstancia, se explica, entre otras cosas, por el elevado peso que el consumo eléctrico presenta en este sector, del orden del 65%, muy por encima del correspondiente al conjunto de la Unión Europea. Esta mayor demanda, concentrada en su mayoría en los edificios de oficinas y al comercio, con más del 80% del consumo eléctrico, viene asociada a necesidades de climatización, sensiblemente superiores a las de la media europea, así como a otras ligadas a la ofimática, iluminación, etc.

El elevado peso del consumo eléctrico, es lo que, en definitiva, explica la evolución del indicador de la intensidad eléctrica por encima de la media europea. No obstante, se espera que la penetración del gas natural en este sector para atender a la cobertura de las necesidades energéticas contribuya más adelante a moderar este indicador.

8.2. COGENERACIÓN EN ESPAÑA

Un avance de la situación nacional de la cogeneración, de acuerdo a la información facilitada por la Comisión Nacional de la Energía (CNE) en cuanto a *Estadística sobre Ventas de Energía del régimen Especial*, muestra que a finales de 2009, la potencia en funcionamiento alcanzaba los 6.153 MW, lo que supone un descenso de 114 MW respecto a la situación a finales del año anterior. Según esta misma fuente, la producción eléctrica vertida a red por las instalaciones de cogeneración en el año 2009 ascendió a 22.500 GWh, es decir, un 1,5% superior respecto al año anterior, equivalente al 8,2% de la demanda eléctrica nacional en barras de central. La respuesta a esta mayor producción eléctrica puede encontrarse en el aumento de la retribución eléctrica, así como a la posibilidad de verter a red toda la energía neta generada, según se establece en la Orden ITC/1857/2008.

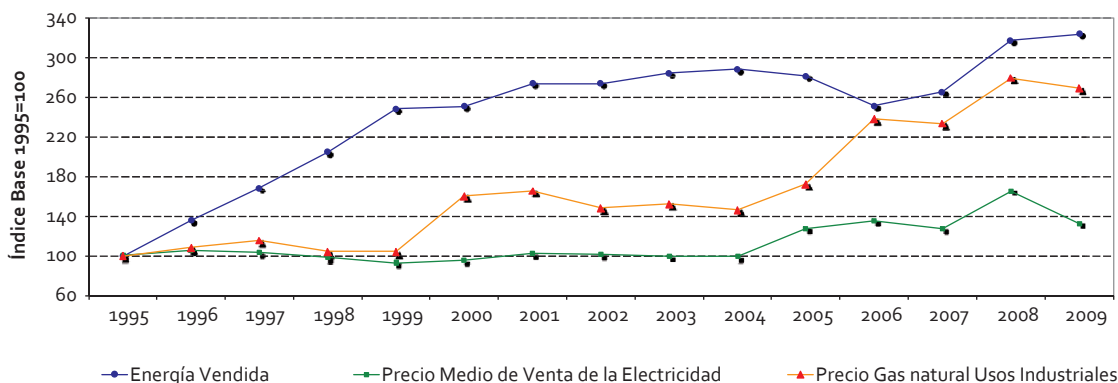
GRÁFICO 8.25. CONSUMO ELÉCTRICO DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.



GRÁFICO 8.26. ENERGÍA VERTIDA A RED Y PRECIOS DEL GAS Y ELECTRICIDAD VENDIDA



FUENTE: CNE, AIE e IDAE.

Un mayor detalle acerca de la segmentación de la cogeneración según tecnologías y sectores, se obtiene de la *Estadística al 2008 de las Centrales de Cogeneración* realizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en colaboración con el IDAE. Los resultados disponibles de acuerdo a dicha estadística revelan que a finales del 2008 la potencia asociada a instalaciones de cogeneración en funcionamiento alcanzó los 6.235 MW. La actividad cogeneradora en dicho año implicó una producción eléctrica vertida a red de 22.163 GWh, según la *Estadística sobre Ventas de Energía del Régimen Especial* de la CNE, que representa un incremento del 23% con respecto al año 2007, así como una cobertura del 7,9% a la demanda eléctrica en barras de central.

Del balance de altas y bajas registradas a lo largo del 2008 se obtiene un saldo positivo de 230 MW, imputado al sector industrial, que a diferencia de la tendencia de desaceleración mostrada en años anteriores, ha experimentado un impulso durante este año con 235 MW adicionales. En términos absolutos, la nueva potencia instalada en 2008 ha

sumado un total de 278 MW. Este incremento, como ya se ha apuntado con anterioridad, ha venido liderado por el sector industria con 51 nuevas instalaciones, que suman una potencia de 251 MW. En particular, y atendiendo al orden de magnitud, son los sectores ligados a la industria papelera, a la alimentación y a la producción de minerales no férricos, quienes en mayor medida han contribuido al incremento de potencia señalado, cubriendo el 82% de la nueva potencia instalada, y el 70% de las nuevas instalaciones.

En cuanto a las bajas de potencia registradas en el año 2008, éstas han ascendido a 47 MW asociadas al cierre de 6 instalaciones. Estas bajas, en términos de potencia, se han localizado principalmente, en el sector industria, con una disminución de 42 MW, y en menor cuantía en el sector terciario, con una baja de 5 MW. No obstante, en términos relativos, y atendiendo al número de instalaciones, el efecto de estas disminuciones ha sido más notorio en este último sector, donde se ha concentrado el grueso de las bajas, lo cual ha supuesto un descenso del 5% del total de sus instalaciones.

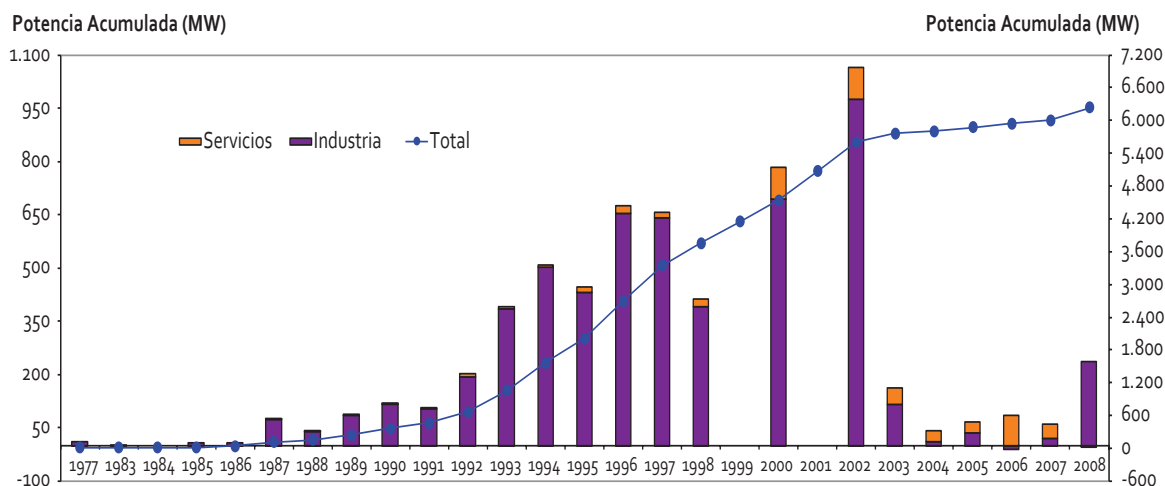
En 2008 el aumento del número de instalaciones a una tasa del 7%, por encima de la tasa del 4% correspondiente al aumento de potencia, ha supuesto una leve disminución en el tamaño medio de las plantas en funcionamiento, alcanzando los 8,95 MW frente a los 9,21 MW del 2007.

Atendiendo a tecnologías, en 2008 gran parte de las bajas –el 50%– se ha producido en instalaciones basadas turbinas de gas con recuperación de calor, seguidas a mayor distancia de los motores de combustión interna y de las turbinas de vapor a contrapresión. En cualquier caso, desde un punto de vista tecnológico, hasta ahora las tecnologías dominantes en la práctica totalidad de las instalaciones de cogeneración son el motor de combustión interna, con importancia creciente, en detrimento de las turbinas de vapor, y el ciclo combinado, que conjuntamente representan el 68,3% de la potencia total instalada a finales de 2008.

Los motores de combustión interna siguen siendo la tecnología líder, tanto en potencia como en número de instalaciones, con un total de 498 instalaciones con una potencia total asociada de 2.798 MW. El siguiente lugar en importancia lo ocupan los ciclos combinados, con 1.469 MW de potencia instalada en 41 instalaciones, lo que convierte a esta tecnología en la de mayor potencia media (33 MW por instalación). A mayor distancia le siguen las turbinas de gas y las turbinas de vapor con, respectivamente, 107 y 48 instalaciones y unas potencias instaladas de 1.092 MW y 855 MW.

Un análisis por sectores muestra que en el 2008, el grueso de la potencia total instalada se localiza en cinco ramas de la industria, que por orden de magnitud son las siguientes: Industria Agrícola, Alimentaria y Tabaco (18,2%); Pasta y Papel (17%); Química (15,4%); Extracción de Minerales No energéticos (9,2%); y Refinerías (9,1%).

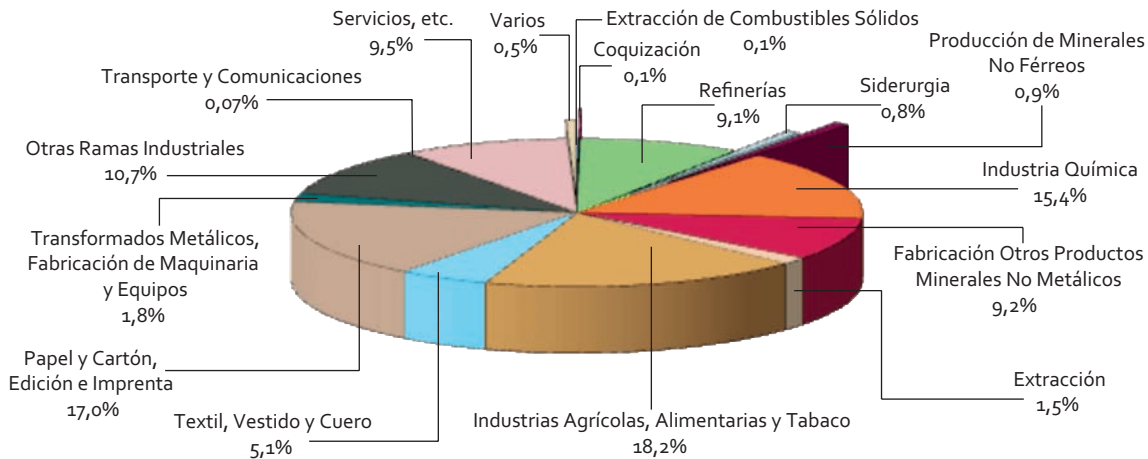
GRÁFICO 8.27. POTENCIA INSTALADA EN COGENERACIÓN (MW)



FUENTE: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo/IDAE.
 NOTA: Nota: En los años 1999 y 2001 no se elaboró la estadística anual.



GRÁFICO 8.28. SECTORIZACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA, 2008



FUENTE: IDAE/MITYC. Datos provisionales.

Por otra parte, atendiendo al número de instalaciones en los distintos sectores, se obtiene otra clasificación encabezada por el sector de Refinerías, asociada al tamaño medio de las plantas operativas en 2008. En conjunto, destacan cuatro sec-

tores con potencias medidas comprendidas en un intervalo de 11 a 52 MW: Refinerías (51,5 MW); Química (18,8 MW); Pasta y Papel (14,6 MW); y Extracción de Minerales No Energéticos (11,6 MW).

CUADRO 8.4: POTENCIA INSTALADA Y NÚMERO DE INSTALACIONES

	POTENCIA (MW)								INSTALACIONES (N.º)								
	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	1998	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Extracción de Combustibles Sólidos	4	4	4	5	5	5	5	5	2	2	2	2	3	3	3	3	3
Extracción de Hidrocarburos; Serv. Anejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coquización	7	7	7	7	7	7	7	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Refinerías	580	580	580	577	577	577	577	566	11	12	11	11	11	11	11	11	11
Siderurgia	54	63	63	63	85	50	47	47	4	4	6	6	6	8	7	6	6
Producción de Minerales No Férreos	36	36	41	41	39	44	54	55	1	7	7	8	8	7	7	8	8
Industria Química	584	976	967	944	930	932	965	958	49	51	60	58	54	51	50	52	51
Fabricación Otros Productos Minerales No Metálicos	486	541	506	536	537	548	543	576	139	152	160	152	157	132	132	128	153
Extracción	96	87	92	88	88	89	93	93	8	9	8	9	8	8	8	8	8
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	850	1.033	1.045	1.079	1.076	1.097	1.096	1.134	72	110	137	137	139	141	138	139	141
Textil, Vestido y Cuero	374	409	409	412	371	324	308	317	58	63	66	63	61	53	44	40	46
Papel y Cartón, Edición e Imprenta	601	799	875	876	873	962	928	1.062	59	71	75	79	75	69	67	65	73
Transformados Metálicos, Fabricación de Maquinaria y Equipos	134	137	135	138	134	131	138	113	14	19	21	19	21	18	16	16	16
Otras Ramas Industriales	414	525	588	582	638	583	611	670	48	70	79	84	84	76	71	70	79
Transporte y Comunicaciones	5	3	3	3	3	3	3	4	3	3	2	2	2	2	2	2	3
Servicios, etc.	269	359	405	432	472	555	598	593	45	66	93	88	98	82	88	92	88
Varios	42	42	42	44	35	36	35	34	16	16	16	16	15	11	11	11	10
TOTAL	4.534	5.599	5.761	5.826	5.869	5.943	6.005	6.235	530	656	744	735	743	673	656	652	697

FUENTE: IDAE/MITYC. Datos provisionales.

En lo que respecta al sector servicios, este sector se ha caracterizado en los últimos años por ser el motor impulsor de la cogeneración en España, incrementando su potencia a una tasa media anual del 12% en el periodo 2002-2007, situación contraria al estancamiento experimentado por la industria. Sin embargo, el año 2008 ha supuesto una inversión en esta tendencia, a favor de la industria y en detrimento del sector servicios, donde la potencia asociada a la cogeneración se ha contraído ligeramente.

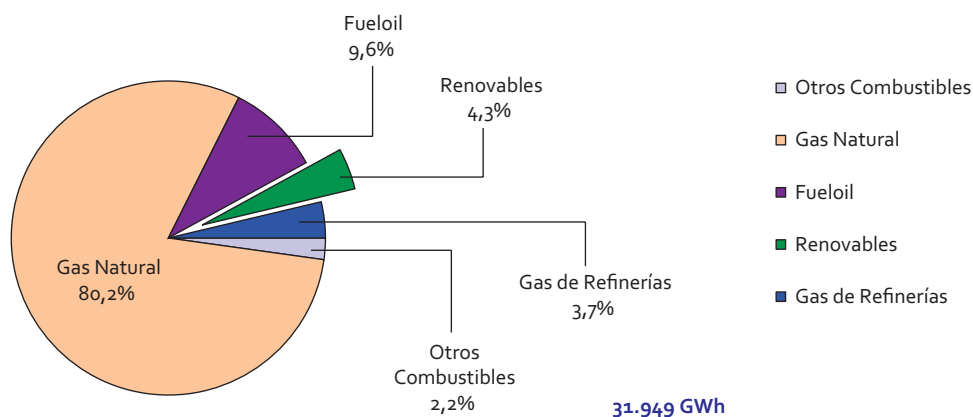
Finalmente, la producción eléctrica total, incluida la vertida a red, de las instalaciones de cogeneración, se incrementó un 2% en 2008, alcanzando los 31.949 GWh. A este aumento han contribuido las producciones ligadas al gas de refinerías, las energías renovables, y en especial el biogás y el gas natural, con aumentos respectivos del 11,1%, 11,0% y 3,0%. En términos absolutos, el gas natural continúa siendo el combustible líder, responsable de más del 80% de la producción eléctrica. Le siguen en orden de importancia las aportaciones

del fueloil y de las energías renovables, si bien estos dos últimos combustibles siguen tendencias opuestas.

Así, las energías renovables vienen aumentando progresivamente su participación en la producción eléctrica de las instalaciones de la cogeneración, en detrimento del fueloil cuya cuota, al contrario, se va reduciendo. Por último, la contribución del resto de los combustibles no supera el umbral del 4%, siendo inferior a la producción renovable.

Un análisis geográfico de la situación de la cogeneración en el 2008 permite destacar cuatro Comunidades Autónomas que concentran cerca del 55% del total de la potencia total instalada, así como del total de las instalaciones. Estas Comunidades son Cataluña, Andalucía, Galicia y Valencia, si bien la relación entre el peso relativo de la potencia instalada y del número de instalaciones sobre el total difiere en cada caso, siendo la Comunidad Catalana la más homogénea, con un 20% de las centrales y de la potencia total.

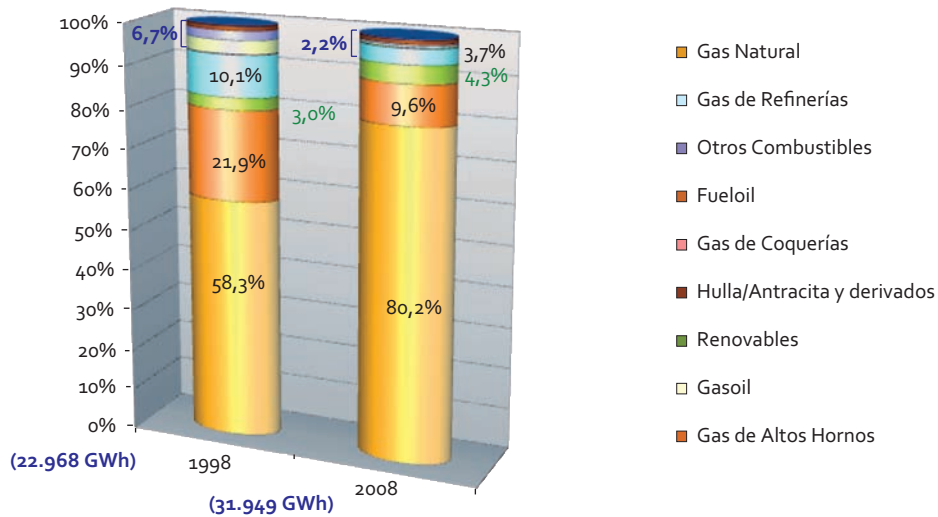
GRÁFICO 8.29
REPARTO DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA POR COMBUSTIBLES, 2008



FUENTE: IDAE/MITYC

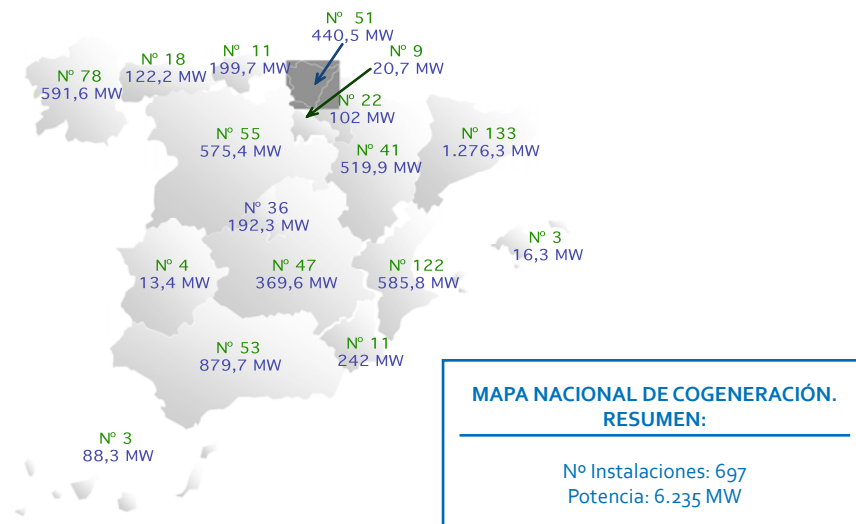


GRÁFICO 8.30
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN COMBUSTIBLES



FUENTE: IDAE/MITYC.

GRÁFICO 8.31
DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN



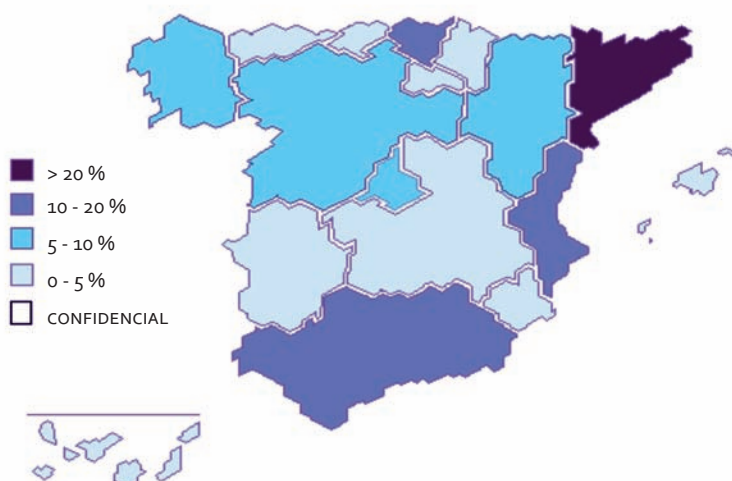
FUENTE: IDAE/MITYC.

La distribución por Comunidades Autónomas de las instalaciones de cogeneración se asemeja al patrón español de regionalización industrial. Así, la mayor potencia instalada en Cataluña, Andalu-

cia, y Valencia se acompaña igualmente de un mayor volumen de negocio industrial en estas comunidades, según se desprende de las cifras de ventas de productos industriales en 2008, ligados



GRÁFICO 8.32
DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS VENTAS DE PRODUCTOS INDUSTRIALES



FUENTE: INE. Encuesta Industrial Anual de Productos. Año 2008.

principalmente a las industria de la alimentación, química y papelera, que son las ramas industriales que a su vez cuentan con mayor potencia instalada en cogeneración.

8.3. ENERGÍAS RENOVABLES

Las Energías Renovables en 2009

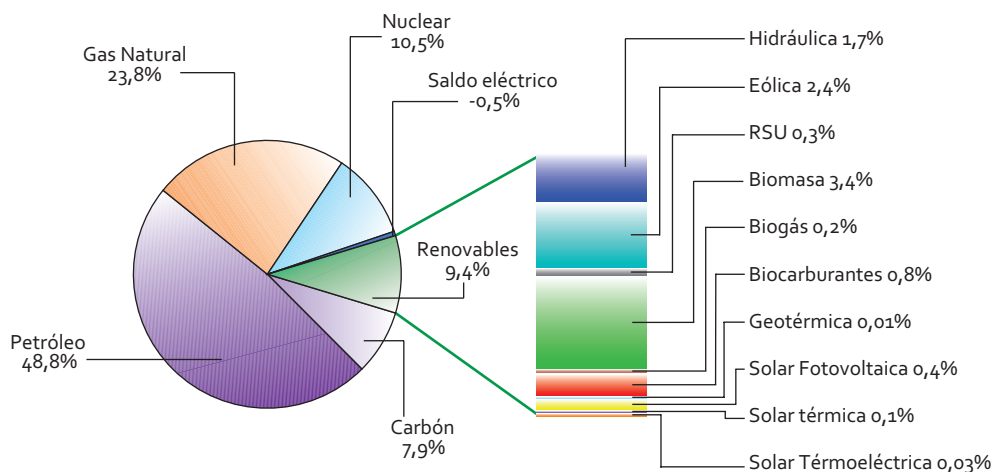
El consumo de energía primaria decreció en un 8,3% en 2009 con respecto al año anterior, mientras que el consumo primario de energías renovables creció un 12,6% —cerca de 1.400 ktep—. Con un consumo de 12,3 millones de tep en 2009, las energías renovables continúan la tendencia del año anterior, aumentado en términos absolutos en un escenario de decrecimiento de los consumos primarios, contribuyendo en un 9,4% a satisfacer las necesidades de energía primaria, casi dos

puntos porcentuales más que en 2008 (el dato de cierre de 2008 ha sido de 7,7% de contribución renovable al balance primario). Así mismo, la participación de las energías renovables sobre el consumo bruto de energía final, nuevo indicador de contribución de las EERR de acuerdo con la Directiva 2009/28/CE de fomento de las energías renovables, alcanzó en 2009 un 12,2% (10,3% en 2008).

Con respecto a la generación eléctrica, la producción bruta de las energías renovables fue de 73.465 GWh, contribuyendo al 24,7 % de la producción total del año 2009, excluyendo la producción eléctrica derivada de las instalaciones de bombeo. Con respecto al año anterior, la producción bruta renovable se ha incrementado en un 18%, a pesar de que la producción de electricidad total se ha contraído en un 6,6% en 2009 con respecto a 2008. La producción eléctrica de origen renovable ha superado ampliamente a la aporta-



GRÁFICO 8.33
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2009



FUENTE: INE. Encuesta Industrial Anual de Productos. Año 2008.

ción de origen nuclear (17,8%), aunque aún se encuentra por debajo de la producción eléctrica con gas natural (37,3%). La producción eléctrica renovable ha sido aportada en 2009 en un 86% por la energía hidráulica y eólica. Esta última tecnología experimentó en 2009 un incremento, en términos de producción, del 14% con respecto al año anterior, como consecuencia, en parte, de un importante aumento de su potencia instalada con respecto al año anterior (16%). Cabe destacar también los incrementos de las producciones derivadas de la energía solar con respecto al año anterior (fotovoltaica 139%, y termoeléctrica 513%, con respecto a 2008).

Dentro de las tecnologías que cubren la producción eléctrica renovable, destaca, como se ha mencionado anteriormente, la energía eólica y la energía hidráulica, que cubren respectivamente un 12,5% y un 8,8% del total de la demanda eléctrica en 2009. Las mayores exportaciones y el fun-

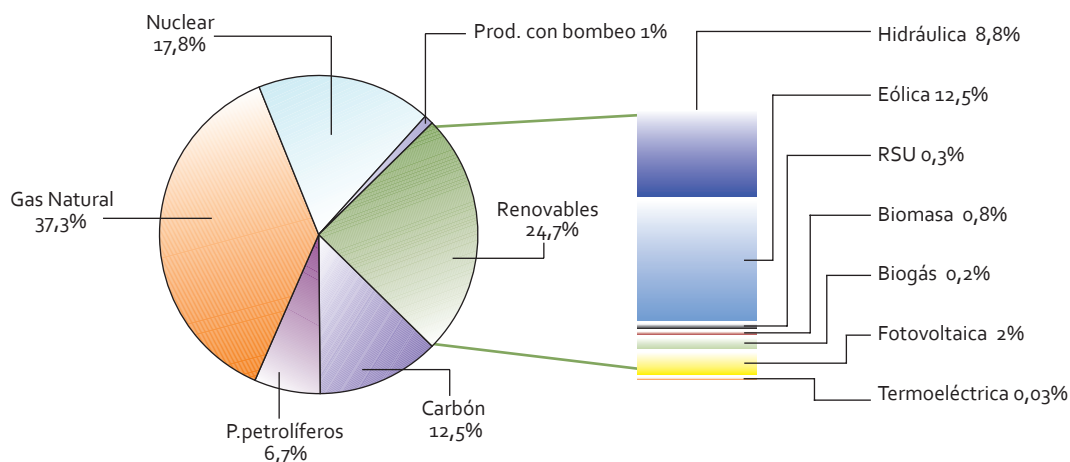
cionamiento de las plantas de bombeo hidráulico, hacen posible que en picos de mayor producción eléctrica renovable, dicha producción mejore su capacidad de gestión, alcanzando cifras mayores del 50% de cobertura de la demanda eléctrica, concretamente para el caso de la eólica el pasado noviembre de 2009.

Confirmando los pronósticos que se realizaban sobre el desarrollo previsto para las tecnologías solares termoeléctricas en los próximos años, sin duda ha destacado el aumento de la producción primaria de esta tecnología, presentando actualmente una capacidad cinco veces mayor con respecto a la existente en el año 2008. Esta realidad ha sido factible gracias a un aumento de la capacidad instalada en 2009 de 171 MW con 6 plantas nuevas en funcionamiento.

Continuando con el área solar fotovoltaica, aunque el incremento de su capacidad instalada ha



GRÁFICO 8.34
ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2009



FUENTE: INE. Encuesta Industrial Anual de Productos. Año 2008.

sido menor que otros años, su contribución al balance primario sigue incrementando año tras año, presentando en 2009 un incremento de 139% con respecto a 2008.

En cuanto a la producción energética hidráulica del 2009, debe destacarse que la hidraulicidad en ese año fue ligeramente mayor en comparación con 2008, incrementándose la producción eléctrica en esta área en un 11%.

Dentro de la actividad de las energías renovables en 2009, también merece mención los progresos realizados en el consumo primario de biocarburantes, incrementándose en un 70% con respecto al año anterior hasta alcanzar un consumo de 1.058 ktep.

En cuanto a su capacidad de producción de biocarburantes en España ha sido una de las protagonistas que ha caracterizado los avances de las ener-

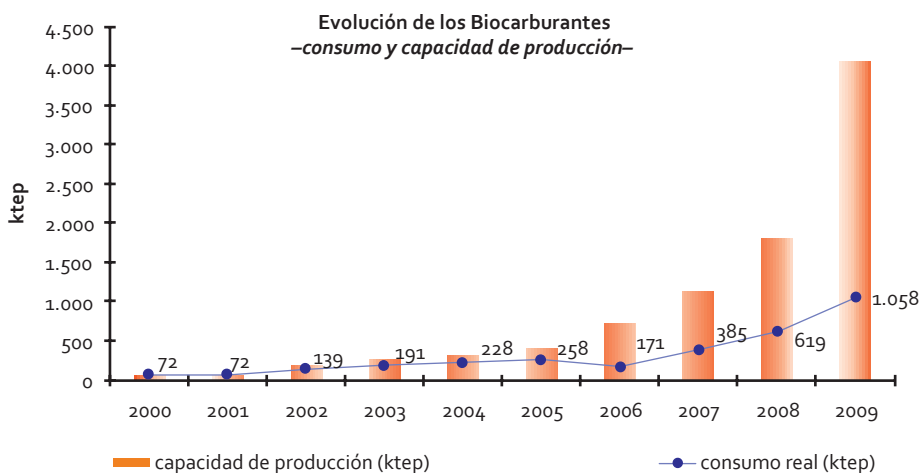
gías renovables en nuestro país en los últimos años, creciendo a un 56% de tasa media anual entre 2000-2009. En este último año 2009, las plantas de biocarburantes de nuestro país alcanzaron una capacidad de producción anual de alrededor de 4.066 ktep.

El consumo de energías renovables en nuestro país, como consecuencia de las diferentes políticas de intensificación de estas energías, viene mostrando desde hace una década una tendencia creciente, únicamente interrumpida en aquellos años especialmente secos. Así, cabe destacar que, aún bajo un marco de descenso del consumo primario total (8,3% con respecto a 2008), el año 2009 ha conseguido alcanzar un abastecimiento de la demanda con energías renovables de más de 12 millones de tep.

Igualmente, si 2009 se hubiera caracterizado por ser un año tipo medio, el consumo de energías



GRÁFICO 8.35
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO Y LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE BIOCARBURANTES



FUENTE: MITyC/IDAE.

CUADRO 8.5. PRODUCCIÓN CON FUENTES RENOVABLES EN 2009

Producción con energías renovables en 2009				
Producción en	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (Provisional 2009)	Producción en términos de Energía Primaria (Año Medio) ⁽¹⁾
Generación de electricidad				
Hidráulica (a 50 MW) ⁽²⁾	13.521	15.836	1.362	2.151
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	3.075	6.223	535	529
Hidráulica (< 10 MW)	1.908	4.192	361	509
Biomasa	497	2.334	979	1.328
R.S.U.	189	934	392	513
Eólica	19.226	37.164	3.196	3.968
Solar fotovoltaica	3.417	6.076	523	441
Biogás	160	610	194	298
Solar termoeléctrica	232	96	38	237
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	42.226	73.465	7.579	9.974
Usos térmicos				
	m ² Solar t. baja temp.			(ktep)
Biomasa			3.496	3.496
Biogás			27	27
Solar térmica de baja temperatura	2.016.520		156	156
Geotermia			9	9
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			3.688	3.688
Biocarburantes (Transporte)				
TOTAL BIOCARBURANTES			1.058	1.058
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			12.325	14.720
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)			130.508	30.508
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			9,4%	11,3%

⁽¹⁾ Datos de 2009, 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.



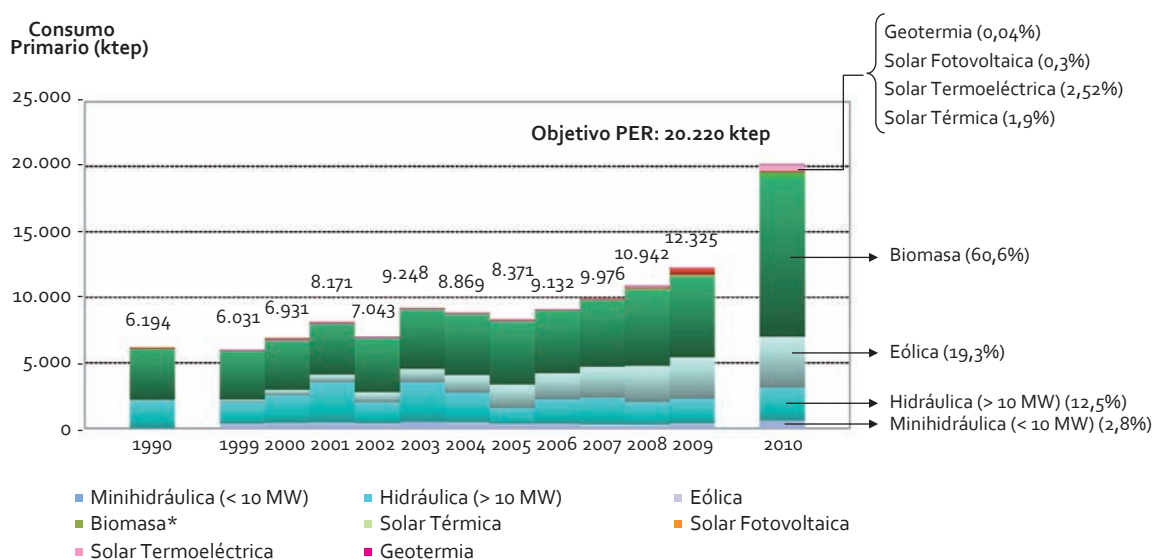
renovables habría superando los 14,7 millones de tep, acercándose con un 11,3% al objetivo de consumo primario de las fuentes renovables previsto en el PER 2005-2010 del 12%.

A continuación, el gráfico XX presenta la evolución del consumo primario de energías renovables para el periodo 1990-2009, mostrando la tendencia creciente de consumo de energía primaria para estas tecnologías. A su vez, muestra los objetivos de consumo primario del PER 2005-2010. El conjunto de la biomasa, biogás, RSU y biocarburantes destaca por su mayor aporte sobre el total del consumo primario.

Con el año 2010 finaliza el periodo quinquenal del aún vigente Plan de Energías Renovables

2005-2010 (PER). A partir de ese año será necesaria una nueva planificación para las energías renovables, tal y como preveía el RD 661/2007 de régimen especial. En estos momentos, se encuentra en estado de elaboración un nuevo Plan de Energías Renovables al 2020, que retomará el desarrollo de las tecnologías renovables con mayor maduración, y profundizará en el desarrollo de áreas renovables más incipientes pero con destacable potencial para nuestro país. Este nuevo plan con horizonte al 2020 asumirá los compromisos adquiridos por la Directiva de Energías Renovables 2009/28/CE, traducándose para España en alcanzar un 20% de cobertura renovable sobre el consumo final en 2020.

GRÁFICO 8.36
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES



*Incluye R.S.U., biogás y biocarburantes
Datos 2009, provisionales.

FUENTE: IDAE.



Seguimiento 2008 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 2010¹, 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.

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 2009, los datos de seguimiento provisionales 2008 del PER, ponen de manifiesto los incrementos en la capacidad instalada y en la producción de energía reno-

¹ Establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y objetivo central del anterior Plan de Fomento.

CUADRO 8.6: RESUMEN OBJETIVOS PER 2005-2010

PARÁMETROS	CONJUNTO ÁREAS RENOVABLES
Apoyo Público	8.492,24 millones €
Inversión	23.598,64 millones €
Producción Energética Total	10.480.526 tep
Empleo Generado	94.925 empleos netos
Emisiones Evitadas frente a Ciclo Combinado con Gas Natural	Periodo 2005-2010: 76.983.254 tCO ₂

FUENTE: PER.

vable proveniente de las instalaciones puestas en marcha desde el comienzo del Plan hasta 2008. Así mismo se muestra el grado de desarrollo de los distintos sectores y su porcentaje de cumplimiento global con respecto a 2008 y las previsiones de 2010.

El desarrollo del PER durante 2008 fue muy superior al previsto especialmente para los biocarburantes, en cuanto a cifras de capacidad de producción que no de consumo, y las áreas de generación eléctrica. No obstante, las áreas térmicas progresan a un ritmo más lento, siendo menores los progresos realizados en cuanto a capacidad instalada en 2008, que los objetivos de incremento previstos para este conjunto de áreas.

Comenzando por describir brevemente el conjunto de generación eléctrica, durante el año 2008 se instalaron más de 4.500 MW nuevos, cubriendo el 154% del objetivo de nueva potencia establecido en el Plan para ese año. Así, la nueva potencia acumulada durante los cuatro primeros años del PER (2005-2008), alrededor de 12.000 MW, supone un 77,6% del objetivo fijado hasta la finalización del Plan en el año 2010.

Con respecto a las áreas térmicas, el incremento estimado del consumo durante 2008 ha sido de cerca de 100 ktep, lo que supone haber cubierto el 56,8% del objetivo establecido para ese mismo año. El acumulado 2005-2008 se eleva a 234,3 ktep, que representa un 25,8% del objetivo de incremento para usos térmicos hasta el año 2010.

Finalmente, los biocarburantes aumentaron su capacidad de producción en 668,8 ktep en 2008, lo que supone un alto grado de desarrollo con respecto al objetivo de ese año del 191,1%. El incremento acumulado de capacidad durante los cuatro primeros años del PER asciende a 1.478,2 ktep, que ya cubre el 75% de su objetivo global hasta finales de 2010.

Los datos de seguimiento nos muestran que en 2008 la producción renovable asociada a las instalaciones renovables puestas en marcha desde el comienzo del PER hasta ese año, alcanzó un grado de desarrollo global de alrededor del 47 % de los objetivos energéticos establecidos hasta 2008, y un 22,2 % de la previsión hasta el año 2010.

En conjunto, la producción con energías renovables se ha incrementado durante 2008 en más de 800 ktep con respecto al año anterior. En comparación, el incremento de la producción de la energía asociada a las instalaciones renovables nuevas puestas en marcha en 2007 fue menor, siendo éste de 545 ktep.

Continuando en detalle con las áreas más destacables en cuanto a los progresos durante 2008, dentro del conjunto eléctrico merece mención especial el caso específico de la energía solar fotovoltaica.

Las políticas de apoyo a las renovables, y en concreto el sistema de primas a las instalaciones renovables eléctricas, han resultado en un incremento espectacular de la energía solar fotovoltaica en nuestro país. El RD 661/2007 de *Régimen Especial* supuso un incremento de la retribución para las instalaciones de entre 100 kW, y 10 MW, y un impulso especialmente para el sector fotovoltaico que ya en 2007 acusó un desarrollo sustancial.

El RD 1578/2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica, aprobado un año después respondió a la necesidad de racionalizar la retribución económica para las instalaciones fotovoltaicas, al mismo tiempo que garantizara un mercado mínimo que permitiera el desarrollo del sector, asegurando la continuidad del sistema de apoyo. Este nuevo RD estableció un nuevo mecanismo mediante la inscripción en un registro de asignación de retribución, reconociendo las ventajas que ofrecen las instalaciones integradas en edificios, ya sea en cubierta o en fachada.

En cuanto a resultados, sólo en el año 2008 se instaló siete veces más que lo previsto por el PER para ese año, presentando un acumulado total entre 2005 y 2008 de más de 3 GW nuevos. Sólo durante 2008 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 con objetivos en el PER.

Aunque la producción solar fotovoltaica sigue siendo modesta en términos relativos, en 2008 la producción energética de las instalaciones puestas en



marcha desde el comienzo del Plan superó con creces la previsión para ese año, habiendo superado ya el objetivo global para 2010 en más de un 400%.

Dentro del conjunto de generación eléctrica, sigue destacando el crecimiento de la *energía eólica*, la cual durante el periodo 2005-2008 de vigencia del PER ha añadido una nueva potencia de más de 8 GW, con una producción asociada, en términos de energía primaria de alrededor de 1.000 ktep.

Con respecto a la potencia, la energía eólica, dicho incremento de capacidad representó el 78% del objetivo del Plan para el año 2008. No obstante, en cuanto a cifras de potencia acumulada, ésta supone un 69% del objetivo global del área hasta finales de 2010.

El valor de cumplimiento de la energía eólica en términos de energía producida, es ligeramente 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 la entrada en funcionamiento de parques eólicos finalizando en el año 2008, cuya producción media anual no se contabilizará hasta el año siguiente. Aún con todo, la energía eólica alcanzó el 71% de los objetivos del PER al 2008, y el 46% del objetivo global al 2010.

En cuanto a las dos áreas renovables destinadas a usos térmicos, en conjunto la biomasa térmica y la energía solar térmica de baja temperatura han alcanzado el 50% de sus objetivos de producción energética para ese año, cifra superior a la que estos consumos presentaron en 2007. No obstante,

siguen tratándose 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 2008, concretamente se ha cubierto el 191% del objetivo del año, habiéndose cubierto durante los tres primeros años de vigencia del Plan alrededor del 75 % del objetivo de crecimiento a 2010 respecto a capacidad de producción y el 32 % del objetivo global de crecimiento hasta 2010, si tenemos en cuenta el consumo total.

Merece mención, que el crecimiento de la capacidad de producción no ha ido acompañado de una evolución similar del consumo de biocarburantes. Para incentivar el despegue de éste se han tomado varias medidas, entre las que destaca la aprobación de la 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 para el transporte. Es de esperar que la consolidación del esquema recogido en la Orden Ministerial, junto con las acciones desarrolladas desde la Comisión Europea para proteger el mercado europeo de las prácticas comerciales desleales, redunde en una mayor actividad de las plantas de producción españolas.

8.4. DESARROLLO NORMATIVO

Las principales novedades legislativas en materia de eficiencia energética, cogeneración y energías

renovables correspondientes al año 2009. Se destacan a continuación:

EFICIENCIA ENERGÉTICA

I. PLAN DE ACCIÓN 2008-2012 DE LA E4:

PLAN DE ACTIVACIÓN DEL AHORRO Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA 2008-2011

- **Plan de Activación de la Contratación de Empresas de Servicios Energéticos (ESE)**

El Plan de activación de la contratación de empresas de servicios energéticos, aprobado mediante Consejo de Ministros del 11 de diciembre de 2009, es una medida contemplada por el *Plan de Activación del Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2011*, con la que se pretende alcanzar un 20% de ahorro energético en un conjunto de 330 edificios ligados a distintos ministerios mediante el establecimiento de contratos con Empresas de Servicios Energéticos (ESE). El ahorro esperado alcanza 1,32 Mtep, equivalente al 1,1% de las importaciones de petróleo españolas en 2008, lo cual representa un ahorro económico de 500 M€ y emisiones evitadas de CO₂ de 254 kt.

Este Plan supondrá una inversión de 2.350 M€, para lo cual el IDAE financiará una línea de apoyo para la preparación de ofertas de 4,2 M€ y articulará subvenciones a las inversiones a cargo de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4) por valor de 52,2 M€.

- **Real Decreto 898/2009**, de 22 de mayo, por el que se **regula la concesión directa de subven-**

ciones para la adquisición de vehículos, Plan 2000 E de apoyo a la renovación del parque de vehículos.

El Plan 2000E tiene por objetivo incentivar la adquisición de vehículos, estimulando la sustitución de vehículos antiguos por otros menos contaminantes, y mantener el empleo en el sector de la automoción.

Este Real Decreto tiene como finalidad establecer las normas especiales reguladoras para la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos nuevos y usados de hasta 5 años de antigüedad de la categoría M1 y N1, que reúnan determinadas características. En el caso de vehículos de turismo categoría M1, las emisiones de CO₂ deberán ser inferiores a 120 gr/km (Vehículo ecológico), inferiores a 149 gr/km y que además incorporen, para vehículos de gasolina, sistemas de control electrónico de estabilidad y detectores presenciales en plazas delanteras (vehículo innovador), o, para vehículos diesel, un catalizador de tres vías o dispositivos EGR de recirculación de gases de escape. En el caso de los vehículos de transporte de categoría N1, las emisiones de CO₂ deberán ser inferiores a 160 gr/km.

La financiación del Plan será con cargo a una partida presupuestaria específica del Presupuesto del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para los ejercicios 2009 y 2010. Las ayudas consistirán en 500 €/vehículo, siendo el número máximo de vehículos a financiar inferior a 200.000. Estas ayudas se podrán complementar con otras aportaciones de las Comunidades Autónomas y del sector de fabricantes de automóviles, así como de otras



ayudas orientadas al mismo fin, procedentes de la Unión Europea o de organismos internacionales, aunque serán incompatibles con las concedidas por el Plan VIVE 2008-2010.

- **Real Decreto 1667/2009**, de 6 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 898/2009, de 22 de mayo, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos, Plan 2000 E de apoyo a la renovación del parque de vehículos, y se amplía el número máximo de vehículos a financiar en 80.000 vehículos adicionales.

Este Real Decreto, en vigor desde el 8 de noviembre de 2009, tiene por objeto la modificación del RD 898/2009, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos –Plan 2000 E de apoyo a la renovación del parque de vehículos–. De este modo, se amplía el presupuesto del Plan 2000E, en 40 M€ adicionales a los 100 M€ inicialmente previstos, posibilitando la financiación de 80.000 vehículos adicionales. Así, el número máximo de vehículos financiables de la categoría M1 y de la categoría N1 no podrá superar la cifra de 280.000 para las dos categorías señaladas.

- **Resolución** de 26 de junio de 2009, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se establecen las bases reguladoras para la convocatoria única del Programa de ayudas del IDAE para la adquisición y uso de vehículos eléctricos, en el marco del Proyecto piloto de movilidad eléctrica, dentro del Plan de activación del ahorro y la eficiencia energética 2008-2011 y del Plan de

acción 2008-2012 de la Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012.

El Proyecto MOVELE es una de las medidas previstas por el Plan de Activación 2008-2011 en el ámbito de la movilidad. Con el fin de facilitar la puesta en marcha de este Programa, la presente resolución establece las bases reguladoras de la convocatoria de ayudas del IDAE para la adquisición y uso de vehículos eléctricos. La financiación del presente Programa será con cargo al presupuesto específico habilitado por el IDAE, por importe de 8 M€ en el marco del Plan de Acción 2008-2012. Las ayudas contempladas responden a la modalidad de subvención. El plazo para la solicitud de ayudas está abierto hasta el 31 de diciembre de 2010, o bien, cuando se agote el presupuesto del Programa. El importe de las ayudas unitarias vendrá determinado por un porcentaje del precio sin impuestos del vehículo, comprendido entre el 15% y el 20%, ligado a la eficiencia energética del vehículo. Las solicitudes de ayuda se canalizarán a través de los comercios y concesionarios de vehículos adheridos al Programa.

Los vehículos susceptibles de ayudas deberán figurar en un catálogo de vehículos creado a tal efecto, y publicado en la página Web de IDAE.

II. EDIFICACIÓN:

- **Ley 19/2009**, de 23 de noviembre, de medidas de fomento y agilización procesal del alquiler y de la eficiencia energética de los edificios.

Dado el impacto del sector de la edificación en el consumo energético, se hace necesario continuar

con las reformas dirigidas a la mejora de eficiencia energética de este sector. Con tal fin, la presente Ley, en vigor a partir del 24 de diciembre de 2009, procede a modificar, entre otras leyes, la *Ley de Propiedad Horizontal* para facilitar actuaciones que mejoren la eficiencia energética de los edificios. De este modo, se pretende facilitar acuerdos por parte de las comunidades de propietarios para la realización de obras y la instalación de equipos o sistemas, orientadas a la mejora de la eficiencia energética del edificio. Este objetivo se extiende también a la instalación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en los aparcamientos de los edificios.

- **Real Decreto 1826/2009**, de 27 de noviembre, por el que se modifica el Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios, aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio.

El Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética 2008-2011 incluye un paquete de medidas, tales como la obligación de limitar las temperaturas en el interior de los establecimientos de edificios y locales climatizados destinados a usos administrativos, comerciales, culturales, de ocio y en estaciones de transporte, con el fin de reducir su consumo energético.

De acuerdo con lo anterior, el presente Real Decreto, en vigor desde el 28 de noviembre de 2009, procede a modificar, el Reglamento RITE, aprobado por RD 1027/2007, y en concreto de su instrucción técnica IT-3 dedicada al mantenimiento y uso de estas instalaciones, la cual se completa con una nueva instrucción técnica I.T. 3.8 *Limitación de temperaturas*. De acuerdo con esta instrucción, la

temperatura del aire deberá limitarse en todos los edificios y locales, arriba mencionados, tanto nuevos como existentes, salvo aquellos recintos que justifiquen la necesidad de mantener condiciones ambientales especiales o dispongan de una normativa específica que así lo establezca. La temperatura se limitará a 21 .°C o 26 .°C según se trate de recintos calefactados o refrigerados, que para tales fines requieran el consumo de energía convencional. Asimismo, en los recintos de superficie superior a 1.000 m², será obligatorio un dispositivo que indique tanto la temperatura del aire como la humedad relativa registradas en cada momento.

El plazo para realizar estas adaptaciones será el 28 de noviembre de 2010.

III. 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 2009 y hasta la fecha un total de diez en diferentes fases de tramitación, que se han sumado a los ya existentes.

A la vista de la aprobación reciente de la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera, se espera un mayor dinamismo en la aprobación e incorporación de este tipo de ordenanzas.

IV. TRANSPORTE:

- **Estrategia Española de Movilidad Sostenible**



La Estrategia Española de Movilidad Sostenible, aprobada por Consejo de Ministros el 30 de abril de 2009, constituye una hoja de ruta que define los objetivos y las directrices generales necesarios para posibilitar un modelo de transporte más sostenible en España.

Con el fin de alcanzar dicho objetivo, la Estrategia incorpora 48 medidas estructuradas en cinco directrices: Territorio, planificación del transporte y sus infraestructuras; Cambio climático y reducción de la dependencia energética; Calidad del aire y ruido; Seguridad y salud; y Gestión de la demanda. Estas directrices se resumen en el fomento de transporte público y del no motorizado, la intermodalidad y el desarrollo de la movilidad mediante programas de cooperación con las Administraciones Públicas competentes. Todo ello requiere de un enfoque global que contemple programas integrales de actuación.

Entre las directrices antes señaladas, cabe destacar la relativa al cambio climático y reducción de la dependencia energética. En esta área las prioridades son, por una parte, fomentar el uso eficiente de los modos de transporte, favoreciendo el cambio modal hacia medios más sostenibles de transporte y el desarrollo de la intermodalidad, y por otra, aplicar la innovación tecnológica al desarrollo de vehículos más eficientes y ecológicos. Con relación a lo último, las medidas planteadas se agrupan en nueve ámbitos prioritarios, entre los que destacan el fomento y mejora de servicio del transporte público, la eficiencia energética en las infraestructuras e instalaciones de transporte público; la promoción de vehículos limpios y eficientes; el fomento del uso de biocarburantes; la

conducción eficiente; y el etiquetado energético comparativo de los vehículos y de sus emisiones. Asimismo, dentro de otras áreas de actuación, cabe mencionar medidas como los Planes de Movilidad Urbana y de Movilidad para empresas, las autopistas marinas, y el uso de peajes disuasorios.

- **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 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. Para ello, el Plan PIA pone a disposición del sector de automoción un volumen de ayudas del orden de 4070 M€.

- **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. Para tal fin, se cuenta con un presupuesto de 800 M€, el cual se articula a través de la presente Orden.

Podrán acogerse a estas ayudas cualquier empresa cuya facturación se destine como mínimo un 40% al sector de la automoción. Estas ayudas podrán ser cofinanciadas por los Fondos FEDER.

V. SERVICIOS:

- **Resolución de 27 de agosto de 2009, de la Secretaría de Estado de Turismo, por la que se publica el Acuerdo por el que se instruye al Instituto de Crédito Oficial para la apertura de una línea de crédito para la mejora de la sostenibilidad del sector turístico. Plan FuturE.**

El Consejo de Ministros, en su reunión del 24 de julio de 2009, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, adoptó el mencionado Acuerdo, el cual forma parte de las medidas orientadas a la reactivación del turismo, como sector clave de la economía española, con potencial de contribución hacia un modelo económico sostenible. A tal fin contribuye el *Plan del Turismo Español Horizonte 2020 –Plan FuturE–*, el cual se enmarca dentro del Plan E, contribuyendo a la orientación del sector turismo hacia la sostenibilidad y la ecoeficiencia. Para ello, se pretende integrar consideraciones medioambientales en todos los sectores del turismo, contribuyendo al cumplimiento del triple objetivo 20%/20%/20% en el horizonte del 2020.

Para la puesta en marcha del Plan FuturE se crea una nueva línea de crédito del ICO² de 500 M€ con cargo al presupuesto del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, destinada al fomento de inversiones en el sector turismo que impliquen mejoras en la eficiencia energética y la sostenibilidad e implantación de nuevas tecnologías. Los beneficiarios podrán ser, entre otros, empresas de establecimientos hoteleros, apartamentos turísticos, alojamientos rurales, y agencias de viajes.

ENERGÍAS RENOVABLES

- **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. La citada Orden establece la obligación de acreditar una cantidad mínima anual de ventas o consumos de estos combustibles, para lo cual designa a la CNE como organismo responsable de la gestión del mecanismo necesario para su certificación. Lo anterior se concreta mediante esta Circular, en vigor desde el 25 de marzo de 2009, por la cual se definen las normas de organización y funcionamiento del citado mecanismo de certificación.

² Se establece una reserva de 100 M€ para proyectos que se materialicen en la Comunidad Canaria.



- **Resolución de 30 de abril de 2009, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación de la Resolución conjunta de la Secretaría General de Energía y de la Secretaría General del Mar, por la que se aprueba el estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos.**

El Real Decreto 1028/2007 por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, contempla la elaboración conjunta³, por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el Ministerio de Medio Ambiente y el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, de un Estudio Estratégico ambiental del litoral español. El objetivo de tal estudio es la determinación de zonas del dominio público marítimo-terrestre favorables para las instalaciones eólicas marinas. Con el fin de facilitar su aplicación, se ha optado por integrar en un único documento —*Estudio Estratégico Ambiental*— el Informe de Sostenibilidad Ambiental (ISA) y el Estudio Estratégico. Para su aplicación práctica, se ha procedido a su aprobación mediante la presente resolución conjunta de las SG de Energía y del Mar.

- **Resolución de 21 de octubre de 2009, de la Secretaría de Estado de Investigación, por la que se publica el Acuerdo de encomienda de gestión del Ministerio de Ciencia e Innovación a la Agencia Estatal Consejo Superior de**

Investigaciones Científicas para el desarrollo de actividades financiadas con cargo al fondo especial del Estado para la dinamización de la economía y el empleo (PlanE), en lo referido al desarrollo de cultivos energéticos no alimentarios. El presente Acuerdo de encomienda de gestión del MICINN al CSIC tiene por objeto el desarrollo de las actividades financiadas del Proyecto «*Producción y desarrollo de cultivos energéticos no alimentarios*» incluidas en el PlanE I+D, en cuanto a cultivos Energéticos no alimentarios. Para su ejecución el MICINN aportará al CSIC una financiación de 8,512 M€, con cargo al presupuesto de gastos 2009.

- **Real Decreto 1823/2009, de 27 de noviembre, por el que se regula la concesión directa de una subvención a las comunidades autónomas para la ejecución urgente de actuaciones para el cumplimiento de la legislación de vertederos, incluyendo la clausura de vertederos ilegales y la captación de biogás en vertederos, y otras actuaciones complementarias.**

Este Real Decreto, en vigor desde el 29 de noviembre, tiene por objeto regular el procedimiento de concesión directa de una subvención a las comunidades autónomas de Andalucía, Aragón, Principado de Asturias, Cantabria, Castilla-La Mancha, Castilla y León, Cataluña, Extremadura, La Rioja, Madrid y Región de Murcia, por importe de 14 M€ para el proyecto y construcción de instalaciones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la captación de biogás en vertederos, proyectos de clausura de vertederos ilegales y proyectos de actuaciones complementarias destinadas a la reducción del vertido de

³ La elaboración de este estudio ha sido realizada conjuntamente por los referidos ministerios, si bien tras la reorganización ministerial, las competencias de los dos últimos ministerios citados han sido asumidas por el Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino.

residuos, en particular de residuos biodegradables, y al aumento del reciclaje.

El límite a la subvención a percibir por cada comunidad autónoma no deberá superar el 16 % del total disponible. Las subvenciones se conceden de forma directa por la doble necesidad de aplicar el Plan de medidas urgentes de la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia y de cumplir el calendario establecido en el RD 1481/2001 por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero.

- **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, tanto de aprovechamiento de energía térmica como fotovoltaica. Desde el año 2009 y hasta la actualidad, se han sumado 30 nuevos municipios con tramitaciones en ordenanzas solares. De éstos, como suele ser habitual, la mayoría se concentran en Cataluña. Se prevé una evolución futura similar e incluso superior, a la vista del previsible impacto en el sector de la energía solar tras la aplicación del CTE y del RITE.

RÉGIMEN ESPECIAL

- **Orden ITC/1723/2009**, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.

El RD 485/2009, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector eléctrico, fija la metodología de cálculo y revisión de las tarifas de último recurso, disponiendo al respecto que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio pueda realizar las revisiones oportunas en la estructura de peajes de acceso a fin de adaptarlas a las tarifas de último recurso. En línea con esto, la Orden ITC/1659/2009 establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica, así como el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica y la estructura de los peajes de acceso correspondientes.

Según lo anterior, la presente Orden desarrolla el RD 485/2009 en lo que se refiere a la revisión de los peajes de acceso para su adecuación a las tarifas de último recurso. Por otra parte, se establece que, a partir del 1 de julio de 2009, la tarifa simple para baja tensión, sólo será de aplicación a suministros en baja tensión, de potencia contratada entre 10 y 15 kW. Asimismo, se definen las tarifas de referencia para la aplicación del bono social de los consumidores acogidos a la TUR, que tengan derecho al mismo.

Finalmente, se procede a la actualización trimestral para el segundo y tercer trimestre de 2009, de las tarifas y primas para las siguientes instalaciones del Régimen Especial: Cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP; Instalaciones de residuos; e instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos.

- **Circular 4/2009**, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de



información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El RD 661/2007 asigna a la CNE las funciones de liquidación de las primas, los incentivos y los complementos que procedan a las instalaciones del Régimen Especial, una vez se produzca la entrada en vigor del Comercializador de Último Recurso.

Con tal fin, la presente Circular, en vigor desde el 1 de agosto, tiene por objeto la definición del procedimiento correspondiente de liquidación a realizar por parte de la CNE, por la energía eléctrica vendida al sistema por las instalaciones de producción eléctrica en régimen especial o en su caso, de régimen ordinario, así como del procedimiento de comunicación de los cambios de representante de estas instalaciones. Asimismo, es objeto de esta Circular fijar las obligaciones de información a la CNE, por parte tanto de los titulares de las instalaciones de producción en régimen especial, y en su caso, en régimen ordinario; por sus representantes, por las empresas distribuidoras, los operadores del mercado, del sistema u otros agentes, a efectos de facilitar la liquidación a partir del 1 de noviembre de 2009 de las tarifas reguladas, primas y complementos.

- **Orden ITC/2880/2009**, de 23 de octubre, por la que se amplía el plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas, para la convocatoria del primer trimestre de

2010, al registro de pre-asignación de retribución, regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

El Real Decreto 1578/2008 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 RD 661/2007, para dicha tecnología, establece un mecanismo de pre-registro para la asignación de la retribución a las nuevas instalaciones fotovoltaicas, basado en unos cupos de potencia trimestrales y una tarifa regulada decreciente en cada periodo.

La experiencia derivada de los ajustados plazos previstos hace necesario ampliar el plazo de presentación de solicitudes de la convocatoria correspondiente al primer trimestre de 2010, a fin de asegurar la participación de los promotores en condiciones de objetividad y transparencia. Según esto, la presente Orden procede a la ampliación de los plazos referidos.

- **Resolución de 19 de noviembre de 2009**, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

El Consejo de Ministros del día 13 de noviembre de 2009 acuerda proceder a la ordenación de los proyectos e instalaciones presentados al registro de preasignación considerando preferentemente a aquellos cuya solicitud y aval haya sido presentado en los plazos previstos y atendiendo a un criterio cronológico en función de la autorización administrativa. Esto resulta necesario para las tecnologías solar termoeléctrica y eólica, siendo preciso la programación de su entrada en operación a fin de no comprometer la seguridad del Sistema Eléctrico. La puesta en funcionamiento de las instalaciones ligadas a estas tecnologías, se dispone en fases sucesivas de acuerdo con el siguiente ritmo acumulado de implantación:

Fase	Tecnología solar termoeléctrica	Tecnología eólica
1	850 MW	3.719 MW
2	1.350 MW	5.419 MW
3	1.850 MW	Resto de potencia inscrita según lo previsto en la disposición transitoria quinta del RDL 6/2009.
4	Resto de potencia inscrita según lo previsto en la disposición transitoria quinta del RDL 6/2009	--

La asignación de las fases correspondientes a cada una de las instalaciones se llevará a cabo mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. Se fija la fecha de autorización administrativa como criterio de priorización para el establecimiento del calendario de restricciones a la entrada en operación de las instalaciones inscritas en el Registro de preasignación de retribución. Asimismo, el calendario de restricciones anuales a la ejecución y entrada en operación, se define según las mencionadas fases.

DOTACIÓN PRESUPUESTARIA:

- **Orden ITC/885/2009**, de 2 de abril, por la que se regula las transferencias de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica y 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 2009, para la ejecución de las medidas del Plan de Acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.

La presente Orden tiene por objeto la definición del procedimiento de transferencia desde la CNE al IDAE de los fondos para las actuaciones previstas en el año 2009 dentro del Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de ahorro y eficiencia energética 2004-2012 (E4). Adicionalmente, mediante esta Orden se establecen los mecanismos de liquidación y criterios para la ejecución en el 2009 de las referidas actuaciones del Plan, con el fin de que puedan ser gestionadas por el IDAE.

El importe de los fondos para el 2009 ascienden respectivamente a 308,9 y 57 M€.

- **Ley 26/2009**, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2010

En lo que respecta a la dotación presupuestaria destinada al ámbito energético, cabe destacar las asignaciones de 3.229 M€ en concepto de actuaciones relativas a la industria y energía, 14.886 M€



en infraestructuras, y 9.270 M€ en I+D+i. Con relación a lo último, se consideran prioritarias las actividades de investigación a desarrollar en los ámbitos de microtecnologías y nanotecnologías, genómica y proteómica y energías renovables referidas a biomasa y biocombustibles.

La presente Ley, al igual que en años anteriores, pone a disposición del IDAE una dotación presupuestaria para el desarrollo de actuaciones previstas en el ejercicio del 2010 en el marco del *Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4)*, que serán financiadas con cargo a las tarifas de acceso de gas natural y electricidad.

LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ENERGÉTICO E IMPULSO DE LA PRODUCTIVIDAD

- **Real Decreto 485/2009**, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

Las directrices marcadas por la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad hacen necesario un nuevo modelo de suministro eléctrico donde esta actividad sea asumida por los comercializadores en libre competencia, siendo los consumidores quienes elijan a su comercializador.

El presente Real Decreto procede a la adecuación de la Ley del Sector Eléctrico mediante la regulación de la puesta en marcha del suministro de último recurso. Esto se materializa a través de: la consideración de los comercializadores con capacidad

para llevar a cabo dicha actividad; la especificación del régimen jurídico de los consumidores con derecho a acogerse a la Tarifa de Último Recurso (TUR); la incorporación de sistemas para determinar los precios a aplicar a los consumidores que transitoriamente carezcan de un contrato de suministro con un comercializador; y el establecimiento de medidas para el traspaso al suministro de último recurso de manera compatible al fomento de la competencia.

A partir del 1 de julio de 2009, se extingue el sistema tarifario integral, tras lo cual sólo podrían acogerse a la TUR los consumidores finales de energía eléctrica en baja tensión de potencia contratada igual o inferior a 10 Kw.

- **Real Decreto-Ley 6/2009**, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

La aprobación del presente Real Decreto-Ley, en vigor desde el 7 de mayo de 2009, permite la adopción de determinadas medidas en el sector energético que faciliten la transición a la puesta en marcha de la tarifa del último recurso en un contexto marcado por el proceso de la liberalización del mercado eléctrico y el déficit tarifario.

Entre las medidas señaladas, destaca el establecimiento de límites al incremento del déficit tarifario, definiendo una senda para la progresiva suficiencia de los peajes de acceso y abordando un mecanismo de financiación del déficit. A fin de garantizar la financiación del déficit, se crea el *Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico*.

Asimismo, se introducen mecanismos de protección para colectivos vulnerables, imponiendo una obligación de servicio público a las comercializadoras de último recurso. Para ello, se requiere de la implementación de un bono social, el cual coexistirá con la tarifa social implantada por el Gobierno en julio de 2008.

Por otra parte, se establecen mecanismos respecto al sistema retributivo de las instalaciones del régimen especial, al objeto de minimizar su incidencia sobre el déficit tarifario. En este contexto, se contempla la creación del *Registro de pre-asignación de retribución*, siendo necesaria la inscripción en dicho Registro para percibir la retribución económica establecida en el RD 661/2007.

- **Real Decreto 1011/2009**, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador.

El presente Real Decreto responde a la necesidad de adecuar las Leyes del Sector Eléctrico y del Sector de Hidrocarburos, a los objetivos perseguidos por las Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE relativas al mercado interior de la electricidad y del gas en cuanto a la garantía de acceso eficaz y no discriminatorio a las redes de distribución. Con tal fin, se procede a desarrollar las funciones de la Oficina de Cambios de Suministrador.

La Oficina de Cambios de Suministrador es una sociedad mercantil anónima que realiza sus funciones simultáneamente en los sectores del gas natural y de la electricidad y cuyo objeto social exclusivo es la supervisión de los cambios de suministrador. Dentro de la Oficina se creará un *Centro*

de información sobre el cambio de suministrador. La CNE supervisará la actividad de la Oficina, así como el cumplimiento de la normativa y procedimientos oportunos.

De manera adicional, mediante el presente Real Decreto, se procede a modificar el RD 1955/2000, el RD 1578/2008, y el RD 485/2009. En el primer caso, se regula la posibilidad de vertido a la red de la energía eléctrica no consumida para aquellos consumidores que implanten sistemas de ahorro y eficiencia energética en cumplimiento del Plan de Activación 2008-2011, excluyendo de éstos a las instalaciones de cogeneración. En el segundo caso, se flexibiliza la implantación de instalaciones fotovoltaicas en centros de consumo eléctrico relevantes. Por último, en el tercer caso, se prorroga hasta el 1 de noviembre de 2009 el plazo para la representación por parte de un comercializador de último recurso de las instalaciones del régimen especial acogidas a tarifa.

- **Resolución** de 26 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de la Energía, por la que se determina el procedimiento de puesta en marcha del bono social.

El Real Decreto-Ley 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, crea dicho bono social para determinados consumidores de electricidad acogidos a la tarifa de último recurso (TUR), debiendo ser dichos consumidores personas físicas en su vivienda habitual.

Del mismo modo, se habilita al Secretario de Estado de Energía a determinar el procedimiento para



acreditar las condiciones que dan derecho a la bonificación. Dentro de dichas condiciones, a partir del 1 de julio de 2009, se contempla los siguientes beneficiarios: los titulares de puntos de suministro, que siendo personas físicas, tengan una potencia contratada inferior a 3 Kw. en su vivienda habitual; Los consumidores con más de 60 años que acrediten ser pensionistas del Sistema de la Seguridad Social y que perciban las cuantías mínimas vigentes en cada momento para las distintas clases de pensión, así como los beneficiarios de pensiones del extinguido Seguro Obligatorio de Vejez e Invalidez y de pensiones no contributivas de jubilación e invalidez mayores de 60 años; Los consumidores que acrediten ser familias numerosas; y los consumidores que acrediten formar parte de una unidad familiar con todos los miembros desempleados.

Se habilita a los comercializadores de último recurso (CUR) a comprobar el cumplimiento de los requisitos para percibir el bono social. Por su parte, la CNE supervisará la correcta aplicación del bono social.

- **Resolución** de 29 de junio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, **por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el segundo semestre de 2009.**

El RD 485/2009 por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso establece que la DG de Política Energética y Minas revisará al menos semestralmente el coste de producción de energía eléctrica aplicando la metodología establecida en el mismo.

La Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, desarrolla las previsiones del RD 485/2009, estableciendo la estructura de las TUR aplicables a los consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW, y sus peajes de acceso correspondientes. Se fija asimismo el procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica, que incluirán las TUR y los costes de comercialización correspondientes. Asimismo se fija el procedimiento para determinar el coste estimado de la energía.

Considerando lo anterior, la presente Resolución procede a la aprobación, por una parte, del coste de producción eléctrica que incluirá las TUR en el segundo semestre de 2009, y por otra, de los precios de los términos de potencia y de energía a considerar en las TUR aplicables durante el segundo semestre de 2009, siendo estos precios de aplicación a todos los consumos realizados a partir del 1 de julio de 2009.

- **Resolución** de 29 de junio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hace pública la **tarifa de último recurso de gas natural.**

La necesidad de adecuación a la Directiva 2003/55/CE, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural conduce al establecimiento a partir del 1 de julio de 2009 de la tarifa de último recurso del gas natural para aquellos consumidores conectados a presiones inferiores a 4 bar, y consumo anual inferior a 50.000 Kwh./año.

La determinación de las tarifas resultantes se recoge en la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio,

donde se establece la metodología de cálculo. Asimismo, dicha Orden determina que las revisiones de dichas tarifas deberán ser publicadas mediante resolución de la DG de Política Energética y Minas. Según lo anterior, la presente resolución procede a la difusión de los precios aplicables a partir del 1 de julio de 2009 a los siguientes consumidores: aquellos con derecho a la TUR de suministro de gas natural, diferenciando según franjas de consumo superior o inferior a 5.000 kWh/año; los consumidores insulares de gases manufacturados; así como a aquellos consumidores que aún no hayan negociado con un comercializador y presenten un consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior a 3 GWh/año.

- **Orden ITC/909/2009**, de 8 de abril, por la que se establecen las bases reguladoras, de las ayudas para la **realización de actuaciones en el marco de la política pública para el fomento de la competitividad de sectores estratégicos industriales para el periodo 2009-2010** y se efectúa la convocatoria para el ejercicio 2009.

Mediante esta orden se aprueban las bases reguladoras del régimen de ayudas para impulsar actuaciones dirigidas al mantenimiento y mejora de la competitividad de sectores estratégicos industriales, en el período 2009-2010, como instrumento para la articulación de la correspondiente política pública. Esta orden ministerial se inscribe dentro del marco de referencia que representa la Estrategia de Lisboa y el Programa Nacional de Reformas de España.

Constituye el objeto de la presente orden el establecimiento de las bases del régimen de ayudas

para impulsar actuaciones dirigidas al mantenimiento y mejora de la competitividad de sectores estratégicos industriales, en el período 2009-2010. Tendrán la condición de beneficiario, las empresas y Agrupaciones de Interés Económico (AIE), vinculadas a los sectores estratégicos objeto de esta Orden. Asimismo, dentro de las actuaciones cubiertas por esta ayuda, se considerarán los planes de competitividad presentados por las empresas o AIE mencionadas que comprendan actividades relacionadas con líneas de actuación como las siguientes: generación de nuevos productos o servicios o mejora de los existentes, que mejoren su sostenibilidad; reingeniería de procesos de producción destinada a la mejora de la sostenibilidad, flexibilidad y/o eficiencia energética, en el uso de recursos, etc.

Las ayudas a la financiación de los planes de competitividad beneficiarios podrán concederse en forma de subvenciones o de préstamos, siendo la cuantía máxima de las ayudas convocadas para el periodo 2009-2010 de 261 M€ en préstamos.

- **Real Decreto-Ley 13/2009**, de 26 de octubre, **por el que se crea el Fondo Estatal para el Empleo y la Sostenibilidad Local.**

Por el presente Real Decreto-Ley, en vigor a partir del 28 de octubre de 2009, se aprueba la creación de un nuevo Fondo, si bien se incorpora como objetivo del mismo que las inversiones, proyectos y actuaciones financiadas contribuyan a la sostenibilidad económica, social y ambiental por lo que se denomina Fondo Estatal para el Empleo y la Sostenibilidad Local.



El Fondo Estatal para el Empleo y la Sostenibilidad Local, adscrito al Ministerio de Política Territorial, se dirige a la financiación de inversiones realizadas por los Ayuntamientos que contribuyan a la sostenibilidad económica, social y ambiental. Podrán financiarse con cargo al Fondo los contratos de obras definidos de Contratos del Sector Público que tengan por objeto obras de competencia municipal acordes al objetivo anterior. Entre las tipologías de proyectos considerados, cabe destacar las destinadas a impulsar el ahorro y la eficiencia energética, así como la accesibilidad y uso de las energías limpias. Asimismo, podrán financiarse con cargo al Fondo los contratos de suministro público para el equipamiento de los edificios e instalaciones que sean objeto de los proyectos beneficiarios de este Fondo. Este Fondo es incompatible con la financiación procedente de otros programas de ayudas de cualquier Administración Pública, incluidas las de ámbito comunitario.

- **Anteproyecto de Ley de Economía Sostenible**

El 27 de Noviembre de 2009 tiene lugar la aprobación mediante Consejo de Ministros de un Anteproyecto de Ley de Economía Sostenible.

Esta Ley forma parte de una Estrategia cuyo objetivo principal es sentar las bases para un modelo de desarrollo y crecimiento de la economía española más sostenible. Dentro de dicha Estrategia se contempla la aprobación de un Fondo de Capital

de 20.000 M€, gestionado por el ICO, y un programa de reformas estructurales con un horizonte de diez años.

El Anteproyecto de Ley de Economía Sostenible incorpora un conjunto de reformas estructurales que facilitarán que las empresas y los agentes económicos españoles orienten su actividad hacia sectores con potencial de crecimiento económico, de empleo y sostenibles desde un punto de vista económico, social y medioambiental. Esta Ley se articula sobre tres grandes pilares: la mejora del entorno económico, el impulso de la competitividad y la apuesta por la sostenibilidad medioambiental. En lo que respecta a la sostenibilidad medioambiental, se fija el objetivo nacional de reducción de un 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero y de consumo del 20% de energías renovables sobre el total de consumo de energía bruta, para el año 2020, que se conseguirá con al menos un 10% de consumo de energías renovables en el sector transporte. Para la consecución de estos objetivos se adoptarán distintas medidas innovadoras, tales como la creación de un «sello» que certifique la reducción de emisiones de empresas, un fondo público para la compra de créditos de carbono, o una Mesa de Movilidad Sostenible.

En lo que compete a la eficiencia energética, se adelanta al año 2016 el objetivo de ahorro energético del 20% en el ámbito de Administración Pública.

9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE



Al igual que el año 2008, el año 2009 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. En este contexto, las energías renovables han seguido aumentando su participación en la generación eléctrica a pesar de ser un año seco con baja producción hidroeléctrica. Respecto a la actividad internacional en el ámbito del cambio climático, en diciembre de 2009 se ha celebrado la COP 15 en Copenhague con unos resultados por debajo de las expectativas de la UE y España. Sin embargo, cabe destacar como aspectos positivos el establecimiento de las bases para la futura arquitectura del régimen climático y el reconocimiento de la necesidad de establecer acciones para garantizar que la temperatura de la Tierra no aumente más de 2 °C.

En este sentido, tras un período intenso de negociaciones que ha durado casi un año, se aprobó un paquete de propuestas presentado por la Comisión el 23 de enero de 2008. Entre las medidas que se incluyen destacan la revisión de la Directiva de comercio de derechos de emisión, la definición de acciones específicas sobre los sectores difusos, el fomento de las energías renovables o el apoyo a las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂. De una manera simbólica, se establece como objetivo para el año 2020 una reducción de emisiones del 20% respecto al año 2005 (o del 30% si se unen otros países representativos) además de una penetración de las energías renovables del 20% sobre el consumo de energía primaria.

Como en ediciones anteriores, en este apartado se indicarán en primer lugar los principales hechos

ocurridos 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-15 de Copenhague (Dinamarca)

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.

Se han celebrado en Copenhague (Dinamarca) del 7 al 18 de diciembre de 2009, la reunión de la Decimoquinta Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (COP15) y la Quinta reunión de la Conferencia de las Partes en calidad de Reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (COP/MOP 5) así como los Órganos Subsidiarios de Ejecución (SBI) y de Asesoramiento Científico y Tecnológico SBSTA (en su 31.ª reunión). Asimismo, también en diciembre de 2009 en Copenhague, tuvo lugar la décima sesión del Grupo Ad Hoc para la consideración de Futuros Compromisos de las Partes

Anexo I (AWG-KP) y la octava sesión del Grupo Ad-Hoc para la cooperación a largo plazo (AWG-LCA).

El resultado obtenido en Copenhague ha quedado por debajo de las expectativas y el nivel de ambición de la UE pero supone, sin embargo, un paso hacia el objetivo de conseguir abordar de manera eficaz la lucha contra el cambio climático a escala global. El Acuerdo de Copenhague no tiene carácter vinculante y deja cuestiones abiertas desde una perspectiva jurídica pero incorpora compromisos de reducción de emisiones de la mayoría de los países y, en particular, por parte de los grandes emisores de gases de efecto invernadero, incluyendo las economías emergentes que estaban fuera de los compromisos de Kioto.

En Copenhague se alcanzó un acuerdo político respaldado por la mayoría de las Partes que deberá servir de base para, en la próxima COP 16 de México que se celebrará a finales del año 2010, poder firmar un acuerdo internacional vinculante con objetivos concretos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el medio y largo plazo.

Como aspectos más relevantes de la COP15 se pueden mencionar los siguientes:

- Por primera vez se reconoce la necesidad de establecer acciones que permitan que la temperatura de la Tierra no aumente más de 2 .°C.
- Se establece que los países desarrollados deben indicar su compromiso de reducción de emisiones y que los países en vías de desarrollo deben

asumir un compromiso de reducción de emisiones.

- Se fijan cifras concretas en materia de financiación, 30.000 millones de dólares para acciones inmediatas de aquí al 2012 y 100.000 millones de dólares anuales en el año 2020.
- Se incorpora el concepto de cooperación multilateral, cooperación tecnológica y se pone en valor la importancia de preservar los bosques nativos.
- Finalmente, el Acuerdo establece un sistema transparente de medición, información y verificación para las acciones de los países en desarrollo.

9.2. UNIÓN EUROPEA

El 6 de abril de 2009 el Consejo de la Unión Europea ha aprobado el **paquete de medidas legislativas sobre energía y cambio climático**. Este paquete tiene como objetivo reducir las emisiones del conjunto de la Unión Europea en el año 2020 un 20% con respecto a los niveles de 1990, contemplándose también la posibilidad de elevar esta reducción hasta el 30% si se produce un acuerdo internacional satisfactorio sobre el cambio climático. En este caso, los gobiernos y las empresas de la UE podrían emplear créditos considerablemente superiores a través de proyectos de reducción de emisiones en terceros países, para compensar sus emisiones. La UE también se propone para el año 2020 obtener un 20% de su energía de fuentes renovables y, mediante la mejora de la eficien-



cia energética, reducir su consumo de energía hasta un 20% por debajo de los niveles previstos.

A lo largo del año 2009 se han aprobado importantes medidas legislativas con el fin de desarrollar las medidas contempladas por el paquete de energía y cambio climático, siendo las más destacadas las siguientes:

Régimen de comercio de derechos de emisión (*Emission Trading System, EU ETS*)

Directiva 2009/29/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

La Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo estableció un régimen comunitario para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (*Emission Trading System, EU ETS*) con el fin de fomentar la reducción de forma eficaz de gases de efecto invernadero.

Mediante la **Directiva 2009/29/CE** de 23 de abril de 2009 (nueva Directiva ETS) se pretende reforzar el ETS, principal herramienta de la UE para reducir de manera rentable las emisiones de gases de efecto invernadero. El ETS revisado, que se implantará a partir de 2013, tendrá unas reglas más armonizadas, será más predecible para los operadores del mercado y gozará de mayor credibilidad internacional.

Los principales cambios respecto al sistema actual son los siguientes:

- Ampliación del ámbito de aplicación del sistema para incluir algunas industrias y gases de efecto invernadero adicionales, incluyendo además las instalaciones que se dedican a la captura, transporte y almacenamiento geológico de CO₂.
- La sustitución del sistema nacional de techos de derechos de emisión actual por un límite único para toda la UE.
- Se fija una reducción lineal del 1,74% en el techo de los derechos cada año y hasta el año 2020 de forma que en el año 2020 las emisiones sean un 21% inferior a las emisiones del año 2005. El anuncio por adelantado de esta reducción lineal se introduce con el fin de que los operadores del mercado dispongan de un entorno claro y previsible en el que acometer las inversiones necesarias para la reducción de sus emisiones.
- Un avance progresivo hacia la subasta de la totalidad de los derechos en lugar del sistema actual de asignación gratuita. A partir de 2013, al menos el 50% de los derechos tendrán que adquirirse mediante subasta como paso previo a la aplicación de este sistema de compra de la totalidad de los derechos en el año 2027. La nueva Directiva ETS contempla que puedan establecerse excepciones para sectores con un elevado consumo energético si se considera que la compra de derechos puede perjudicar su competitividad internacional.

- Una mayor armonización de las normas de control, registro y comprobación de las emisiones con el fin de mejorar la fiabilidad y credibilidad del sistema.
- La posibilidad de vincular el ETS a sistemas de límites máximos obligatorios de terceros países, no sólo a escala nacional, sino también regional.
- Normas armonizadas sobre el uso de créditos de carbono para proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) e Implementación Conjunta (IC) en terceros países, siendo el objetivo principal de esta medida alentar a terceros países a ratificar el futuro acuerdo mundial sobre el clima.
- El establecimiento de los criterios y modalidades aplicables a la selección de determinados proyectos de demostración.
- La definición de una lista de sectores o subsectores expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono.
- Las metodologías para el seguimiento, notificación y verificación de emisiones.

Se indican a continuación las medidas más relevantes iniciadas en el año 2009 y que deberán ser aprobadas en el año 2010.

- La posibilidad de que los Estados Miembros excluyan del sistema las pequeñas instalaciones con emisiones de CO₂ relativamente bajas, siempre y cuando estas adopten medidas con un efecto equivalente sobre tales emisiones.

La implantación de la nueva Directiva ETS requiere el desarrollo por parte de la Comisión de un conjunto de medidas que serán adoptadas, previo acuerdo de los Estados Miembros, mediante el procedimiento de comitología. Entre estas medidas se encuentran las siguientes:

- La armonización de la definición del concepto de nuevo entrante.
- El establecimiento de normas para la subasta de derechos.
- La elaboración de una metodología de asignación de derechos a escala comunitaria con carácter transitorio.

Benchmark

Tal y como se indica en el artículo 10a(2) de la nueva Directiva ETS, una de las medidas más importantes a desarrollar por la Comisión es la definición de normas para la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂ basadas, en la medida de lo posible, en *benchmarks* de referencia realizados ex-ante:

«A la hora de definir los principios para establecer parámetros de referencia ex ante en los diferentes sectores o subsectores, el punto de partida será el promedio de los resultados de las instalaciones que constituyan el 10 % de las instalaciones más eficientes de un determinado sector o subsector en la Comunidad en los años 2007 y 2008. La Comisión consultará a los interesados correspondientes, incluidos los sectores y subsectores afectados.»

Los benchmark de referencia se determinarán teniendo en cuenta también otras consideracio-



nes importantes incluidas en el artículo 10 bis (1) de la nueva Directiva ETS, tales como el uso de las técnicas más eficientes, la existencia de productos sustitutivos, procedimientos alternativos de producción, la cogeneración de alta eficiencia, la recuperación eficiente de gases residuales, el uso de biomasa y la captura y almacenamiento de CO₂, siempre que se disponga de las instalaciones necesarias y que no exista incentivo para aumentar las emisiones.

Los benchmark se fijarán a nivel del producto. Sin embargo, puesto que existen productos que pueden estar sometidos a riesgo significativo de fuga de carbono, se ha considerado la clasificación NACE de forma que todos los productos del mismo tipo deben ser considerados de igual modo en términos de riesgo de fuga de carbono.

Como se indicaba anteriormente, el punto de partida para el establecimiento de los valores de benchmark será el resultado de la media del 10% de las instalaciones consideradas como más eficientes en términos de emisiones de gases de efecto invernadero. Una vez obtenido dicho valor de benchmark de referencia, éste se multiplicará por la producción histórica y un conjunto de factores relacionados con el techo de emisiones anual.

Fuga de carbono


La nueva Directiva ETS establece que la producción de sectores que se consideran expuestos a riesgo de fuga de carbono recibirá, en comparación con otros sectores, mayor cantidad de derechos de emisión gratuitos.

Según la Directiva, se considera que un sector o subsector está expuesto a un riesgo significativo de fuga de carbono si:

- la suma de los costes adicionales directos e indirectos derivados de la aplicación de la Directiva ETS puede dar lugar a un aumento sustancial del coste de producción, calculado como proporción del valor bruto añadido, del 5 % como mínimo; y
- la intensidad del comercio con terceros países, definida como la proporción entre el valor total de las exportaciones a terceros países más el valor de las importaciones de terceros países y la dimensión total del mercado para la Comunidad (volumen de negocios anual más el total de las importaciones de terceros países), sea superior al 10 %.

Asimismo, también se considerará que un sector o subsector está expuesto a un riesgo significativo de fuga de carbono si:

- la suma de los costes adicionales directos e indirectos derivados de la aplicación de la Directiva ETS puede dar lugar a un incremento particularmente elevado del coste de producción, calculado como una proporción del valor bruto añadido, del 30 % como mínimo; o
- la intensidad del comercio con terceros países, definida como la proporción entre el valor total de las exportaciones a terceros países más el valor de las importaciones de terceros países y la dimensión total del mercado para la Comunidad (volumen de negocios anual más el total de las importaciones de terceros países), sea superior al 30 %.



De este modo, los derechos gratuitos serán asignados, en principio, a partir de benchmark de productos específicos para cada tipo de producto. En el caso de los sectores expuestos a fuga de carbono, la asignación gratuita se multiplicará por un factor 1 (100%), mientras que para otros sectores la asignación gratuita se multiplicará por una cifra inferior (0,80 en 2013, y la reducción lineal todos los años para llegar a 0,30 en 2020). Esto, por tanto, no significa que los sectores expuestos queden exentos del régimen de comercio de derechos de emisión sino que recibirán una asignación de derechos gratuita mayor siendo, únicamente, el 10% de las instalaciones más eficientes las que tendrán oportunidad de recibir derechos gratuitamente por la totalidad de sus emisiones.

Subastas

Durante el primer período de comercio de derechos de emisión (2005 a 2007), los Estados Miembros han subastado cantidades de derechos muy pequeñas. Para el segundo período de comercio (2008 a 2012) una importante cantidad de derechos seguirán asignándose aún de forma gratuita aunque la cantidad de derechos subastada respecto al primer periodo será mayor. Para el tercer periodo que se desarrollará a partir de 2013, la nueva Directiva ETS prevé un cambio fundamental siendo la subasta de derechos la regla y no la excepción como viene sucediendo hasta ahora.

En términos generales, el sector eléctrico no recibirá derechos de emisión de forma gratuita para la producción de electricidad, existiendo contadas excepciones. Por otro lado, aquellos sectores y

subsectores expuestos a riesgo de fuga de carbono recibirán una mayor cantidad de derechos en forma gratuita en relación con el resto de sectores no expuesto. Para aquellos sectores industriales no expuestos, la asignación gratuita de derechos será eliminada de forma gradual. Mediante la aplicación de las nuevas directrices incluidas en la nueva Directiva ETS, se estima que en 2013 más de la mitad del total de derechos de emisión serán subastados.

Las subastas deben respetar las normas del mercado interior y estar por tanto abiertas a cualquier comprador potencial en condiciones no discriminatorias. La nueva Directiva ETS establece que las subastas deben ser conducidas de forma abierta, transparente, armonizada y no discriminatoria, estableciéndose además que el proceso debe ser predecible, en particular en lo que respecta al calendario, la secuencia de subastas y los volúmenes de derechos de emisión que serán subastados. Se establece que antes del 30 de junio de 2010 la Comisión deberá adoptar las disposiciones necesarias mediante la publicación de un reglamento de subastas que asegure su celebración de forma eficiente y coordinada.

Captura y almacenamiento de carbono

Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

El paquete de medidas sobre cambio climático y energía establece un marco legal para la captura y almacenamiento de carbono (CAC), destinado a



facilitar el desarrollo y el uso seguro de esta tecnología. La CAC es considerada como una tecnología de transición que contribuirá a mitigar el cambio climático. El empleo de esta tecnología no debe ser un incentivo para aumentar la proporción de las centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles por lo que su desarrollo no debe llevar a la reducción de los esfuerzos de apoyo a las políticas de ahorro energético, el desarrollo de las fuentes renovables de energía y a otras tecnologías seguras y sostenibles con baja emisión de carbono.

La Directiva 2009/31/CE establece un marco jurídico para el almacenamiento geológico de CO₂, en condiciones seguras para el medio ambiente, entendiéndose por condiciones seguras el confinamiento permanente de CO₂ de modo que se eviten y, cuando esto no sea posible, se eliminen sus efectos negativos así como cualquier riesgo para el medio ambiente y la salud humana.


Con este fin, la Directiva establece disposiciones relativas a: la elección del emplazamiento y permisos de exploración; permisos de almacenamiento; las obligaciones durante la explotación, cierre y el periodo posterior al cierre; el acceso a terceros. Finalmente, en las disposiciones generales de la Directiva, entre otros requisitos, se establece que los Estados Miembros garantizarán que los titulares de todas las instalaciones de combustión con una producción eléctrica nominal igual o superior a 300 MWe a las que se haya concedido la primera licencia de construcción o, en ausencia de dicho procedimiento, la primera licencia de explotación después de la entrada en vigor de la Directiva 2009/31/CE, hayan evaluado si cumplen las siguientes condiciones:

- Disponen de emplazamientos de almacenamiento adecuados.
- Las instalaciones de transporte son técnica y económicamente viables.
- Es técnica y económicamente viable una adaptación posterior de la instalación para la captura de CO₂.

Con el fin de alcanzar el objetivo de la Comisión Europea de que la CAC sea una tecnología comercialmente viable en el año 2020, la nueva Directiva establece que hasta el 31 de diciembre de 2015 estarán disponibles 300 millones de derechos de emisión procedentes de la reserva de nuevos entrantes (NER 300) para ayudar a fomentar la construcción y utilización de hasta 12 proyectos comerciales de demostración destinados a la captura y el almacenamiento geológico de CO₂. Asimismo, parte de los NER 300 serán destinados a proyectos de demostración de tecnologías innovadoras de energías renovables en el territorio de la Unión. Los proyectos que se desarrollen deben tener una distribución geográfica equilibrada y considerar un amplio abanico de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono y de tecnologías innovadoras de energías renovables que aún no sean rentables desde el punto de vista comercial.

Programa Energético Europeo para la Recuperación (PEER)

En diciembre de 2008 el Consejo Europeo dio su apoyo al Plan Europeo de Recuperación Econó-



mica (Plan de Recuperación), presentado por la Comisión. Una parte importante del Plan de Recuperación es la propuesta de aumentar el gasto comunitario en determinados sectores estratégicos para luchar contra la falta de confianza de los inversores y abrir el camino hacia una economía más fuerte para el futuro. En este contexto surge el Programa Energético Europeo para la Recuperación (PEER), destinado al desarrollo de proyectos comunitarios en el ámbito de la energía que contribuyan mediante un impulso financiero a la recuperación económica, la seguridad del abastecimiento energético y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

De este modo, en julio de 2009 se publicó el Reglamento 663/2009 mediante el cual se establece un instrumento financiero destinado al desarrollo del PEER estableciendo los siguientes subprogramas de actuación: infraestructuras de gas y electricidad; energía eólica marina, y captura y almacenamiento de carbono.

Fomento de las energías renovables

Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

La nueva Directiva 2009/28/CE establece unos objetivos ambiciosos para todos los Estados Miembros con el fin de alcanzar el objetivo global para la UE del 20% de energía procedente de fuentes renovables para 2020 y una cuota del 10%

de la energía renovable específicamente en el sector del transporte.

Entre las medidas introducidas destaca la mejora del marco legal para el fomento de la electricidad renovable. Desde la adopción de la Directiva 2001/77/CE, la Comunidad ha establecido objetivos tratando de eliminar barreras que impidan el crecimiento de la cuota de electricidad procedente de fuentes de energía renovable, aumentado su contribución desde un 13% en 2001 hasta un 16% en 2006. La nueva directiva estima que para poder alcanzar el objetivo conjunto para las energías renovables del 20% en 2020 en la UE, será necesario llegar al 30% de generación eléctrica renovable en el año 2020.

Con el fin de asegurar la consecución de estos objetivos, cada Estado Miembro adoptará un plan de acción nacional en materia de energía renovable en el que cada Estado Miembro fijará las cuotas de energía procedente de fuentes renovables consumidas, indicando su distribución en 2020 en el sector transporte, sector eléctrico y la producción de calor y frío. Los planes nacionales también deberán tener en cuenta los efectos de otras medidas relativas a la eficiencia energética en el consumo final de energía estableciendo las medidas adecuadas que deberán adoptarse para alcanzar dichos objetivos globales y nacionales. En el caso de España se establece como objetivo alcanzar el 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta en el año 2020 (partiendo de una cuota del 8,7% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta en 2005).



Finalmente, la Directiva establece mecanismos de cooperación para contribuir al logro de los objetivos de manera rentable e indica los criterios de sostenibilidad para los biocarburantes.

Directiva 2009/30/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE.

El objetivo de la Directiva 2009/30/CE es garantizar un mercado único de los combustibles utilizados para el transporte por carretera y para las máquinas móviles no de carretera (tractores agrícolas y forestales, embarcaciones de recreo y buques de navegación interior cuando no se hallen en el mar) y el cumplimiento de unos niveles mínimos de protección ambiental en la utilización de esos combustibles, recogiendo los progresos técnicos al respecto, así como el incremento en la utilización de biocarburantes.

La Directiva 2009/30/CE, que modifica la Directiva 98/70/CE, dentro del objetivo de la Unión Europea de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, teniendo en cuenta que el transporte por carretera es responsable de cerca del 20% de las emisiones comunitarias de dichos gases, regula un método para reducir dichas emisiones durante el ciclo de vida de los combustibles empleados

en el transporte, contemplando en el caso de los biocarburantes criterios de sostenibilidad.

En el Anexo I de la Directiva se recogen las especificaciones relativas a las gasolinas que los Estados Miembros deben garantizar que solamente se comercialicen en su territorio.

Por lo que respecta al contenido en azufre de las mismas, regulado en 10 ppm, la Directiva permite a los Estados Miembros establecer, para las regiones ultraperiféricas, disposiciones específicas relativas a la introducción de esta gasolina.

Asimismo, la Directiva señala que los Estados Miembros exigirán a los proveedores de gasolina que garanticen hasta el año 2013 la comercialización de gasolina con un contenido máximo de oxígeno de 2,7% y un contenido máximo de etanol de 5%, pudiendo prolongar este período si lo consideran necesario. El Anexo I de la Directiva establece un contenido máximo de oxígeno de 3,7% y un contenido máximo de etanol de 10%.

Por otra parte, la Directiva permite a los Estados con una temperatura estival baja (Dinamarca, Estonia, Finlandia, Irlanda, Letonia, Lituania, Suecia y el Reino Unido) la comercialización durante dicho período de gasolina con una presión máxima de vapor de 70 kPa, cuando la regulada en el Anexo I es de 60 kPa.

En el Anexo II de la Directiva se recogen las especificaciones relativas al combustible diésel que los Estados Miembros deben garantizar que solamente se comercialicen en su territorio.

Para las regiones ultraperiféricas, los Estados Miembros podrán establecer disposiciones específicas relativas a la introducción de combustibles diésel y gasóleos con un contenido máximo de azufre de 10 ppm.

Para el gasóleo utilizado en las máquinas móviles no de carretera, a partir del 1 de enero de 2001, los Estados Miembros podrán autorizar que el contenido máximo de azufre sea de 20 ppm, permitiendo que se pueda comercializar hasta dicha fecha gasóleo con un contenido de azufre de 1.000 ppm.

El contenido máximo en éster metílico de ácidos grasos (FAME) de los diésel, denominados biodiésel, establecido en el Anexo II de la Directiva es del 7%, superior al requisito anterior. No obstante, los Estados Miembros podrán autorizar la comercialización de diésel con un contenido en FAME superior al 7%.

Asimismo, en el caso de países con inviernos rigurosos, el punto máximo de destilación del 65% a 250°C para los combustibles diésel y gasóleos, podrá ser sustituido por un punto máximo de destilación del 10% (v/v) a 180°C.

A los efectos de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero derivados de la combustión de combustibles para el transporte, la Directiva 2009/30/CE establece que los Estados Miembros designarán al suministrador o suministradores encargados de controlar y notificar las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida atribuibles al combustible (incluidos todos sus componentes mezclados) por unidad de energía suministrada, exigiéndoles que reduzcan de

la forma más gradual posible las citadas emisiones del ciclo de vida por unidad de energía suministrada del combustible y la energía suministrada, hasta un 10% antes del 31 de diciembre de 2020, en relación con los datos del año 2010.

En el caso de los biocarburantes, las emisiones de gases de efecto invernadero de su ciclo de vida se calcularán según se establece en la propia Directiva 2009/30/CE, en la que figuran, además, los criterios de sostenibilidad para los biocarburantes, así como los requisitos sobre verificación del cumplimiento de los mismos..

Las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de otros combustibles que no sean biocarburantes se calcularán de acuerdo con un método que se determinará por comitología, según establece la Directiva 2009/30/CE.

La Directiva 2009/30/CE, que ha entrado en vigor a los veinte días de su publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea, debe trasladarse a las legislaciones de los Estados Miembros antes del 31 de diciembre de 2010.

Propuesta de nueva Directiva de Emisiones Industriales

En diciembre de 2007 la Comisión adoptó una propuesta de Directiva sobre emisiones industriales. La propuesta refunde siete directivas existentes entre las que figuran la Directiva 2008/1/CE relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación y la Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones a la



atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión. La Posición Común del Consejo y Comisión se presentó al Parlamento para primera lectura en marzo de 2009. La finalidad del nuevo borrador es el establecimiento de un marco legislativo único, claro y coherente que permita mejorar la normativa actual sobre emisiones industriales. Se potencia el uso de las mejores técnicas disponibles (MTD), obligando a los operadores industriales a utilizar las técnicas con una mejor relación coste/eficacia para lograr un alto nivel de protección medioambiental. La propuesta establece límites mínimos de emisiones más estrictos para determinados sectores industriales en toda la UE, concretamente para las grandes instalaciones de combustión. Asimismo, introduce normas mínimas para las inspecciones medioambientales de las instalaciones industriales y facilita la revisión de los permisos.

Tras la 1.ª Lectura del Parlamento Europeo, el 15 de febrero de 2010 se adoptó la nueva Posición Común, que se envió al Parlamento Europeo para su 2.ª Lectura, estando pendiente la adopción final de la Directiva que se espera, si no hay problemas insalvables, se efectúe durante el segundo semestre del año 2010.

9.3. ÁMBITO NACIONAL

Real Decreto 341/2010, de 19 de marzo, por el que se desarrollan determinadas obligaciones de información para actividades que se incorporan al régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

De acuerdo con la Directiva 2009/29/CE (nueva Directiva ETS) el ámbito de aplicación del régimen de derechos de emisión se amplía con respecto al período 2008-2012, al introducirse nuevas actividades y gases y por la modificación de algunas actividades que ya formaban parte del ámbito de aplicación anterior.

Dado que, como se establece en la nueva Directiva ETS, la cantidad de derechos a expedir a nivel comunitario, a partir del 1 de enero de 2013, debe tener en cuenta todas las actividades, entre ellas las nuevas que se introducen, se precisa disponer de la información de las emisiones de dichas actividades, para lo cual los Estados Miembros deben garantizar que se aporten los datos debidamente documentados y verificados de forma independiente. Este requisito ha sido trasladado a la legislación española mediante la Disposición adicional segunda de la Ley 5/2009, de 29 de junio, donde se establece que los titulares de las instalaciones que desarrollen actividades enumeradas en el Anexo de la citada Ley y que no se encuentren sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión en el período 2008-2012, deberán presentar, antes del 30 de abril de 2010, a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, los datos de emisiones de los años 2007 y 2008, de conformidad con la normativa comunitaria y con lo que se determine reglamentariamente.

El Real Decreto 341/2010 desarrolla reglamentariamente la citada Disposición adicional segunda de la Ley 5/2009, estableciendo una serie de requisitos a los efectos de determinar la estimación de las emisiones reales, durante los años 2007 y 2008, debidas a las nuevas actividades, señalando,

asimismo, que dichos datos deben ser verificados de forma independiente por un verificador acreditado en el ámbito del comercio de derechos de emisión de conformidad con el Real Decreto 1315/2005, de 4 de noviembre. Se indica también que la fecha de notificación de dichas emisiones a los órganos competentes de las CC.AA. sea antes del 30 de abril de 2010.

Resolución de 8 de julio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se precisan determinados aspectos relativos a la aplicación de la Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo, y de la Orden PRE/3439/2008, de 28 de noviembre, respecto a la remisión de información y al seguimiento y control de las emisiones a la atmósfera procedentes de las grandes instalaciones de combustión.

La Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo regula los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO_2 , NO_x y partículas procedentes 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. Esta Orden se estableció para desarrollar el Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, que trasladó a la legislación española la Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo, donde 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.

La Orden ITC/1389/2008, además de regular los requisitos de determinación de las emisiones, tan-

to en continuo como en discontinuo, de los contaminantes procedentes de las grandes instalaciones de combustión, adopta las disposiciones necesarias para que los titulares de las instalaciones informen a la Secretaría de Estado de Energía, en plazos razonables, tanto de los resultados de las emisiones como de los demás datos precisos para su determinación.

La 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, 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.

Las citadas Órdenes habilitan a la Secretaría de Estado de Energía a dictar las resoluciones y medidas necesarias para la ejecución y aplicación de lo dispuesto en las mismas.

Al amparo de las citadas habilitaciones, la resolución de 15 de diciembre de 2008 de la Secretaría de Estado de Energía facultó al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) para el desarrollo de las actividades relativas al seguimiento y control de las emisiones a la atmósfera procedentes de las gran-



des instalaciones de combustión, estableciendo que los titulares de las mismas deben enviar a dicho Centro la información y los datos establecidos en los artículos 6, 7 y 8 de la Orden ITC/1389/2008, y en el artículo 5 de la Orden PRE/3539/2008, debidamente cumplimentada y en el formato y periodicidad correspondiente.

Mediante esta Resolución, de 8 de julio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, además de clarificar algunos aspectos de la Orden ITC/1389/2008 y homogeneizar la información que han de elaborar y remitir los titulares de las instalaciones, especifica que dicha información debe remitirse a la Oficina para el Control de las Emisio-

nes del CIEMAT a través de la herramienta informática denominada SIGE, desarrollada por la citada Oficina.

Asimismo, se señala que los requisitos establecidos en el anexo VIII, apartado B punto 3 del Real Decreto 430/2004 respecto de la obligación de información a la Administración general del Estado, al igual que los compromisos similares establecidos en la Orden ITC/1389/2008, se considerarán cumplidos siempre que los titulares de las instalaciones realicen las declaraciones de sus emisiones de forma regular y puntualmente a través de la OCEM-CIEMAT, a través de la herramienta SIGE.

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.

Las 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
- b) El fomento de las energías renovables y de las tecnologías emergentes, que permitan un suministro energético seguro y eficiente y con criterios de rentabilidad mediante la diversificación de las fuentes y de su procedencia geográfica. Potenciando su introducción en el sistema energético nacional, reduciendo los costes de fabricación de los bienes de equipo destinados a tal fin, optimizando la relación eficiencia y costes de producción y explotación y garantizando su integración en el sistema energético, fomentando energías renovables para generación eléctrica, hoy, en distintos grados de desarrollo como eólica, solar o biomasa. Introduciendo igualmente los nuevos sistemas de almacenamiento y transporte de energía, como el hidrógeno, vector energético aplicable al transporte y a usos estacionarios y mejorando las posibilidades ofrecidas por sistemas innovadores como las pilas de combustible. En este agrupamiento se requiere intensificar el desarrollo tecnológico para acompañarlo de investigación, en todas sus modalidades, y demostración para facilitar su implantación industrial y en el mercado.

c) La contribución en la investigación y el desarrollo de la fusión termonuclear promovido desde la Unión Europea, empleando las grandes instalaciones nacionales como el Stellarator TJ-II, la instalación de fusión europea JET y cooperando de forma activa en la instalación internacional ITER desde la fase inicial en la que se encuentra hasta su construcción y posterior operación y experimentación. Su especial situación requiere que estas actuaciones se configuren como un subprograma específico, en el que la investigación básica dirigida debe ser el eje principal de atención.

Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía, para que sean más limpias y eficientes

Estas energías han desarrollado sus tecnologías hasta un nivel altísimo de madurez competitiva, descansando en ellas, en gran medida, el desarrollo económico de los decenios precedentes. Sin embargo, algunas de estas energías no se ajustan totalmente a los principios de desarrollo sostenible. La transición de la situación actual a un escenario energético renovado, que satisfaga los principios mencionados y a la vez no sea contraproducente para la actividad económica y el bienestar social, necesita políticas de I+D+I en varios ámbitos; particularmente, de nuevas tecnologías dentro de las energías convencionales. El objetivo fundamental es garantizar el suministro energético de forma económica y respetuosa con el medioambiente con criterios de eficiencia y calidad empleando las fuentes energéticas con-

vencionales e introduciendo las tecnologías necesarias para optimizar su uso.

Las líneas de actuación propuestas son:

– Mejora de carburantes para transporte:

- Desarrollo de nuevos procesos en las refinerías de petróleo y catalizadores más activos y selectivos que permitan reducir la intensidad energética del proceso de refinado y obtener simultáneamente combustibles de mayor calidad medioambiental y mayor eficiencia energética en su utilización final.

- Desarrollo de nuevos procesos que permitan adaptar la estructura de la producción a las tendencias de la demanda de productos para el transporte.

- Nuevos combustibles para el transporte (Gas natural comprimido, GLP, gasoil GTL) que sean compatibles con las infraestructuras existentes hoy día.

– Tecnologías de uso limpio del carbón y de productos petrolíferos:

- Optimización del funcionamiento de las plantas mediante su adaptación a diferentes combustibles, validación de modelos de simulación, materiales, componentes, repotenciación y ciclo supercríticos.

- Alargamiento de la vida de las plantas, potenciando las técnicas de mantenimiento predictivo, la evaluación en continuo de



ciclos de vida, de rendimientos, la influencia de los sistemas de depuración.

- Mejorando los quemadores, los sistemas de inyección de combustible y los sistemas de depuración de humos, de desulfuración de gases, de eliminación de óxidos de nitrógeno y la utilización de las cenizas volantes.
- Proseguir con los desarrollos de procesos relacionados con la GICC con miras a la segunda generación, mejorando su eficiencia, mejorando sus emisiones y reduciendo los costes de la tecnología y optimizando el rendimiento de la planta. Impulsar la investigación tendente a mejorar el contenido en hidrógeno del gas de síntesis, para su producción con miras a la utilización en pilas de combustible.
- Así mismo es necesario hacer un esfuerzo en lo relativo al control de las emisiones con el desarrollo de equipos de medida y control, con estudios de dispersión y con los efectos de la contaminación y en especial a lo relativo al desarrollo de tecnologías de captura y confinamiento de CO₂.

– *Fisión Nuclear*

- Garantizar la operación segura de las centrales a largo plazo mediante programas de vigilancia de los componentes y materiales estructurales de las Centrales Nucleares.
- Disponer de los mejores conocimientos y herramientas en métodos y códigos en ter-

mohidráulica, accidente severo y Análisis Probabilista de Seguridad (APS) para mejorar seguridad y competitividad.

- Mejorar la seguridad, fiabilidad y competitividad del combustible nuclear.
- Optimizar la explotación del parque nuclear actual por medio de su modernización y mejora del mantenimiento.
- Reducción de la contribución de los factores humanos y la organización al riesgo de las instalaciones. Identificación de razones de percepción actual del riesgo e intervención.
- Reducir la dosis de radiación a personas y medio ambiente.
- Participar en desarrollos en curso de centrales avanzadas y realimentar conocimientos para las centrales actuales.

Y en el campo de los residuos radiactivos:

- Tecnologías básicas de caracterización del combustible, físico-química de actínidos y productos de fisión y transferencia de radionucleidos en la biosfera.
- Tratamiento y reducción de la radiotoxicidad de los residuos de alta actividad (separación y transmutación).
- Sistemas de almacenamiento a largo plazo de residuos de alta actividad.

- Optimización y mejora de los sistemas de gestión de residuos de baja y media actividad.
- *Poligeneración*

La generación simultánea de electricidad y energía térmica útil (en calor, frío, o ambos) es una tecnología madura y ampliamente implantada. Sin embargo, hay posibilidades de ampliar el campo de aplicaciones de cogeneración mediante tecnologías emergentes de integración energética o generación múltiple de energía eléctrica, calor, frío, desalación y/o regeneración de aguas y productos químicos en general.
- *Eficiencia en el uso final de la energía*
 - El desarrollo de tecnologías de bombas de calor, incluyendo la posibilidad de utilizar el terreno como foco frío y el aprovechamiento de energía en la industria mediante sistemas de cogeneración, equipos auxiliares, equipos de absorción, etc. Utilización de nuevos fluidos refrigerantes, integración de la bomba de calor con sistemas energéticos híbridos, tecnologías de absorción de calores residuales, desarrollo de componentes y de sistemas industriales de alta temperatura.
 - La investigación y el desarrollo de herramientas para el diseño de sistemas bioclimáticos, nuevos materiales, almacenamiento energético integrado y desarrollo de nuevos conceptos urbanísticos que permitan mejorar la eficiencia en las edificaciones.
 - Producción de calor y frío.
- *Transporte de energía*
 - La mejora del equipamiento existente mediante la automatización de la distribución, de las comunicaciones, de los equipos de protección, control y medida, y con transformadores y aparataje avanzados.
 - Mejora de la operación con el desarrollo de modelos de ayuda a la operación de sistemas eléctricos y para la reposición del servicio tras un incidente y mediante el desarrollo de superconductores como nuevos conductores de bajo costo y altas prestaciones térmicas para aumentar la capacidad del transporte y distribución de energía.
 - Mediante el desarrollo y validación de dispositivos superconductores (limitadores de corrientes de falta, cables subterráneos, transformadores, etc.), centros de transformación compactos e integrados y nuevos materiales aislantes.
- *Generación Distribuida / Distribución Activa*

En los últimos años se observa una evolución del sector energético caracterizada por la reestructuración y liberalización, el incremento de necesidades energéticas y los avances tecnológicos (menor potencia más eficiente). Además, desaparece la economía de escala en la que se basan los sistemas de generación-transporte-distribución, y los sistemas de generación pasan de concentrarse en un número moderado de grandes instalaciones a integrarse de forma atomizada en las redes de distribución de media y baja tensión. Este nuevo concepto de



distribución activa (DA), también conocida como generación distribuida (DG), está emergiendo como un nuevo paradigma de generación-distribución de la energía eléctrica que plantea toda una serie de problemas y oportunidades relacionadas con los servicios, los equipos y las infraestructuras.

Las actuaciones que se abordan en este tema tienen que ver con la generación de energía, con la distribución de energía y con las tecnologías horizontales para sistemas energéticos industriales, comerciales y domésticos, que más concretamente se pueden clasificar en los cuatro bloques siguientes de líneas tecnológicas:

- Integración a gran escala de mini y microsistemas avanzados de generación distribuida de electricidad. Conexión e impacto en la red de: generación eólica, microgeneración con tecnologías de pilas de combustible, microgeneración mediante sistemas fotovoltaicos y plantas mixtas.
- Componentes, sistemas y servicios para la red de distribución activa de electricidad: sistemas de acondicionamiento de red para asegurar la fiabilidad y calidad de la energía, sistemas de protección y medida para MT y BT, sistemas electrónicos de potencia para las nuevas subestaciones y centros de transformación, control de redes y microrredes y gestión y control de generadores y consumidores virtuales.
- Sistemas de almacenamiento de energía que faciliten la integración masiva de fuentes de

energía conectadas a la red. (Baterías, pilas de combustible regenerativas, ultracondensadores, bobinas superconductoras, volantes de inercia, etc.).

- Servicios orientados al mercado eléctrico: servicios de valor añadido para la distribución de electricidad (distribución y clientes), incluyendo gestión de la demanda utilizando generación distribuida, sistemas de gestión y operación de redes, comercio electrónico y telefacturación de los consumos eléctricos (energéticos) para MT y BT y aspectos regulatorios y retributivos de la generación distribuida. Normalización, ensayo y certificación de equipos y sistemas.

Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes

El objetivo es facilitar los medios científicos y tecnológicos que permitan incrementar la contribución de estas fuentes energéticas de forma eficiente y competitiva para progresar en su integración en el sistema energético nacional. Para reducir la dependencia de las fuentes energéticas convencionales, e incrementar el uso de los recursos autóctonos y con ello garantizar la seguridad de suministro, es necesario provocar un desarrollo tecnológico que posibilite el despliegue de las energías renovables, el hidrógeno y las tecnologías emergentes de transformación energética. Al mismo tiempo se debe impulsar la competitividad de la industria nacional de fabricación de sistemas de generación energética a partir de las fuentes renovables en un mercado global. Las

diferencias entre los recursos y las tecnologías existentes tanto en su origen como en el estado tecnológico en el que se encuentran obligan a actuaciones diferenciadas entre ellas.

Las líneas de actuación propuestas son:

– *Evaluación y predicción de recursos de energías renovables*

- Investigación y desarrollo de tecnologías y sistemas avanzados que simplifiquen las mediciones y mejoren la fiabilidad de las evaluaciones incluso en los recursos con menos potencialidad actual de aprovechamiento energético.
- Actualización de la evaluación y predicción de recursos obtenida mediante nuevas mediciones y procesos de estimación.
- Mejora e implantación, cuando proceda, de las bases de datos existentes sobre los recursos renovables nacionales.

– *Energía eólica*

- Creación de infraestructuras y herramientas para desarrollo de aerogeneradores. Desarrollo de palas e investigación de nuevos materiales y de nuevos modelos de palas, componentes de aerogeneradores y sistemas de generación eléctrica y electrónica de potencia. Máquinas de nueva generación. Desarrollo de nuevas herramientas, diseños y conceptos tecnológicos. Homologación y certificación de máquinas y componentes.

- Integración en el sistema eléctrico. Desarrollo de un sistema integrado de comunicación entre el sistema de generación eólico, agentes intermedios y operadores del sistema. Investigación y desarrollo de sistemas avanzados de predicción eólica para la gestión de la producción energética. Desarrollo de tecnologías y sistemas operativos para la generación eléctrica de elevadas prestaciones (reactiva, resistencia a caídas de tensión, redes débiles, alta calidad de energía, mejora de la eventualidad y almacenamiento de energía). Desarrollo de normativa técnica y administrativa nacional para la integración en el sistema y su adecuación al entorno europeo.

- Almacenamiento de energía. Integración de los sistemas de producción de energía eólica con el vector hidrógeno. Sistemas de acumulación de energía.

- Desarrollo de tecnologías y sistemas orientados a la integración medioambiental de la energía eólica.

- Mejoras del diseño de sistemas de aerogeneración para reducción de costes, incremento del rendimiento energético, disponibilidad, mantenimiento, fiabilidad y seguridad de la operación y de los equipos.

- Desarrollo de técnicas y equipos de diagnóstico para el mantenimiento predictivo de equipos aerogeneradores.

- Diseño de parques, evaluación de recursos y emplazamientos. Configuración de parques



y aerogeneradores adaptados a localizaciones específicas.

- Desarrollo de nuevos avances en transporte, montaje y mantenimiento correctivo de grandes aerogeneradores.
- Nuevos desarrollos en energía eólica. Estudio de tecnologías para emplazamientos no convencionales, sistemas autónomos, desarrollo de aerogeneradores de pequeña potencia, sistemas híbridos con el fin de facilitar el autoabastecimiento en lugares aislados.

– Energía Solar

a) Energía solar fotovoltaica

- Materiales Fotovoltaicos. Investigación, desarrollo y caracterización de materiales fotovoltaicos orientado a la reducción de costes específicos, en los campos de materiales de grado solar, la lámina delgada, etc.
- Células fotovoltaicas. Mejoras en las tecnologías y optimización de procesos de fabricación células fotovoltaicas, mejoras y modernización de sistemas de fabricación orientados a la reducción de costes específicos. Nuevos conceptos que consuman menor cantidad de material y aprovechen mejor el espectro.
- Módulos fotovoltaicos. Investigación, desarrollo e innovación en módulos fotovoltaicos en los campos de fabricación y su homologación, integración arquitectónica, sistemas de concentración y nuevos conceptos.

- Sistemas fotovoltaicos. Investigación y demostración tendentes a mejorar el balance del sistema, desarrollo de nuevas aplicaciones y aspectos de diseño, sistemas de seguimiento solar, monitorización y telegestión y mejora de la calidad de servicio. Almacenamiento.
- 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 aprovechamiento energético de efluentes de bajo gradiente térmico. Instalaciones de demostración.
- Desarrollo de nuevas instalaciones de climatización y refrigeración solar.
- Aplicaciones de carácter industrial orientadas hacia procesos térmicos industriales: producción de agua caliente y vapor, frío industrial, desalación, secado, etc.

d) Solar pasiva

Investigación y desarrollo en herramientas para el diseño de sistemas bioclimáticos, nuevos

materiales, almacenamiento integrado de energía para mejora de la eficiencia energética en las edificaciones.

– Biomasa

a) Investigación y desarrollo de cultivos energéticos

- Promover la evaluación, predicción y desarrollo del recurso de biomasa agraria y forestal para distintas regiones, así como del desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación.
- Promover la investigación en selección de nuevas especies herbáceas y leñosas de alta producción y de la maquinaria específica para la recolección.
- Promover la investigación de nuevos cultivos oleaginosos alternativos para la obtención de materias primas para la producción de biodiesel, el desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación y la logística.
- Promover la investigación de nuevos cultivos de gramíneas, materiales lignocelulósicos y cultivos azucarados, como materia prima para la obtención de bioalcohol así como el desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación y la logística.

- Caracterización energética de la biomasa para la obtención de biocombustibles.

b) Biocombustibles sólidos



- Desarrollo de tecnologías de combustión eficientes y de bajo coste y el equipamiento necesario. En particular la investigación de los efectos que provocan sobre las calderas la corrosión y fusión de escorias, así como las mal funciones en general producidas por el tratamiento de combustibles procedentes de la biomasa. También, tecnologías para la co-combustión simultánea de biomasaas diversas incluyendo carbón.
 - Desarrollo de sistemas de pequeña escala.
 - Desarrollo de tecnologías de sistemas de gasificación y co-gasificación de biomasaas, 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.
- d) Biocombustibles líquidos
- Gestión integrada de residuos orgánicos para optimizar el proceso de la obtención de compost y energía.
 - 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, electrolitos, placas, sellos, etc.), al desarrollo de componentes de pilas de combustible y sus métodos de fabricación y al desarrollo de prototipos de pilas de combustible.
- La utilización de sistemas de pilas de combustible en usos diversos (cogeneración, generación eléctrica distribuida o centralizada, integrados con energías renovables, como unidades auxiliares de potencia, como fuentes motrices en transporte, etc.) y el desarrollo y validación de herramientas de simulación para el análisis de sistemas de pilas de combustible por métodos computacionales.
- La condición de agente portador de energía del hidrógeno y el sistemas transformador

de las pilas de combustible, exigen al mismo tiempo de sus avances independientes, el desarrollo de sistemas integrados con las diversas fuentes energéticas y a ser posibles con diferentes aplicaciones finales, en lo que se refiere a desarrollo y demostración de sistemas de gestión, control y seguridad.

Subprograma de fusión termonuclear

La I+D+I en este campo se realiza fundamentalmente alrededor de «grandes instalaciones», que debido a su complejidad y alto coste sólo están disponibles en unos pocos países. En España está disponible en el CIEMAT la instalación de fusión por confinamiento magnético del tipo Stellarator TJ-II, catalogada como «Gran Instalación Científica», que pretende ser el catalizador que impulse y aglutine en nuestro país la I+D+I en esta área de trabajo. Esta instalación TJ-II se encuentra totalmente integrada, a través de la Asociación EURATOM-CIEMAT, dentro del Programa Europeo de Fusión que explota científicamente el Tokamak más importante del mundo, JET, y construye un Stellarator Superconductor, Wendelstein 7-X.

Asimismo, el Programa Europeo de Fusión colabora en el desarrollo de la instalación internacional llamada ITER que tiene como objetivo demostrar la viabilidad científica y tecnológica de la fusión integrando en un único dispositivo todas las tecnologías necesarias para la materialización de una planta productora de energía basada en estos procesos. La construcción del ITER va a exigir, durante los próximos años, un gran esfuerzo para crear un tejido científico y técnico adecuado para

tener un papel protagonista coherente con el suministro de productos de alto valor tecnológico. La explotación del proyecto requeriría un mayor protagonismo de los grupos nacionales, con independencia del esfuerzo económico complementario que sería necesario en el caso de su construcción en nuestro país.

Líneas de actuación:

- Actividades orientadas a la explotación científica y tecnológica de la Instalación Española TJ-II y la física de plasmas en general.
- Desarrollo de tecnologías para la medida de las magnitudes características de plasmas de fusión nuclear.
- Desarrollo de métodos y tecnologías asociadas al calentamiento de plasmas como la inyección de haces energéticos de partículas (NBI), introducción de radiofrecuencia (ECH, ICRH, IBW...) en el caso magnético o intensos haces energéticos como láseres, haces de iones y descargas de estricción electrostática en el caso inercial (incluyendo plasmas de muy alta densidad).
- Desarrollo de nuevos materiales susceptibles de ser utilizados en instalaciones de fusión.
- Facilitar y fomentar la participación en los grandes proyectos europeos de fusión y muy particularmente en ITER.
- Desarrollo conceptual de plantas productoras de electricidad utilizando procesos de fusión.

10.2. RESULTADOS DE LA ACCIÓN ESTRATÉGICA DE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

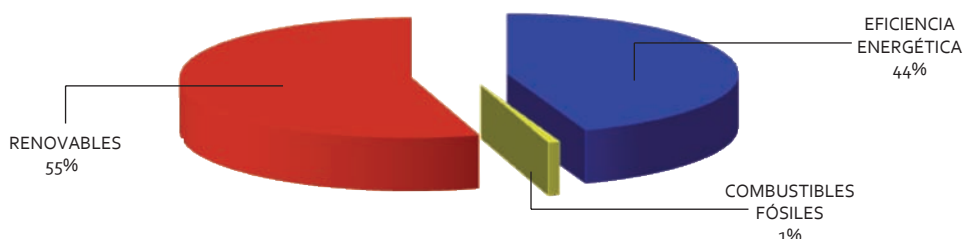
Durante el año 2009 continuo la tramitación de las ayudas de la Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático en lo referente al Subprograma Nacional para la eficiencia energética, energías renovables y tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes, otorgadas en la convocatoria de 2008.

Las ayudas abonadas en el ejercicio de 2009, pueden concretarse en los siguientes aspectos:

- Los recursos comprometidos se ha distribuido en un 55 % para el área de energías renovables, un 44% para eficiencia energética y un 1% para combustibles fósiles (gráfico 10.1)
- Por tecnologías, los recursos totales comprometidos de 11,577 millones de euros se ha distribuido según el gráfico 10.2, destacando 4,551 millones para tecnologías de mejora del uso final de la energía..
- Por tipología de proyecto que ha recibido ayudas, de 52 proyectos en total, ha sido predominante el proyecto individual con colaboración externa, con 25 proyectos; desarrollados en cooperación y con colaboración externa, han sido 12; desarrollados en cooperación sin colaboración externa, han sido 8 y finalmente 7 individuales sin colaboración externa (gráfico 10.3).

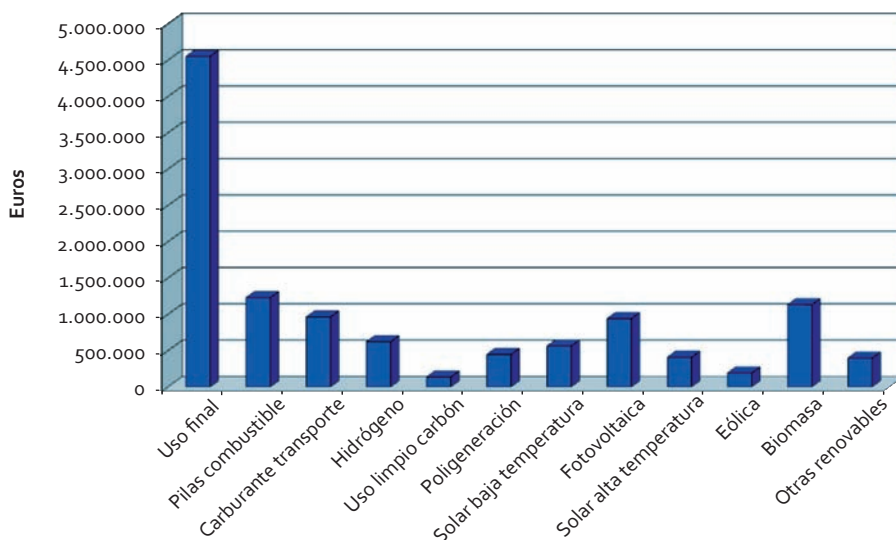


GRÁFICO 10.1. SUBPROGRAMA NACIONAL PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA, ENERGÍAS RENOVABLES, TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN LIMPIA Ó EMERGENTES. DISTRIBUCIÓN PRESUPUESTARIA POR ÁREAS



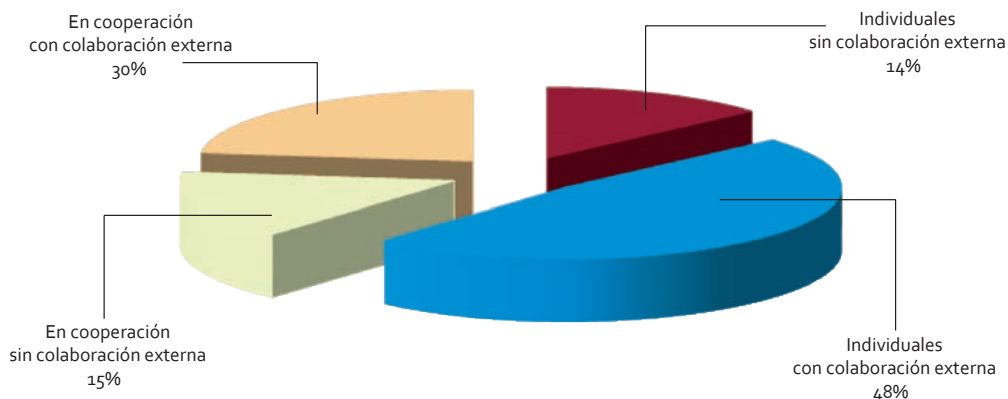
FUENTE: SEE.

GRAFICO 10.2 SUBPROGRAMA NACIONAL EFICIENCIA ENERGETICA, ENERGÍAS RENOVABLES, TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN LIMPIA Ó EMERGENTES. AYUDAS POR TECNOLOGIAS



FUENTE: SEE.

GRÁFICO 10.3 RESULTADOS DEL SUBPROGRAMA NACIONAL PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA, ENERGÍAS RENOVABLES, TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN LIMPIA Ó EMERGENTES. TIPOLOGÍA DE PROYECTOS PRESENTADOS



FUENTE: SEE.

10.3. CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT)

El CIEMAT, Organismo Público de Investigación con dependencia 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. El presupuesto total del CIEMAT en el año 2009 fue de 171,0 millones de euros. Los gastos directos asociados a los programas de I+D durante el año 2009 fueron de 99 millones de euros y se han distribuido según los porcentajes siguientes: Energías renovables, 39,5 % (el 16 % corresponde a las actividades desarrolladas en la Plataforma Solar de Almería), Tecnologías de Combustión y Gasificación, 2,5 %, Tecnologías de Fisión Nuclear, 6,5 %, Fusión Nuclear, 20,5 %, Investigación básica, 10 %, Medio Ambiente, 13 % y Tecnología, 8 %.

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, además de otros proyectos de desarrollo de nuevas tecnologías informáticas, de física médica y aceleradores de partículas, el CIEMAT ha mantenido actuaciones en prácticamente todos los ámbitos energéticos, incluyendo programas específicos en las áreas de las energías nucleares de fisión y fusión, las energías renovables y los combustibles fósiles. Además, ha realizado un amplio abanico de actividades en el estudio del Impacto Ambiental de la Energía y de los aspectos socioeconómicos asociados a su producción y uso, como se describe a continuación.

Durante el año 2009, se ha realizado una importante actividad en la creación de la European Energy Research Alliance (EERA), que se configura como uno de los nuevos instrumentos del SET-Plan para incrementar la capacidad de Europa en la Investigación de Tecnologías Energéticas con bajas emisiones de carbono. CIEMAT ha sido uno de los diez centros fundadores de la EERA y participa en todas las iniciativas que se están lanzando dentro del marco de la Alianza.

CIEMAT participará en la KIC (Knowledge and Innovation Community) de Energía Sostenible, denominada «InnoEnergy». El proyecto integra a 35 socios de universidades, empresas y centros de investigación. Supondrá una inversión de 450 millones de euros para los próximos cuatro años.

En la KIC «InnoEnergy» participarán, además del grupo español (CIEMAT, UPC, ESADE, IBERDROLA, GAS NATURAL, etc...), centros de Alemania (Karlsruhe), Francia (Grenoble), Bélgica (Lovaina), Holanda (Eindhoven), Polonia (Krakow) y Suecia (Estocolmo).

Las KICs son consorcios que pretenden fomentar el triángulo del conocimiento integrando sinergias de los mundos universitario, investigador e innovador. Además, son la principal herramienta operativa del EIT y están formadas por empresas, universidades y centros tecnológicos y de investigación.

También ha continuado su relación institucional con los Ministerios de Economía y Hacienda, Ciencia e Innovación, y Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, así como con diversas administraciones



autónomas y locales y muy especialmente con el CSN y ENRESA, actuando como apoyo técnico en diversas materias de su competencia. Durante 2009, 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, habiéndose culminado el edificio bioclimático del Proyecto Singular Estratégico ARFRISOL, así como un nuevo edificio para documentación científica, biblioteca y divulgación.
- El CIEMAT sigue coordinando el PSE, del Ministerio de Ciencia e Innovación «Tecnologías Avanzadas de Generación, Captura y Almacenamiento de CO₂», en el que se plantean las tecnologías de captura de CO₂ en Pre-combustión, las de Oxidación y su almacenamiento geológico.
- El CIEMAT, en el ámbito de su contribución técnica a la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN), de la que es miembro del Patronato, participa en el Programa de Almacenamiento y Secuestro Geológico de CO₂ auspiciado por esta Fundación y también colabora en proyectos como la «Evaluación del Comportamiento y Análisis de Riesgos de las potenciales ubicaciones de una Planta Piloto de Almacenamiento Geológico de CO₂», y el «Estudio Hidrogeoquímico de potenciales ubicaciones de una Planta Piloto de Almacenamiento Geológico de CO₂». Asimismo conviene destacar que durante el año 2009 se ha completado la elaboración del Plan Director, documento base para las propuestas de restauración ambiental de escombreras y espacios degradados tras el abandono de la minería del carbón en El Bierzo. En esta línea, se continúa trabajando en la Dirección y Supervisión de la Restauración Edafopaisajística de Escombreras en el Municipio de Igüeña. También se ha cooperado en la realización de los Comentarios a la Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al almacenamiento geológico de CO₂ (COD/2008/0015).
- El CIEMAT colabora con la Fundación Estatal Ciudad de la Energía, CIUDEN, asumiendo la coordinación del programa de investigación paralelo que se está llevando a cabo y en el que durante este año están participando el Departamento de Matemática aplicada de la Universidad de Santiago de Compostela, el Departamento de Mecánica de Fluidos de la Escuela Superior Politécnica de la Universidad de Zaragoza, el Instituto de Carboquímica – CSIC de Zaragoza, y el CIRCE.
- CIEMAT es miembro de la Asociación Española del CO₂ (AECO₂) y de la Plataforma Tecnológica

- ca Española de CO₂ (PTECO₂) participando además en el Consejo Rector de esta última.
- Participación en el 7.º Programa Marco de la UE mediante el proyecto FORGE (Fate Of Repository GasEs, 2009-2012), orientado al estudio del transporte de gas en diversos materiales de barrera; además a principios de 2010 se han cerrado las negociaciones del proyecto PEBS (Long-term performance of Engineered Barrier Systems, 2010-2014), orientado al estudio de los sistemas de barreras de ingeniería.
- Participación en dos nuevos PSE, uno sobre mineólica y otro, sobre almacenamiento energético. El PSE-minieólica engloba 30 entidades implicadas en el desarrollo de 14 subproyectos y 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 varios proyectos del 6.º y 7.º Programas 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 6.º 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 Plataforma Tecnológicas Española sobre Energía Nuclear, CEIDEN, y en la Plataforma Europea de Energía Nuclear Sostenible, SNE-TP.
- Los trabajos de la participación en el suministro de componentes para el reactor experimental Jules Horowitz, de acuerdo con los compromisos adquiridos con el CEA.
- Consolidación de la Plataforma Solar de Almería (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.
- Progreso en el desarrollo de plasmas de fusión en el stellarator TJ-II: la pared de litio, desarrollada en 2008, ha permitido la operación a alta densidad y como consecuencia reproducir la «transición a modo de alto confinamiento» típica de los dispositivos «Tokamak», abriendo así un nuevo campo de experimentación en la física de TJ-II.
- Progreso en la participación española en el I+D del proyecto ITER, con el inicio de tareas en «breeding blankets», soporte de ingeniería, sistemas de calentamiento de plasma y sistemas de control/adquisición de datos
- Progreso en las actividades en tecnologías para la Fusión: a) en los proyectos del «Broader Approach to Fusion», con la finalización de



diseños para componentes de los proyectos IFMIF y JT60, b) estudios de ingeniería para la implantación de la ICTS de Tecnología de Fusión, y c) obtención de los primeros resultados en el CONSOLIDER «Tecnología de Fusión».

- Puesta en marcha de la aplicación informática «SIGE» [Sistema Integrado de Gestión de Emisiones para Grandes Instalaciones de Combustión (GIC)], que permite a las GIC enviar telemáticamente sus declaraciones de emisiones a la atmósfera a la Oficina de Control de Emisiones de Grandes Instalaciones de Combustión (OCEM). Mediante este procedimiento oficial, establecido por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, las GIC del sector eléctrico y del refino están aportando regularmente su información sobre este tipo de emisiones.

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 Fun-

dación 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 2009, 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 Ciencia e Innovación, así como en diversos proyectos CENIT y proyectos Consolider.

La presencia internacional de CIEMAT en el ámbito de las energías renovables es muy intensa. 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 7.º Programa Marco de la UE. 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.

También ha sido especialmente importante la participación de los grupos de energías renovables del CIEMAT en dos iniciativas europeas que han experimentado importantes avances durante el año 2009:

- La Alianza de Centros Europeos de Investigación en Energía (EERA), que ha desarrollado trabajos para definir Programas Conjuntos («Joint Programaming») en Energía Eólica, Energía Solar Fotovoltaica, Redes Inteligentes y Energía Geotermia, que se lanzarán durante el año 2010 y progresar en las próximas actividades en Energía Solar de Concentración y Biocombustibles de Segunda generación.
- La iniciativa KIC (Knowledge and Innovation Community), promovida por el Instituto Europeo de Tecnología (EIT), que en su nodo Iberia centrará las actividades de la KIC en energías renovables y eficiencia energética.

Dentro del área de Biomasa, las actividades se dividen en tres líneas de investigación: la producción y la caracterización de la biomasa como combustible, 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, analizándose su viabilidad técnico-económica, así como los impactos sociales y medioambientales (emisiones de CO₂) de su producción. Estas actividades se han desarrollado, durante el año 2009, en el marco de un Proyecto Singular Estratégico en cultivos energéticos coordinado por el CIEMAT y financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación, que pretende, desde una aproximación sectorial, dinamizar la producción y procesado de biomasa para usos energéticos. 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 preparación y caracterización de la biomasa como biocombustibles sólidos la actividad se centra en el desarrollo de métodos de preparación de biomasa, la optimización de estas operaciones con el objetivo de obtener las características adecuadas para los procesos de conversión energética con un buen balance energético y económico y en la verificación, estandarización y desarrollo de métodos para el análisis energético de la biomasa. También se desarrollan estudios sobre los parámetros que afectan a la formación



de PAH's y NOx en la combustión de biomasa y determinación de los métodos y/o condiciones de trabajo para minimizar el contenido de tales compuestos en las emisiones y posibles estrategias para minimizar el riesgo de formación de sinterizados de cenizas, así como la corrosión en equipos cuando se utilizan biomasa herbáceas como combustibles, con alto contenido en álcalis y cenizas.

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 etanol-combustible a precios competitivos. 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, el residuo de la poda del olivar, las microalgas y la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos son recursos con los que trabajando al amparo de proyectos CENIT, CICYT, PSE y de la CE. Se colabora intensamente con Abengoa Bioenergía Nuevas Tecnologías en la puesta en marcha de la planta de demostración de producción de bioetanol a partir de paja de cereal para la planta de Biocarburantes de Castilla y León ubicada en Babilafuente (Salamanca). En el año 2009 se ha intensificado la colaboración con CESP, IMECAL y AMBIENSYS para desarrollar el proceso de producción de etanol a partir de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos. Se participa activamente en dos proyectos financiados por la Comisión Europea dentro del 7.º Programa Marco de colaboración entre Europa y Lati-

noamérica en el área de producción de biocarburantes de segunda generación. También en el año 2009, el CIEMAT se ha incorporado junto al CENER a la gestión del ICTS-Biocombustibles.

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...), en aplicaciones combinadas o híbridas (electrificación rural mediante sistemas eólico-fotovoltaicos, eólico-diesel, eólico-gas) o en aplicaciones de generación distribuida conectadas a red cerca de la demanda ya sea en entornos rurales, residenciales o incluso urbanos.. 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 de potencia por debajo de 100 kW y que promueve las instalaciones de ensayo ubicadas en el CEDER de Soria para el desarrollo de procedimientos de certificación tanto de pequeños aerogeneradores como de sus componentes. Dentro de esta actividad se han realizado ensayos de certificación de aerogeneradores de pequeña potencia existentes en el mercado, así como de nuevos prototipos (caracterización de la curva de potencia, medida de la emisión de ruido acústico y ensayos de durabilidad, seguridad y operación).y ensayos estáticos de palas. En breve se va a disponer de capacidad de ensayo dinámico de palas de cara a comprobar su comportamiento en fatiga. Por último, se ha firmado un acuerdo con un promotor eólico local para dis-

poner de un emplazamiento de alto potencial eólico para realización de ensayos de duración de aerogeneradores de pequeña potencia con el objeto de comprobar de forma empírica su robustez estructural. Cabe reseñar también que se ha continuado en 2007 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 ha continuado también en 2007 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 fabricados con materiales compuestos para permitir su operación a muy alta velocidad de rotación, habiéndose puesto a punto en el CEDER de Soria una máquina bobinadora de hilo de material compuesto que permite desarrollar prototipos para su posterior ensayo centrífugo en el Laboratorio de Volantes de Inercia, localizado también en el CEDER de Soria.

Por último reseñar la gran actividad realizada a nivel nacional e internacional en el desarrollo de normativa armonizada para la certificación de aerogeneradores de pequeña potencia en la cual tanto a nivel nacional (UNE) como a nivel internacional en el marco del Comité Electrotécnico Internacional (Desarrollo de la nueva edición de la norma IEC 61400-2 incluyendo todo tipo de normas relacionadas con la tecnología de aerogeneradores de pequeña potencia, actividad cuya primera reunión se celebró en CIEMAT con la asistencia de más de 27 expertos de 10 países) y en la Agencia Internacional de la Energía AIE donde se ha aprobado por el Comité Ejecutivo del gru-

po de Energía Eólica la tarea 27 para desarrollo de una recomendación para el etiquetado de calidad de los aerogeneradores de pequeña potencia y establecimiento de la asociación mundial de centros de ensayo de pequeña eólica tarea liderada por CIEMAT. También reseñar la colaboración estratégica del CIEMAT con el SEI (Sustainable Energy Ireland) en la definición técnica del programa nacional irlandés de microgeneración. Por último mencionar la activa colaboración en el marco de la IEA en el desarrollo de recomendaciones técnicas para evaluación de sistemas híbridos solares fotovoltaicos con minieólica.

Este año se ha comenzado un interesante proyecto encaminado a demostrar la utilidad de la tecnología eólica de forma autónoma o de forma integrada con la tecnología del hidrógeno en la estabilización de redes débiles. Proyecto SINTER financiado mediante el Plan E para innovación.

En el área de predicción de recursos eólicos se ha firmado un acuerdo con el NCAR (National Center for Atmospheric Research) y la UCAR (University Corporation for Atmospheric Research) de EEUU para el desarrollo conjunto de modelos.

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, componentes FV y diseño y evaluación de centrales de potencia:

- La actividad en materiales policristalinos en lámina delgada, con aplicaciones fotovoltaicas y electro-ópticas, se ha centrado en el desarrollo de los proyectos externos que siguen en curso



de años anteriores, cual es el caso del Proyecto Consolider del MEC GENESIS-FV en el que CIEMAT contribuye con la investigación en materiales tipo calcopirita y otros relacionados para células de banda intermedia. Un importante esfuerzo se ha dedicado a la preparación de óxidos conductores transparentes (OCTs) con propiedades avanzadas para su aplicación en dispositivos fotovoltaicos y de eficiencia energética, así en el Proyecto ELOP (Plan Nacional de I+D) se han desarrollado dispositivos electrocrómicos altamente novedosos tipo tandem con 4 estados ópticos diferentes, incluyendo la preparación de electrodos de este tipo sobre materiales poliméricos. Dentro del Proyecto FV-H₂ se han elaborado fotoelectrodos transparentes para la producción foto-electroquímica de hidrógeno. Es de destacar la contribución del CIEMAT en el Proyecto Singular Estratégico FOTOMOL donde se han preparado electrodos de aplicación en células solares de matriz polimérica y molecular, también dentro de los compromisos adquiridos en este se ha desarrollado un concepto de máquina de pulverización catódica, estando en estos momentos en contacto con grupos industriales y centros tecnológicos al objeto de desarrollar un prototipo con tecnología española. A final de año se ha comenzado el desarrollo del Proyecto ATON (CENIT-CDTI) cuyo objetivo es sentar las bases industriales para producción de sistemas fotovoltaicos basados en lámina delgada, la contribución del grupo será el desarrollo de electrodos sobre substratos flexibles así como de absorbedores tipo calcopiritas.

- En silicio depositado se ha trabajado en la fabricación de células y módulos fotovoltaicos de sili-

cio en lámina delgada en configuración superestrato (pin) y en la preparación de células de heterounión de silicio sobre obleas pulidas y texturadas (obtenidas mediante el depósito de emisores amorfos o microcristalinos sobre un absorbente de silicio cristalino). En el año 2009 se han alcanzado los objetivos previstos dentro de los proyectos CLÁSICO (del Plan Nacional de I+D) y MICROSIL (Proyecto Singular Estratégico), los cuáles persiguen, el primero desde el punto de vista fundamental y el segundo desde el punto de vista técnico, el objetivo de poner a punto la tecnología necesaria para la industrialización de ambos tipos de dispositivos basadas en silicio depositado, en colaboración con empresas como ALSTOM e ISOFOTÓN (entre otras).

- En componentes y sistemas FV se ha continuado con la calibración de módulos FV de referencia de fábrica y medidas por muestreo de módulos FV para asegurar la potencia en grandes plantas FV. También ha aumentado la actividad de calibración de células solares para ajuste de los clasificadores de células de fabricantes nacionales e internacionales y la de calibración de muy diversos tipos de sensores de irradiancia solar para los sistemas de monitorización de centrales FV. Se sigue participando en el desarrollo de normativa FV colaborando con los comités nacionales de AENOR e internacionales de CENELEC y de la IEC. Por último, se han iniciado dos proyectos del Plan Nacional, ligados al diagnóstico de centrales FV y al análisis de degradación prematura de módulos FV operando en sistemas FV y de sus causas y efectos, así como la colaboración, a través de proyectos del programa CENIT, con empresas del sector en



temas varios (efectos del polvo, ensayos de células CIS, comportamiento de paneles flexibles curvados para invernaderos, etc.).

En el campo de la eficiencia energética en la edificación, la actividad 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 2009 la actividad más intensa se ha registrado dentro del Proyecto Singular Estratégico ARFRISOL coordinado por CIEMAT que contempla la demostración y evaluación de cinco edificios en distintos emplazamientos climáticos de la península considerados como prototipos experimentales, siendo estudiado su comportamiento energético y la reducción del consumo de energía que se espera sea de un 80%. Este proyecto aglutina a importantes empresas del sector de la construcción, a usuarios, empresas del sector de la refrigeración solar y de la energía solar térmica. Se ha completado en 2009 la construcción de los cinco Contenedores-Demostradores de Investigación, se han continuado los subproyectos SP7 (monitorización), SP8 (I+D de sistemas) y SP9 (difusión) y se han comenzado los subproyectos SP10 (optimización y mantenimiento) y SP11 (aspectos sociales). El liderazgo de CIEMAT en el ámbito de la eficiencia energética en edificación, se ha materializado asimismo con la continuación de proyectos como el EDEA con la Junta de Extremadura y el inicio de nuevos proyectos como el ENVITE (del Plan E), la participación en la definición del Pabellón de Madrid en la Exposición Internacional Shanghai 2010, la colaboración con el Centro Nacional de Experimentación de Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible (CNETHPC), para el concurso y posterior construcción de su sede social en Puertollano (Ciudad Real), el proyecto Smart City con ENDESA y el PSE BALI, coordinado por FCC. Así mismo, en 2009 se ha comenzado la preparación del Congreso sobre Arquitectura Bioclimática y Frío Solar, que se celebrará en marzo de 2010 en Almería organizado por la Universidad de Almería.

tible (CNETHPC), para el concurso y posterior construcción de su sede social en Puertollano (Ciudad Real), el proyecto Smart City con ENDESA y el PSE BALI, coordinado por FCC. Así mismo, en 2009 se ha comenzado la preparación del Congreso sobre Arquitectura Bioclimática y Frío Solar, que se celebrará en marzo de 2010 en Almería organizado por la Universidad de Almería.

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 (Direct Solar Steam). Ambos proyectos han dado lugar a 'Puertollano GDV' una iniciativa de carácter público-privado destinada a crear un consorcio industrial para la construcción y explotación en régimen comercial de una primera planta de 3 MW_e empleando esta tecnología. Este consorcio ha sido finalmente constituido en 2009 y se están dando los primeros pasos de la construcción de la planta en Puertollano (Ciudad Real).



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.

Como actividad novedosa cabe mencionar el establecimiento de nuevas líneas de trabajo así como de los correspondientes laboratorios destinados a la caracterización de diversos componentes de los sistemas solares de concentración.

Algunos de los aspectos a estudiar son: durabilidad de espejos, estimación del periodo de vida para materiales de receptores sometidos a altas temperaturas, durabilidad de los materiales en contacto con sales fundidas (material ampliamente usado para almacenamiento térmico en esta tecnología).

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.

También se ha participado en el proyecto europeo 'SOLHYCO', aportando las capacidades experimentales de la PSA. Este es un proyecto de recep-

tor para torre con tecnología de aire comprimido y ciclo Brayton para producción de electricidad solar. El sistema de apoyo fósil es una caldera de biocombustibles, lo que 'cierra el círculo' de la sostenibilidad para esta tecnología.

Por último se ha continuado con el desarrollo de componentes solares para esta tecnología.

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. Este proyecto ya ha demostrado la viabilidad del concepto y se ha conseguido la continuidad de la actividad investigadora mediante una nueva acción financiada desde Bruselas, el proyecto HYDROSOL 3D

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 desalación de agua de mar, como la destoxificación de aguas industriales contaminadas.

Dentro de los proyectos llevados a cabo en relación con la destoxificación cabe reseñarse el proyecto TRAGUA, que se encuadra dentro del Programa Ingenio 2010 (CONSOLIDER), proyecto de excelencia del MICINN.

En cuanto a la desalinización, hay que mencionar el proyecto OSMOSOL. El principal objetivo de este proyecto es el desarrollo de una tecnología innovadora basada en la aplicación de la energía solar térmica al proceso de desalación mediante ósmosis inversa. Para ello se pretende utilizar la energía térmica captada y concentrada mediante un dispositivo solar para alimentar un ciclo termodinámico basado en un fluido que vaporice a temperatura relativamente baja y que, acoplado a un sistema turbo-compresor, permita la transformación directa de energía térmica en la energía mecánica requerida por el proceso de ósmosis.

Igualmente, han continuado los trabajos en la recientemente iniciada línea de investigación relacionada con la aplicación del tratamiento fotocatalítico solar a la desinfección de aguas. Dentro de esta línea cabe destacar el proyecto europeo 'Sodiswater'. La motivación principal de este proyecto es demostrar que la tecnología SODIS («Solar Disinfection»), de desinfección de agua potable mediante el uso exclusivo de la radiación solar, es una herramienta de intervención efectiva contra las enfermedades de transmisión hídrica a nivel doméstico (en países en vías de desarrollo) y como ayuda en situaciones derivadas de desastres naturales.

En la línea de diseminación de la tecnología solar, este año ha continuado la participación de la PSA

en el 'Programa Nacional de Mejora y Acceso a Grandes Instalaciones Científicas 2008-2009'. Mediante este programa, financiado por el MICINN, 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.

Adicionalmente, CIEMAT-PSA ha obtenido un nuevo proyecto de especial relevancia financiado por la Comisión Europea dentro del 7.º Programa Marco. Se trata de una 'Integrating Activity' encuadrada dentro del programa 'Capacities' y denominada 'SFERA: Solar Facilities for the European Research Area'.

Mediante este proyecto, la PSA lidera una acción coordinada de todos los laboratorios europeos con infraestructuras experimentales relevantes para la investigación en tecnología solar de concentración. Los principales objetivos del mismo son:

- Avanzar hacia la homogeneización de procedimientos y estándares de trabajo, compartiendo recursos materiales y humanos.
- Poner a disposición de la comunidad científica europea las instalaciones experimentales de que disponen los miembros del consorcio.

COMBUSTIBLES Y GASIFICACIÓN

En Valorización Energética de Combustibles y Residuos, se ha generado conocimiento para apoyar el desarrollo de sistemas avanzados de com-



bustión, gasificación y sistemas de tratamiento, limpieza y separación de gases.

Dentro de las actividades de combustión en lecho fluidizado destaca la participación en el proyecto MERCURYCAP (Research Fund for Coal and Steel, RFCR-CT-2007-00007). Es conocida la importancia de la especiación del Hg en los procesos de combustión de carbón y su problemática a la hora de su retención en los sistemas convencionales de captura de partículas. Se está trabajando en el desarrollo de nuevos absorbentes de bajo coste, maximizando la oxidación del mercurio para su posterior retención. CIEMAT está estudiando el comportamiento de tres absorbentes: dos comerciales (Filtracarb y Norit) y el otro desarrollado dentro del proyecto (Lancaster).

Los dos principales resultados obtenidos son la gran importancia del contenido de inquemados de carbón en las cenizas ya que favorece la oxidación del Hg elemental a Hg^{2+} y que los absorbentes desarrollados favorecen la oxidación del Hg pasando de retener alrededor del 25% de mercurio total a valores próximos al 50%.

Por otra parte el grupo ha empezado a trabajar en la valorización energética de la biomasa de cardo en lecho fluidizado, CARDENER-CM. El cardo es un combustible que plantea graves problemas relacionados con su contenido de potasio. Entre los objetivos del proyecto destaca el comportamiento de diferentes materiales inertes analizados desde el punto de vista de la capacidad de aglomerarse y comparar las tecnologías de combustión y gasificación como vía para el aprovechamiento energético de esta biomasa.

En el campo de la gasificación, se sigue avanzando en la definición de estrategias para la reducción, reutilización y valorización de los residuos generados en la gasificación de fangos de EDAR en un proyecto liderado por Cadagua S.A. y subvencionado por el Ministerio de Medioambiente y Medio Rural y Marino. Dentro del PSE-Cultivos energéticos «Desarrollo, demostración y evaluación de la viabilidad de la producción de energía en España a partir de cultivos energéticos» se continúa investigando en la producción de gas, mediante gasificación a partir de cultivos energéticos para su utilización en motores de combustión interna.

La demostración y optimización de la tecnología de gasificación de biomasa en Lecho Fluidizado para Generación Eléctrica es el objetivo del proyecto DOTGe, Plan E Demostradores. Liderado por INERCO, y participado por CIUDEN, la Unidad de Valorización del CIEMAT va a estudiar la viabilidad del empleo de la gasificación con aire enriquecido y/o de la gasificación con vapor para optimización del proceso y mejora de condiciones de operación de los motores de combustión interna. Con este objetivo se han iniciado las modificaciones, adquisición de equipos y adaptación de un gasificador de lecho fluidizado circulante atmosférico de 500 kW, que opera con aire como agente de gasificación, para su operación en condiciones de oxigasificación y gasificación con aire enriquecido y vapor.

En la línea de tratamiento de gases se han continuado las actividades experimentales en captura de CO_2 en precombustión en el marco del Proyecto Singular Estratégico del Ministerio de Ciencia e Innovación «Procesos avanzados de generación,

captura y almacenamiento de CO₂». En dicho proyecto se viene trabajando, junto con ELCOGAS y la UCLM en el proceso Water Gas Shift Catalítico para su implementación en sistemas de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado para captura de CO₂ y producción de H₂. Se han definido condiciones adecuadas para maximizar la conversión de CO a CO₂ e H₂ utilizando catalizadores de alta temperatura. Por otro lado, el proceso Water Gas Shift Catalítico aplicado a oxi-gasificación se aborda en el proyecto europeo FLEXGAS (Research Fund for Coal and Steel, RFCS-CT-2007-00005).

Se sigue estudiando la captura de CO₂ en gases de escape de centrales térmicas 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 como apoyo a la actividad que en este campo realizan a escala de laboratorio las Universidades Complutense, Rey Juan Carlos, Alicante y CSIC-IDAEA. Se han completado los estudios a escala piloto, en condiciones realistas, de la capacidad de captura de CO₂ de diferentes adsorbentes, evaluando su tolerancia a venenos, su capacidad de regeneración y su estabilidad frente a los ciclos de adsorción-desorción.

Se continúan realizando actividades experimentales en el proceso de la reacción de desplazamiento del gas de agua (WGS) y su combinación con tecnología de reactores de membranas. Los resultados preliminares muestran que la combinación de reactor de membranas y catalizador permite aumentar el rendimiento de la reacción, obtener una corriente de H₂ puro e incrementar la concentración de CO₂ en la corriente de retenido como

paso previo a su captura. Estas actividades se llevan en el ámbito del proyecto europeo CHRISGAS (Integrated Project VI Framework Programme SES6-CT-2004-502587).

Siguen activas las actividades de separación y purificación de hidrógeno mediante la utilización de membranas de paladio, participando actualmente en el Proyecto Singular Estratégico H₂RENOV, liderado por Centro Nacional de Experimentación en Tecnologías del Hidrógeno y las Pilas de Combustible.

Por último se ha iniciado el proyecto CAPHIGAS, correspondiente al Plan Nacional de I+D+i, con el objetivo de desarrollar un sistema híbrido formado por catalizador WGS-adsorbente-membrana para capturar CO₂ con producción de hidrógeno en gases de gasificación.

En pilas de Combustible e Integración de Sistemas se desarrolla actividad en tres líneas de actuación: pilas de combustible poliméricas (PEMFC), pilas de combustible de óxido sólido (SOFC) e integración de sistemas.

En la línea de pilas de combustible de tipo PEMFC, se lleva a cabo la preparación de materiales y determinados componentes, principalmente los electrodos, junto con el montaje de monoceldas y de stack de pequeña y mediana potencia. Dentro de la fabricación de componentes, se preparan electrodos de bajo contenido en platino, utilizando métodos propios de síntesis de catalizadores, químicos y electroquímicos, y de preparación de electrodos, como aerografía y electropulverización. Se estudian las características de los méto-



dos, y el comportamiento de los electrodos en monocelda con atención a su rendimiento y durabilidad. El método de electropulverización ha demostrado su utilidad práctica para fabricación de electrodos con bajo contenido de platino y alta estabilidad. Por su parte, el método de electrodeposición se ha optimizado para la obtención de catalizadores basados en platino con mayor actividad másica ($W \cdot g^{-1}$) que los obtenidos por métodos convencionales. Los electrodos fabricados se evalúan en monocelda mediante estaciones de ensayo fabricadas en el laboratorio, cuyo mejoramiento y adaptación a protocolos estándar es objeto de trabajo continuo. Así, el grupo participa en los trabajos de estandarización sobre pilas de combustible que se llevan a cabo dentro de la Internacional Electrotechnical Commission a través del IEC/TC 105. Además, se lleva a cabo la fabricación de pilas de combustible de pequeña potencia (hasta 100 W), utilizando metodologías propias de montaje y de caracterización en bancos de ensayo. Para estos dispositivos se utilizan algunos de los componentes de fabricación propia, como electrodos, placas finales y colectores de corriente, donde son ensayados en condiciones de funcionamiento real.

En pilas de combustible de óxido sólido (SOFC) el grupo ha continuado trabajando en el desarrollo de nuevos materiales para ánodos y cátodos que operen a temperatura intermedia (600-800 °C); en ánodos se estudia, además, la viabilidad de operar en condiciones de oxidación directa de hidrocarburos. En base a los resultados previos de caracterización físico-química de los materiales desarrollados por el grupo, se seleccionaron como composiciones más prometedoras en ánodos los

cermets $Cu_{0,4}Ce_{0,6}O_{2-\delta}$ y $Cu_{0,2}Co_{0,2}Ce_{0,6}O_{2-\delta}$ y en cátodos los compuestos $La_2NiO_{4+\delta}$ y $La_2Ni_{0,6}Cu_{0,4}O_{4+\delta}$ con estructura K_2NiF_4 para su evaluación en celda. Las actividades realizadas se han centrado en la preparación de celdas, su caracterización electroquímica mediante curvas de polarización y ensayos de durabilidad en las condiciones reales de operación con H_2 y/o CH_4 como combustible, y aire como oxidante, así como en el estudio morfológico de los componentes de las celdas tras su operación por microscopía electrónica de barrido (SEM-EDX). Los resultados obtenidos evidenciaron que se ha conseguido desarrollar materiales anódicos y catódicos alternativos para celdas de óxidos sólidos de temperatura intermedia (IT-SOFC) con propiedades muy prometedoras. La evaluación en monocelda de los nuevos materiales ha puesto de manifiesto la necesidad de utilizar electrolitos densos de espesor reducido ($< 250 \mu m$) y una deposición homogénea de ánodo y cátodo sobre éste a fin de obtener buenas prestaciones finales de las IT-SOFC. Ambos factores se han logrado mediante la optimización de los métodos de preparación de celdas (*tape-casting* y *screen-printing*). La utilización conjunta de electrolitos de baja temperatura (CSO, CGO, LSGM) con los materiales anódicos y catódicos desarrollados en el grupo ha permitido *a priori* mejorar considerablemente las prestaciones de las monoceldas SOFC, operando a temperatura intermedia y utilizando combustibles alternativos al hidrógeno.

El Grupo de Integración de Sistemas ha mantenido la actividad relacionada con el estudio de las posibles aplicaciones de las pilas de combustible para generación de energía. Una de las principales actividades del Grupo la constituyen los progra-

mas de control y adquisición de datos, basados en entorno Labview, que se han venido desarrollando para su aplicación a estaciones de ensayo y sistemas integrados. Se han desarrollado varios prototipos que se mantienen en operación: 1) Instalación GELSHI: un sistema de generación limpia que integra aerogenerador, panel fotovoltaico, pila de combustible PEMFC y sistema de almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos; se ha desarrollado el programa de gestión y control del dispositivo, y se ha mantenido en operación para estudiar su comportamiento e introducir las mejoras necesarias para optimizar la gestión de la energía. 2) Sistema de alimentación ininterrumpida (UPS): incorpora una pila de combustible de 500 W que se alimenta de hidrógeno almacenado en botellas comerciales de hidruro metálico fácilmente recargables o reemplazables; el sistema de gestión de la energía desarrollado permite optimizar el funcionamiento de la UPS para proporcionar la energía suficiente en caso de fallo de la red eléctrica. 3) Instalación EGA: sistema autónomo de generación de energía; se ha ampliado la instalación duplicando el campo fotovoltaico (3000 W) e incorporando un emulador eólico como fuente primaria de energía; se está realizando la instalación de un nuevo electrolizador para su integración en el sistema.

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) para la predicción de fenómenos físico-químicos relacionados con procesos industriales, con énfasis en procesos de combustión, en flujos multifásicos y en flujos en geometrías compleja. En particular se ha extendi-

do la técnica numérica empleada para simular el movimiento de miles de partículas numéricamente embebidas en un mallado cartesiano regular a mallados arbitrarios. Esta nueva técnica permitirá abrir nuevas capacidades de simulación de flujos en geometrías complejas, móviles y hasta deformables. En un contexto de investigación de carácter más básico, se ha analizado la transición laminar-turbulenta en un conducto de sección cuadrada (un problema clásico todavía sin solución) aislando una particular solución exacta tipo onda viajera que reproduce ciertas características de un flujo marginalmente turbulento. Usando herramientas de LES se han abordado temas 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 2008-2011, se ha empezado a abordar la modelización y la simulación de la combustión del hidrógeno. Dentro del plan Consolidar-Ingenio se seguirá con el desarrollo de toda esta actividad pudiéndose aprovechar de las capacidades de cálculo de los más potentes ordenadores del país. Por lo que concierne a las colaboraciones internacionales cabe destacar la relación estrecha que se viene manteniendo con el centro CERFACS de Toulouse (Francia) y con la Universidad de Osaka (Japón) y con la Universidad de Karlsruhe (Alemania).

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 colabora-



ción con el Consejo de Seguridad Nuclear, CSN, con ENRESA y con el sector eléctrico a través de la Plataforma Tecnológica de Energía Nuclear, CEI-DEN. También es señalable la integración del CIE-MAT en los principales proyectos internacionales sobre esta materia, entre ellos, los correspondientes al 6.º y 7.º Programa Marco de la UE, el Proyecto Halden, el reactor Jules Horowitz (JHR) y la Plataforma Tecnológica Europea, SNE-TP. En esta plataforma se ha participado en la coordinación de la agenda estratégica de investigación y la preparación de su realización práctica con una iniciativa industrial europea, ESNII, encuadrada en el SET plan.

La investigación sobre Seguridad Nuclear ha continuado centrada en las áreas de: los accidentes severos, la termo-mecánica del combustible de alto quemado, desde su irradiación en reactor hasta su Almacén Temporal Centralizado (ATC) y los sistemas de seguridad de reactores innovadores. Estas investigaciones se han coordinado con el CSN que financia parte de la actividad.

En el campo de los accidentes severos, la instalación PECA-SGTR se ha adaptado y cualificado para una segunda campaña experimental dirigida a medir la retención de aerosoles y productos de fisión en el secundario del generador de vapor (GV) en caso de fusión de núcleo con rotura de tubos en el GV. Estos resultados y los precedentes están siendo utilizados para el desarrollo y validación de un modelo de cálculo innovador, ARI3SG. Estos trabajos se enmarcan en el proyecto internacional ARTIST2. Las actividades en accidente severo se completan con la participación en proyectos internacionales como el ISTP, el PHEBUS-

FP y proyectos de la OECD, como el BIP y el SFP. A través de ello se logra la mejora de las herramientas de simulación al uso, como los códigos MELCOR 2.1 y ASTEC v2.0, particularmente en lo que al Término Fuente se refiere.

En la línea de combustible de alto quemado se han incorporado las últimas versiones de las herramientas analíticas aceptadas por el organismo regulador americano y español. Con ellas se han simulado experimentos de los programas CABRI y SCIP. Asimismo, y bajo el patrocinio de ENRESA, se ha desarrollado una extensión del código FRAPCON-3 para su aplicación a las condiciones de ATC (trabajo financiado por ENRESA); su validación se halla en curso.

Todavía dentro de Seguridad Nuclear se ha potenciado la nueva línea de investigación orientada a la seguridad en futuros reactores, en particular los de alta temperatura (HTR o VHTR), cuya aplicación podría estar vinculada a la producción de calor de proceso e hidrógeno y los reactores rápidos refrigerados por sodio (SFR). Las actividades en HTRs 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. La participación en el proyecto CP-ESFR del 7.º Programa Marco de la UE encuadra las investigaciones en la seguridad de reactores rápidos refrigerados por metal líquido, sodio en este proyecto, propuestos para una generación eléctrica con menos residuos y mejor aprovechamiento de los recursos naturales y para la transmutación y reducción de los residuos de alta actividad de los reactores actuales. Estas actividades se han extendido al campo de la

fusión a través del proyecto CONSOLIDER TECHNO_FUS. En cada uno de los diseños innovadores citados se han efectuado estudios prospectivos sobre los ciclos de potencia más adecuados a cada tecnología.

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, todos ellos en colaboración con ENRESA.

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 2009 se ha continuado el enorme esfuerzo en la caracterización de materiales procedentes del proyecto PIMIC del CIEMAT, la caracterización de los terrenos radiológicamente contaminados de Palomares y el apoyo tecnológico a ENRESA. Durante ese año se ha iniciado la participación en el proyecto del 7.º Programa Marco de la UE CARBOWASTE, para la caracterización y gestión de grafito irradiado, como el de la central de Vandellos I.

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 término fuente de los almacenamientos de residuos radiactivos de alta actividad, y en las redes euro-

peas HOT-LAB, de laboratorios de ensayos sobre combustible nuclear irradiado, y ACTINET, para el estudio de actínidos. Adicionalmente se potencian las líneas de investigación del comportamiento del combustible irradiado en seco para poder predecir su evolución en el futuro Almacenamiento Temporal Centralizado, ATC.

Se continúan las líneas de investigación de separación de actínidos para el desarrollo de procesos, tanto hidrometalúrgicos como piroquímicos, para los actínidos minoritarios presentes en los residuos de alta actividad; participando en el proyecto ASCEPT del 7.º Programa Marco de la UE y en la continuación del 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, en el JRC-ITU (Karlsruhe) y en los de la Universidad de Nevada para investigar, con material activo real, la viabilidad y eficiencia de los procesos de separación.

La investigación en transmutación se centra en varios proyectos del 6.º y 7.º Programa Marco de la UE. En el primero, EUROTRANS del 6.º Programa Marco, el CIEMAT participa en el diseño de dos conceptos de sistemas subcríticos asistidos por acelerador (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 la interpretación de los primeros registros directos de interrupciones 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. La optimización de sistemas para la transmutación de residuos radiactivos se completa para los diseños subcríticos con la participación en el proyecto CDT, del 7.º Programa Marco, y para los diseños de reactores críticos rápidos de cuarta generación con la participación en el proyecto CP-ESFR, también del 7.º Programa Marco de la UE.

Estos estudios se complementan con la participación en proyectos de la NEA/OCDE y la OIEA para la evaluación de ciclos avanzados del combustible nuclear que incluyen las técnicas de Separación y Transmutación.

Adicionalmente se desarrollan 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 la instalación n_TOF del CERN, se han iniciado en 2009, la explotación y las primeras medidas con la nueva configuración de la instalación. Además se ha coordinado la preparación de una propuesta de proyecto de datos nucleares, que ha sido aprobada para su inicio en 2010 dentro del 7.º Programa Marco de la UE. En la segunda línea, se ha progresado en la realización de estudios experimentales y caracterización de detectores de neutrones y sistemas de digitalización avanzados en PTB (Alemania) y Jyväskylä (Finlandia), dentro de la participación en el proyecto DESPEC para FAIR (Alemania).

Adicionalmente, el CIEMAT ha coordinado la participación del consorcio español en el reactor experimental JHR para estudios de materiales de

los futuros reactores y sistemas de transmutación. En el proyecto se han completado los diseños de los intercambiadores de calor y del simulador de experimentos, que constituyen el núcleo de la contribución española al JHR. Además, en el proyecto MTR-I3 del 6.º Programa Marco, se ha estudiado cómo evaluar en reactores experimentales el comportamiento de futuros combustibles para la transmutación de residuos radiactivos. Dentro de esta misma línea se continúa la participación en el proyecto internacional del reactor de ensayos de materiales nucleares Halden, se ha apoyado a la preparación de un proyecto para la fuente de espalación del País Vasco, ESS-Bilbao y el proyecto europeo asociado ESS-PP.

Por otra parte, el CIEMAT ha continuado el diseño conceptual de un Laboratorio de Transmutación en colaboración con ENRESA, que podría formar parte de las instalaciones tecnológicas de la UE. 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

Una buena parte de las actividades del Laboratorio Nacional de Fusión por Confinamiento Magnético se sitúa en el área de física de plasmas. Aquí se integran la operación y explotación científica del Stellarator TJ-II y la participación creciente en los proyectos internacionales de fusión, como JET y, especialmente ITER. Otra línea de actividad, enmarcada en el concepto «tecnologías de la

fusión», engloba el proyecto CONSOLIDER de tecnología de fusión, el programa de materiales, la participación en los proyectos IFMIF y JT60 y los estudios socioeconómicos relacionados con la energía de fusión. Finalmente cabe resaltar las actividades en formación y el soporte a la entidad europea «Fusion for Energy» de Barcelona.

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 flujo caliente (plasma), mientras que el stellarator con un sistema de bobinas más complejo, no utiliza corriente en el plasma. La mayor complejidad tecnológica del stellarator ha dado lugar a que su desarrollo haya sido más lento, pero este tipo de sistemas presentan de cara al futuro la gran ventaja de poder operar en estado estacionario, frente a la operación pulsada del tokamak, lo que hace del stellarator el candidato ideal para un reactor comercial.

Las actividades de TJ-II durante 2009 se han centrado en dos grandes líneas de trabajo:

Física de stellarators: 2009 ha sido un año de explotación de la nueva configuración de TJ-II con pared recubierta de litio y el segundo inyector de partículas neutras (NBI). Esta configuración ha permitido operar a alta densidad y alcanzar la transición al «modo de alto confinamiento». Uno de los resultados de mayor impacto, dentro de esta línea de trabajo, ha sido la observación de

fenómenos que permiten establecer la existencia de los llamados «flujos zonales» (zonal flows), mecanismos de transporte de energía que están relacionados con la transición al régimen de alto confinamiento. Los mecanismos que dan lugar a la transición, observada en los tokamaks hace casi ya dos décadas, siguen siendo todavía desconocidos y la observación de TJ-II apunta una posible explicación.

Desarrollos teóricos, apoyados por el uso de supercomputadores (Mare Nostrum). En paralelo con las líneas tradicionales de física de plasmas se ha iniciado una línea en simulación del daño que los neutrones de 14MeV, procedentes de la reacción de fusión causarán en los materiales del reactor.

En lo que concierne a las actividades en JET, aparte de progresar en los campos abiertos años anteriores, se ha iniciado una nueva línea en el área de minería de datos y reconocimiento automático de patrones. Estos desarrollos se han aplicado a la predicción de fenómenos catastróficos denominados «disrupciones», consistentes en una pérdida súbita del confinamiento con caída de la corriente y generación de altas fuerzas y voltajes. Estos fenómenos, en JET pueden generar problemas en algunos subsistemas pero en ITER podrían ser imposibles de asumir. El algoritmo desarrollado es capaz de estudiar centenares de ejemplos y detectar la proximidad de una disrupción con una fiabilidad del 80%, frente al 40-50% de los sistemas anteriormente usados.

El CIEMAT, en buena parte con la colaboración de empresas españolas, ha consolidado su participa-



ción en los desarrollos de I+D para ITER. En particular se han iniciado tareas en «breeding blankets», sistemas de calentamiento de plasma, sistemas de manipulación remota, control/adquisición de datos y soporte de ingeniería, en este último caso en un consorcio liderado por la ingeniería SOCOIN:

Dentro del proyecto CONSOLIDER «Tecnología de Fusión», coordinado por el CIEMAT y aprobado en la convocatoria de 2008, se ha procedido a la contratación de 17 becarios (tres del CIEMAT y el resto por parte de las entidades participantes) y se han finalizado los primeros diseños de envoltura regeneradora.

Otro campo de actividad que se ha incrementado sensiblemente en 2009 es el relativo a los desarrollos para la instalación de materiales IFMIF. Se han realizado, por parte de grupos de expertos internacionales, las revisiones de diseño de los sistemas de radiofrecuencia y amortiguador del haz. Las revisiones, que han concluido con éxito suponen el paso a la fase de construcción. También incluido en el «Broader Approach to Fusion» se sitúa el proyecto del tokamak japonés JT60, en el que el CIEMAT es responsable del diseño y construcción del criostato. En 2009 se ha finalizado la fase de diseño de la base del criostato y se han redactado las especificaciones para el contrato de construcción, que se espera realizar a principios de 2010.

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 estructura-

les, barreras de tritio y metales líquidos. Una persona de CIEMAT ha sido nombrada «oficial responsable» del área de materiales en el Programa Europeo de Fusión.

A nivel nacional ha continuado la colaboración con numerosos grupos, principalmente universitarios, en el área de formación. El «Master Europeo Erasmus Mundos en Fusión y Física de Plasmas», ha pasado con éxito en 2009 una revisión de calidad por parte de la Comisión Europea, que financia con becas a buena parte de los alumnos.

Por último, cabe destacar que el CIEMAT, como viene haciendo desde 2005, continúa jugando un papel importante en la consolidación de la Empresa Común Europea para el ITER de Barcelona, a la que en 2009 continuó dando soporte en el marco de un acuerdo bilateral. La Empresa Común ha alcanzado en 2009 una plantilla de 200 personas, 20% españolas y maneja un presupuesto de gasto corriente de unos 30 millones de euros, esto aparte del presupuesto dotado para los contratos de construcción del ITER, muy superior.

PROTECCIÓN RADIOLÓGICA E I+D EN RESIDUOS RADIATIVOS

El CIEMAT, que continua siendo centro de referencia en los campos de la Protección Radiológica de las personas y el medio ambiente y en la I+D en Residuos Radiactivos (RR), participa 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 estas materias.

En lo relativo a Protección Radiológica las principales actividades han consistido no sólo en los controles preceptivos para cumplir la legislación vigente en cuanto al control de radiactividad ambiental y en dosimetría de las radiaciones ionizantes, sino también en el desarrollo de metodologías y criterios de protección. Se participa en proyectos de investigación, nacionales e internacionales, profundizando en el estudio de las características de diferentes radionucleidos de origen natural o antropogénico, así como de sus efectos ambientales, sus vías y modelos de incorporación al organismo humano, y la evaluación tanto de sus consecuencias radiológicas como de los efectos sobre la salud de dosis bajas de radiación.

Debido al prestigio del CIEMAT en este ámbito y a su vocación de servicio público a la sociedad española se inicia una nueva etapa de trabajo centrada en la transferencia de conocimientos y tecnología a empresas privadas.

- Se ha mantenido un alto nivel de presencia internacional, como acredita la participación en numerosos comités internacionales de expertos de alto nivel (CE, ICRP, ISO, EURADOS), destacando la aportación en la elaboración de guías y en la revisión de recomendaciones y normas de buena práctica.

El objetivo de la I+D en Residuos Radiactivos es adquirir y profundizar en los conocimientos y la tecnología necesarios para garantizar la seguridad a largo plazo de las instalaciones de almacenamiento, tanto temporales como definitivas.

Con relación a la I+D en Residuos Radiactivos conviene destacar las siguientes actuaciones realizadas fundamentalmente en el marco de la UE y en apoyo a ENRESA.

- Con respecto a la opción de Almacenamiento Geológico Profundo (AGP), se participa en el proyecto FORGE (Fate Of Repository GasEs) Inscrito en el 7.º Programa Marco de la UE. Asimismo está en negociación el proyecto PEBS (Long-term performance of Engineered Barrier Systems) así como la propuesta CRYSTALLINE ROCK RETENTION PROCESSES.
- CIEMAT también participa en distintos programas experimentales que se llevan a cabo en el Laboratorio Subterráneo de Grimsel (Suiza), al amparo de un convenio de colaboración (FEBEX-e) con la agencia de residuos radiactivos suiza (NAGRA), en el que también participan SKB (Suecia) y POSIVA (Finlandia). Es destacable también la colaboración de CIEMAT con la agencia de residuos radiactivos francesa (ANDRA) en las líneas de investigación relacionadas con la migración de radionucleidos en formaciones arcillosas.
- Se sigue investigando el efecto de las partículas coloidales en la migración de contaminantes radiactivos en medios geológicos, a través de un proyecto financiado por el MICINN (CROCKIS). En este proyecto, enlazado con el proyecto internacional CFM (Colloid Formation and Migration), se cuenta con la colaboración de distintos grupos de investigación: KIT (Alemania); PSI (Suiza); KTH (Suecia); AECL (Canadá) y KAERI (Corea), entre otros.



- Con relación a otras opciones de almacenamientos de residuos radiactivos (almacenamientos de media y baja actividad o almacenamientos temporales, AT), CIEMAT colabora con ENRESA, fundamentalmente en el campo de la gestión temporal de los residuos –en cuyo ámbito se desarrolla la caracterización hidrogeoquímica y la investigación sobre el comportamiento de materiales y procesos en el C.A. El Cabril–, y ello a través del Convenio Marco vigente, mediante el desarrollo de los anexos para la «Caracterización del material de cobertera y el hormigón», el estudio de la «Físico-química de radionucleidos en hormigones y productos de corrosión» y la «Caracterización hidrogeoquímica de El Cabril». También se promueven otras actuaciones de apoyo que se materializarán en nuevos anexos de dicho Convenio Marco.
- CIEMAT a petición de ENRESA trabaja en la caracterización de las propiedades de adsorción de los materiales de marisma del Centro de Recuperación de Inertes (CRI) de Huelva, con el objetivo de diseñar una barrera geoquímica a la migración del ^{137}Cs , presente de forma accidental en el CRI.

EFFECTOS AMBIENTALES DE LA ENERGÍA

El CIEMAT, a través de la División de Contaminación Ambiental del Departamento de Medio Ambiente, desarrolla distintas líneas de investigación relacionadas en muchos casos con los efectos ambientales de la producción de energía. Ello no sólo para conocer qué procesos sufren los conta-

minantes emitidos al ambiente y cuánto y cómo se emiten estos, sino para desarrollar tecnologías y estrategias que reduzcan su emisión y mitiguen o subsanen los daños ocasionados.

- 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), además de efectuar el seguimiento y el control de las emisiones en grandes instalaciones de combustión (GIC), también recopila y gestiona la información relativa a las emisiones a la atmósfera que proceden de las instalaciones incluidas en el RD 430/2004, de 12 de marzo, y en el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión Existentes (PNRE-GIC).

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. Este procedimiento ha sido declarado como oficial por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

- Asimismo son importantes los estudios de determinación de emisiones procedentes del sector del transporte. Se está trabajando en medir las emisiones de motores en condiciones controladas y reales, mediante la instalación de equipos de medición en vehículos. Esta actividad se enmarca en el proyecto MERTEC V, en colaboración con el Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino (MMAMRM) 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 FHI-BCAT) parte de esta investigación se está realizando en la planta de combustión del CEDER.
 - A través de distintos proyectos nacionales e internacionales se investiga sobre la caracterización de los contaminantes emitidos al medio ambiente procedentes de los procesos de producción de energía, extracción de minerales y combustibles, así como sobre su dispersión, prestando especial atención a su impacto sobre la atmósfera y el suelo. Para ello se utilizan avanzadas técnicas de modelización, simulación numérica y teledetección.
 - La participación en el Proyecto Singular Estratégico PROBIOGAS (coordinado por AINIA) favorece la investigación y el avance del conocimiento en el ámbito del tratamiento y aprovechamiento de los residuos agroindustriales para la producción de biogás, profundizando en la mejora de las técnicas de codigestión anaeróbica y obtención de digestatos para su uso como enmiendas orgánicas. El CIEMAT además lidera las tareas de divulgación de dicho PSE, habiendo participado en numerosos foros temáticos y codirigiendo un video sobre la producción del biogás y su importancia.
- En el marco de los Proyectos Singulares Estratégicos del MICINN, 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) de la que CIEMAT es miembro de su Patronato. Por ello se participa en el Programa de Almacenamiento y Secuestro Geológico de CO₂ de CIUDEN y en la realización de proyectos y diversas contribuciones de carácter técnico.
- En 2008, se aprobó el proyecto «Tecnologías Avanzadas de Generación, Captura y Almacenamiento de CO₂» en vigor hasta 2010. CIEMAT coordina el proyecto global en el que además participan ELCOGAS SA, la Universidad de Castilla La Mancha, Universidad Rey Juan Carlos, Universidad Politécnica de Madrid, Universidad de Salamanca, Universidad de Zaragoza, Universidade da Coruña, Universidad de Extremadura, el CSIC, INABENSA SA, AICIA, CIUDEN, Enviro-Spain SL y el IPF, en los siguientes subproyectos: «Tecnología de separación de CO₂», «Captura de CO₂. Oxicombustión» y «Almacenamiento Geológico de CO₂, Aceptabilidad y Gobernanza. «
 - En el Subproyecto «Análogos naturales e industriales de almacenamiento y escape de CO₂: Implicaciones para su almacenamiento geológico definitivo», se estudian los efectos medioambientales de los análogos naturales actuales del CO₂. El objetivo es cuantificar los efectos que eventuales fugas de CO₂ –provenientes de



los almacenamientos industriales– tendrían sobre los seres humanos, sobre los ecosistemas así como sobre la calidad del agua de acuíferos someros, susceptibles de ser explotados.

- A través de acuerdos con CIUDEN, y para su Programa de Almacenamiento Geológico de CO₂, se participa en la «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.
- CIEMAT también ha participado en la formulación de Comentarios a la Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono (COD/2008/0015) como miembro de la PTECO₂ y a propuesta del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.
- A instancias del Instituto Geológico y Minero de España, y dentro del proyecto «Análisis y Aplicación de Criterios de Favorabilidad de Estructuras Geológicas» (Proyecto IGME, 2009), el CIEMAT ha participado en el Panel de Expertos sobre Criterios de Favorabilidad del Almacenamiento Geológico de CO₂, con objeto de formular los criterios que permitan definir las estructuras geológicas idóneas para el almacenamiento geológico de bióxido de carbono en España.
- El CIEMAT, como miembro de la Asociación Española del CO₂ (AECO₂) y de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (PTECO₂) a propuesta del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, participa, a través de su Grupo de Trabajo sobre Almacenamiento y Usos del CO₂, en la elaboración del «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.
- En lo referente a la restauración edafopaisajística de la Comarca de El Bierzo se continúan las labores de dirección, supervisión y monitorización del proyecto de restauración de las escombreras de Tremor de Arriba. En ese ámbito se ha elaborado el Plan Director, auténtica guía para la restauración de los espacios degradados por la minería de carbón de la comarca, el cual será presentado oficialmente en un futuro próximo. Se ha supervisado la creación de un vivero que lleva asociado una escuela-taller y un taller de empleo que impulsará la formación de personal capacitado en las tareas de restauración. El CIEMAT actúa como asesor sobre proyectos medioambientales de interés en la zona.
- Con respecto a la conservación y recuperación de suelos, el CIEMAT tras la clausura de las minas de mercurio en la zona minera de Almadén, asesora tanto sobre el adecuado uso agropecuario de los suelos, como sobre las técnicas de recuperación de los mismos.
- Coordinada por la Universidad politécnica de Cartagena (UPCT) se ha realizado una campaña en Bolivia para la evaluación del impacto



sobre la salud y el medio ambiente del mercurio, derivado de su uso intensivo en la minería aurífera.

- La participación en foros internacionales sobre Fitotecnologías (European COST Action-859); CNR de Biodiversidad (red EIONET) de la Agencia Europea de Medio Ambiente, así como en Sistemas de Observación de la Tierra (GEOSS - GMES), favorece el desarrollo de proyectos centrados en la conservación y evaluación del estado del Parque Nacional Tablas de Daimiel, en proyectos de evaluación de efectos ambientales y recuperación de emplazamientos de la Comunidad de Madrid y en la monitorización de vertederos.

OTRAS ACTIVIDADES

La División de Prospectiva y Vigilancia tecnológica del CIEMAT ha continuado desarrollando sus actividades para analizar los posibles desarrollos que permitan diseñar un nuevo sistema energético. Dentro de su participación en el Programa Nacional de Prospectiva desarrollado por la Fundación OPTI desde 1998. Como responsable del sector energético durante este año se ha realizado el estudio Oportunidades Tecnológicas e Industriales para el desarrollo de la Economía Española por encargo de Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Se han analizado 14 áreas prioritarias, como energías renovables, redes de distribución, eficiencia energética o energía nuclear, con el objeto de identificar oportunidades de desarrollo y acciones transversales en función de las fortalezas existentes.

Se ha continuado participando en el programa EFONET, Energy Foresight Network, del 7.º Programa Marco, identificando y analizando las diferentes metodologías empleadas en la realización de estudios de prospectiva en el sector energético, y sus aplicaciones para la elaboración de políticas energéticas. Este proyecto tiene como objetivo analizar el estado del arte de las actividades de prospectiva en la UE para determinar las «mejores prácticas» y transferir las experiencias a todos los países.

A través del acuerdo firmado entre CIEMAT y la Universidad Austral de Chile, se ha finalizado el «Estudio de Prospectiva Regional de la Región de los Ríos» (Estrategia Regional de Desarrollo 2008-2018). La División participa como experto consultor internacional, donde se recogen las principales líneas estratégicas y las acciones que deben de iniciarse para el desarrollo de la Región.

La certificación otorgada por AENOR según la norma UNE 16600 al Sistema de Vigilancia Tecnológica del CIEMAT, ha sido renovada en el 2009. Respecto a la vigilancia tecnológica se han elaborado un total de 7 estudios entre los que cabe destacar los realizados para IBERDROLA, a través del acuerdo de colaboración para la «Planificación de estudios de prospectiva en áreas tecnológicas estratégicas de interés cuyo objetivo es el diseño de metodologías, para establecer un sistema de análisis del entorno, que permita detectar tecnologías emergentes en el mundo energético.

Durante el año 2009, la División de Prospectiva y Vigilancia Tecnológica desarrolló un total de siete



informes de Vigilancia Tecnológica cubriendo las siguientes áreas temáticas:

- Biomasa para la generación de electricidad y calor.
- Tendencias tecnológicas mundiales en el desarrollo y aplicación de paneles solares fotovoltaicos.
- Aerogeneradores de potencia inferior a 100 kW (minieólica).
- La codigestión de residuos y tecnologías para la producción y el aprovechamiento energético de biogás.
- Detoxificación solar.
- Indicadores de eficiencia energética.
- Interruptores de viento.

Asimismo, la División participó en distintos proyectos nacionales de vigilancia tecnológica con empresas como e-intelligent e Iberdrola y con la Comunidad Autónoma de Madrid.

Entre sus actividades más destacadas en el campo de la Vigilancia Tecnológica se encuentran el desarrollo de informes de VT, la asesoría en la implantación de sistemas de VT, la elaboración de boletines sobre energías renovables y la asesoría metodológica en vigilancia y prospectiva, así como el desarrollo y ensayo de herramientas de software para la Vigilancia Tecnológica.

Las actividades desarrolladas de Vigilancia Tecnológica han dado lugar a cuatro publicaciones con alcance nacional

La Unidad de Análisis de Sistemas Energéticos continúa siendo un grupo de referencia en el análisis y evaluación de los efectos medioambientales y socioeconómicos de la energía y en la modelización de sistemas energéticos, participando en numerosos proyectos de I+D de la UE y del Plan Nacional.

Merece destacar su participación en los siguientes proyectos europeos:

REACCESS, del 7.º Programa Marco europeo, cuyo objetivo es la construcción de un modelo que permita el análisis de la seguridad energética europea, y con el que será posible analizar, en sus aspectos técnicos, económicos y medioambientales, los «pasillos energéticos» por los que se abastecerá energéticamente la UE-27, y evaluar estrategias en diferentes escenarios a largo plazo. Este modelo completa el modelo energético TIMES-pan-europeo, que incluye de manera separada los modelos energéticos de todos los países de la UE-27, y en cuyo desarrollo la unidad participó dentro del proyecto NEEDS.

RES2020, que tiene como objetivo analizar la contribución actual y futura de las Energías Renovables en los sistemas energéticos de la UE-27, en base a la aplicación de determinadas políticas y medidas, así como sus repercusiones en la economía europea. Este proyecto también mejora el modelo TIMES-pan-europeo incorporando con mucho más detalle y profundidad los recursos y

las tecnologías de energías renovables actuales y futuras. La Unidad desarrolló el modelo TIMES-Spain con el que se han obtenido unos primeros resultados para España. Estos resultados preliminares indican que con las políticas actuales de apoyo a las renovables, a España no le supondrá un gran esfuerzo cumplir con el objetivo de renovables que marca la Directiva para 2020 (20%), pero sí alcanzar el objetivo de biocarburantes (10%).

ELOBIO, cuyo objetivo es analizar las políticas de fomento de los biocarburantes en los diferentes países europeos, a fin de proponer las más adecuadas para interferir lo menos posible en otros sectores potencialmente competidores como son el alimentario, piensos, papeleras y procesado de la madera.

SERF, en el que, junto con otras asociaciones de EURATOM-Fusión, se trabaja en la mejora del modelo EFDA-TIMES, modelo económico global, multirregional, en el que se incluye la fusión como tecnología futura.

Dentro de su colaboración con el MMARYM, ha asesorado técnicamente a este Ministerio, a través de diversos estudios y análisis, y en el segui-

miento de las discusiones europeas, para el posicionamiento de España en la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de los carburantes, y ha participado en los grupos de trabajo de Medio ambiente y Energía del Consejo de la Unión Europea, para la discusión de los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes en el marco de la revisión de las Directivas de Calidad de los Carburantes, 2009/30/CE, y de Energías Renovables 2009/28/CE.

Continúa su participación en el Proyecto Singular Estratégico sobre Cultivos Energéticos, liderando el sub-proyecto que estudia la evaluación económica y medioambiental a lo largo de todo el ciclo de vida (ACV), de diferentes cadenas energéticas.

En el marco de otros proyectos europeos del 6.º Programa Marco y del Plan Nacional, se han realizado evaluaciones medioambientales (ACV) de las tecnologías de electricidad solar de concentración y de combustión de biomasa, comparando los resultados con los de energías fósiles, y se han evaluado económicamente los daños medioambientales (externalidades) producidos a lo largo de todo el ciclo de producción y transformación a calor o electricidad de determinados cultivos energéticos, comparándolos con los combustibles convencionales a los que sustituyen.

11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



En este Capítulo se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2009 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, que es el documento de planificación vigente. Asimismo, se incluye información sobre la evolución de dichas infraestructuras desde 2005 y sobre la situación y aspectos más destacados referentes a los almacenamientos de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

11.1. REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2009

Las inversiones en ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizadas por Red Eléctrica en España durante el ejercicio 2009 han ascendido a 735 millones de euros, lo que ha supuesto un aumento de casi un 20% respecto al año anterior.

Durante el año 2009, se han puesto en servicio 439 km de líneas y se ha aumentado la capacidad de transporte en 653 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. El primer tramo que entrará en servicio será Soto-Penagos 400 kV y posteriormente Penagos-Abanto 400 kV.

Galicia: Se sigue trabajando en el mallado de la región con el resto de España y Portugal. La conexión con Castilla y León está en fase de construcción. La conexión con Asturias está en fase de tramitación. La interconexión con Portugal se ha redefinido, por inviabilidad de las conexiones en 400 kV en la zona de Vigo, y están iniciándose las tramitaciones.

Cataluña: Se han realizado refuerzos en el entorno del área metropolitana de Barcelona mediante la puesta en servicio de una serie de instalaciones de la red de transporte que permitirán evacuar la generación prevista en la zona, con las que se ayudara a mantener la garantía de suministro y la calidad del servicio en la zona. Además se han construido nuevas instalaciones para la evacuación de generación de energía de régimen especial en la provincia de Tarragona y se continúa con la construcción de la red de refuerzo de Gerona.

Zona centro y Extremadura: Continúan los trabajos de construcción del eje de 400 kV de mallado de Castilla y León con Madrid. En Madrid se ha

CUADRO 11.1. INVERSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE (MILLONES DE EUROS)

	2005	2006	2007	2008	2009	% 09/08
Inversiones en la red de transporte ⁽¹⁾	420	510	608	614	735	19,7

⁽¹⁾ No incluye adquisiciones de redes existentes propiedad de otras empresas.

FUENTE: Red Eléctrica de España.

reforzado considerablemente la red de transporte en 220 kV, líneas y subestaciones, para dar apoyo a la demanda. Asimismo, siguen avanzando los trabajos de ingeniería y los estudios ambientales del eje de interconexión de Extremadura con Andalucía occidental.

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, con un nuevo apoyo al eje costero de 220 kV entre Murcia y Jijona, así como instalaciones que facilitan la evacuación de generación de régimen especial y actuaciones puntuales de mejora de la alimentación. Asimismo se ha reforzado la transformación desde 400 kV. Finalmente, se continúa la construcción de la futura interconexión Península-Baleares.

Baleares: Se sigue trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. La conexión con la península mediante cable submarino está en fase de tramitación.

Canarias: Se sigue trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro.

Interconexión con Portugal: Durante el 2009, han seguido progresando los trabajos de refuerzo de los ejes del Duero y de Andalucía, así como los estudios de 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: Durante el 2009, INELFE, la empresa constituida al 50% por Red Eléctrica y su homóloga francesa, RTE, con objeto de desarrollar las interconexiones entre España y Francia, ha llevado a cabo los estudios técnico-económicos y ambientales de la nueva interconexión eléctrica por los Pirineos orientales, que deberá estar en servicio en el 2014. La construcción de esta nueva interconexión, calificada de interés prioritario por la Unión Europea, permitirá duplicar la actual capacidad de interconexión entre los dos países hasta alcanzar el 6% del máximo de la demanda española. Además, favorecerá la integración de un mayor volumen de producción de energía renovable, especialmente de la energía eólica del sistema ibérico.

En el cuadro 11.8 se muestra la evolución de la red de transporte y transformación en los sistemas eléctricos insulares.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

CUADRO 11.2. NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 400 KV

Línea	Empresa	N.º circuitos	km
E/S en Requena L/Catadau-Olmedilla	Red Eléctrica	1	0,5
E/S en Cereal L/Galapagar-S. Sebastián de los Reyes	Red Eléctrica	2	2,6
L/Guillena-Puebla de Guzmán ⁽¹⁾	Red Eléctrica	2	241,4
L/Abanto-Ziérbana	Red Eléctrica	2	10,4
E/S en Cártama L/Guadame(Cabra)-Tajo	Red Eléctrica	2	46,9

⁽¹⁾ Actualmente en servicio a 220 kV.
FUENTE: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.3. NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 KV

Línea	Empresa	N.º circuitos	km
L/Morvedre 400 kV-Morvedre 220 kV (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,2
L/Morvedre 400 kV-Morvedre 220 kV (aéreo)	Red Eléctrica	2	2,6
L/Zal-Zona Franca (subterráneo)	Red Eléctrica	2	3,9
L/Zal 220 kV de REE-Zal 220/25 kV de Electra de Abusejo (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,05
E/S en Casaquemada L/Guillena-Onuba	Red Eléctrica	2	0,11
E/S en Muruarte L/Cordovilla-Orcoyer	Red Eléctrica	2	30,3
E/S en Pujalt L/Pobla-Abrera	Red Eléctrica	2	0,8
Conexión SE/Codonyer 220 kV con TR1 distr. (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,05
Conexión SE/Codonyer 220 kV con TR2 distr. (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,03
Conexión SE/Codonyer 220 kV con TR3 distr. (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,02
Conexión SE/Codonyer 220 kV con TR5 distr. (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,06
E/S en Codonyer L/Can Jardí-Canyet (subterráneo)	Red Eléctrica	2	1,1
L/Besós-Badalona (nuevo cable 2, subterráneo)	Red Eléctrica	1	1,0
E/S en Gazules L/Puerto Real-Casares	Red Eléctrica	2	11,6
E/S en Morvedre L/La Eliana-Sagunto (aéreo)	Red Eléctrica	2	3,4
E/S en Morvedre L/La Eliana-Sagunto-Arcelor (aéreo) (1)	Red Eléctrica	3	1,8
E/S en Morvedre L/La Eliana-Sagunto 1 (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,09
E/S en Morvedre L/La Eliana-Sagunto 2 (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,09
L/Arcelor-Mital-Morvedre (aéreo)	Red Eléctrica	1	0,9
L/Arcelor-Mital-Morvedre (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,09
E/S en Mirasierra L/Fuencarral-Majadahonda (aéreo) (2)	Red Eléctrica	2	1,0
E/S en Mirasierra L/Fuencarral-Majadahonda (subterráneo) (2)	Red Eléctrica	2	7,8
E/S en Aguacate L/Ventas-Villaverde	Red Eléctrica	2	0,4
L/Ventas-Villaverde (subterráneo)	Red Eléctrica	1	15,6
E/S en Els Aubals (Mora de Ebro) L/Escatrón-La Selva (aéreo)	Red Eléctrica	2	0,09
E/S en Els Aubals (Mora de Ebro) L/Escatrón-La Selva (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,09
E/S en Novelda L/Benejama-Petrel 1	Red Eléctrica	2	16,2
L/Novelda-Saladas (aéreo)	Red Eléctrica	2	29,6
L/Novelda-Saladas (subterráneo)	Red Eléctrica	2	1,4
L/Vicálvaro-La Estrella 2 (subterráneo) (3)	Red Eléctrica	1	4,7
L/Prosperidad-El Coto	Gas Natural	1	2,7

⁽¹⁾ Preparado para cuádruple circuito.

⁽²⁾ Acta de puesta en servicio en 2008.

⁽³⁾ Segundo circuito.

FUENTE: Red Eléctrica de España.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



CUADRO 11.4. NUEVAS SUBESTACIONES DE 400 Y 220 KV

Empresa			Tensión		
Abanto	Red Eléctrica	400	Codonyer	Red Eléctrica	220
Carmona	Red Eléctrica	400	Deportiva	Red Eléctrica	220
Cártama	Red Eléctrica	400	El Cereal	Red Eléctrica	220
El Cereal	Red Eléctrica	400	El Pilar	Red Eléctrica	220
Penagos	Red Eléctrica	400	Els Aubals	Red Eléctrica	220
Pesoz	Red Eléctrica	400	Irún	Red Eléctrica	220
Requena	Red Eléctrica	400	La Estrella	Red Eléctrica	220
Aguacate	Red Eléctrica	220	Mirasierra	Red Eléctrica	220
Albal	Red Eléctrica	220	Morvedre	Red Eléctrica	220
Arganzuela	Red Eléctrica	220	Puebla de Guzmán	Red Eléctrica	220
Carmona	Red Eléctrica	220	Zona Franca	Red Eléctrica	220
Casaquemada	Red Eléctrica	220			

FUENTE: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.5. NUEVA TRANSFORMACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EN SUBESTACIONES EN SERVICIO

	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Villaviciosa	Red Eléctrica	400	400/220	600
Santa Engracia	Red Eléctrica	400	400/220	600
Grado	Red Eléctrica	400	400/220/132/110	500
Móvil	Red Eléctrica	400	400/220/132/110	100
Catadau	Red Eléctrica	400	400/220/132/110	500
Pierola	Red Eléctrica	400	400/220	500
Güeñes	Red Eléctrica	400	400/220	100
Eliana 1	Red Eléctrica	400	400/220	500

FUENTE: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.6. AUMENTO DE CAPACIDAD EN LÍNEAS DE TRANSPORTE

	MVA
418,5 km de líneas de 400 kV	1.285
234,2 km de líneas de 220 kV	866

FUENTE: REE.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

CUADRO 11.7. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN

		2005	2006	2007	2008	2009
km de circuito de 400 kV	Red Eléctrica	16.808	17.005	17.134	17.686	17.988
	Otras empresas	38	38	38	38	38
	Total	16.846	17.043	17.172	17.724	18.026
km de circuito de ≤220 kV	Red Eléctrica	16.288	16.498	16.535	16.637	16.771
	Otras empresas	245	261	266	273	276
	Total	16.533	16.759	16.801	16.910	17.047
Capacidad de transformación 400/AT (MVA)	Red Eléctrica	54.209	56.009	58.459	62.859	66.259
	Otras empresas ⁽¹⁾	800	800	800	800	800
	Total	55.009	56.809	59.259	63.659	67.059

⁽¹⁾ Los datos de 2009 incluyen 7 transformadores inventariados en este ejercicio con una capacidad de 3.400 MVA.

FUENTE: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.8. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN DE LOS SISTEMAS INSULARES

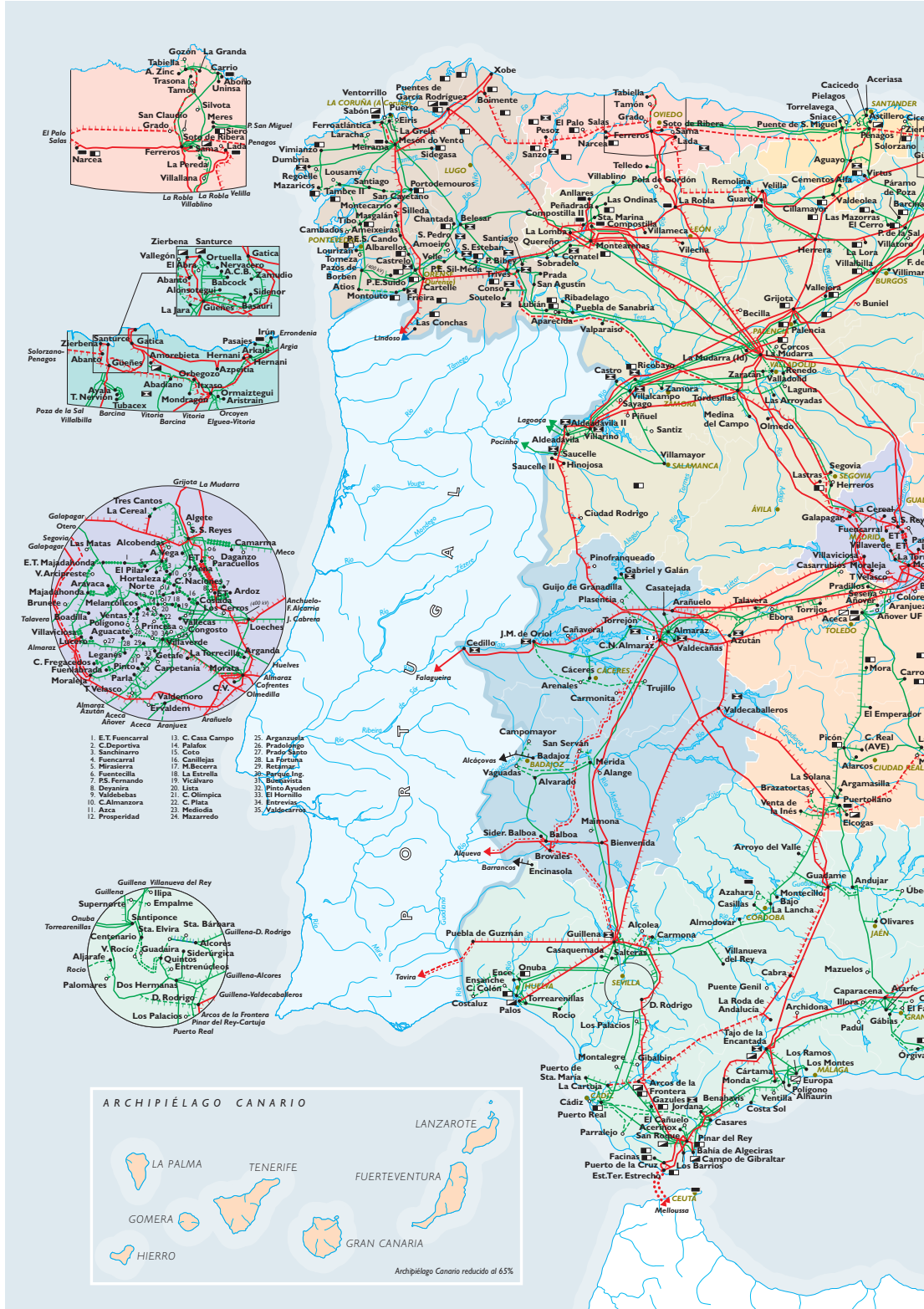
		2005	2006	2007	2008	2009
km de circuito de 220 kV	Canarias	164	164	164	164	164
	Baleares	165	173	173	173	181
	Total	329	337	337	337	345
km de circuito de 132 kV	Canarias	–	–	–	–	–
	Baleares	158	158	158	158	158
	Total	158	158	158	158	158
km de circuito de <132 kV ⁽¹⁾	Canarias	892	892	993	993	1.010
	Baleares	813	798	821	842	830
	Total	1.705	1.690	1.814	1.835	1.840
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	1.000	1.000	1.250	1.250	1.375
	Baleares	1.518	1.998	1.998	1.998	2.158
	Total	2.518	2.998	3.248	3.248	3.533

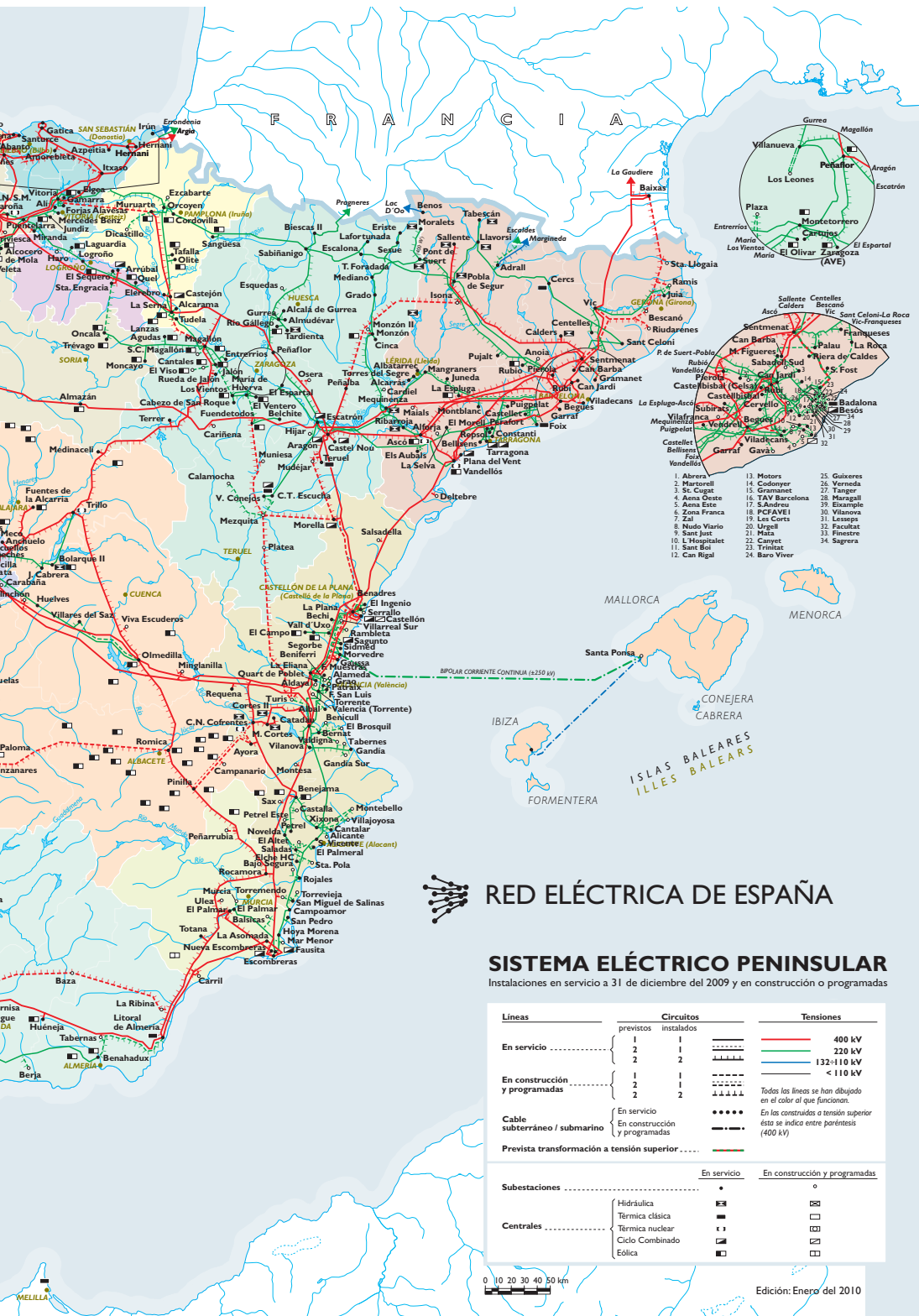
⁽¹⁾ Incluye enlace submarino 30 kV.

FUENTE: Red Eléctrica de España.

Nota: Los valores dados en el informe del año 2008 para los km de circuito de <132 kV en Baleares no eran correctos. Correspondían a la suma de km de circuito de 132 kV y km de circuito de <132 kV.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



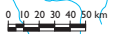


RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

Instalaciones en servicio a 31 de diciembre del 2009 y en construcción o programadas

Líneas	Circuitos		Tensiones
	previstos	instalados	
En servicio	1	1	400 kV
	2	2	220 kV
	2	2	132-110 kV
En construcción y programadas	1	1	< 110 kV
	2	2	Todas las líneas se han dibujado en el color al que funcionan.
Cable subterráneo / submarino	En servicio		En las construidas a tensión superior éste se indica entre paréntesis (400 kV)
	En construcción y programadas		
	Prevista transformación a tensión superior		
Subestaciones	En servicio		En construcción y programadas
	Hidráulica	☒	☒
Centrales	Térmica clásica	☒	☒
	Térmica nuclear	☒	☒
	Ciclo Combinado	☒	☒
	Eólica	☒	☒



Edición: Enero del 2010



SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR

Instalaciones en servicio a 31 de diciembre del 2009 y en construcción o programadas

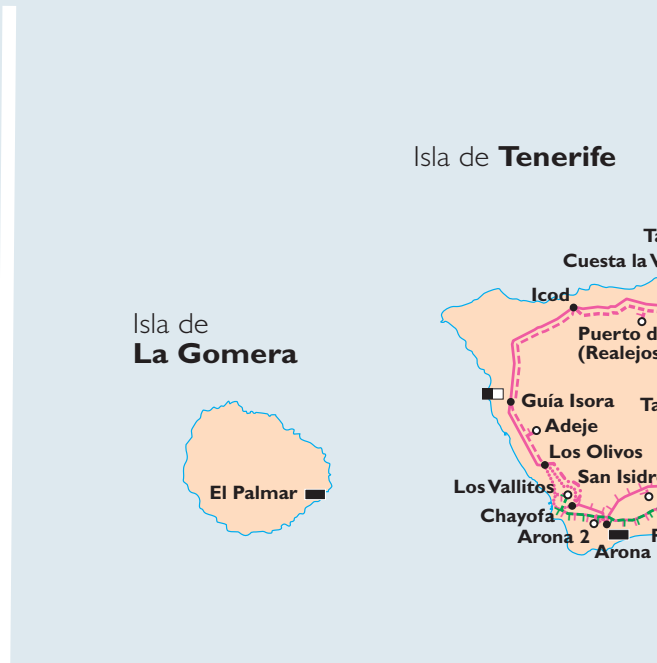






SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO

Instalaciones en servicio a 31 de diciembre del 2009 y en construcción o programadas





11.2. REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2009

Las inversiones materiales en el sector del gas natural alcanzaron en el ejercicio 2009 los 1.453 millones de euros lo que supone un incremento del 2,2% sobre las inversiones del año anterior. La red de gas natural alcanza ya los 71.077 km a finales de 2009. La red de transporte primario está integrada por 9.984 km de tuberías diseñadas para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar, de los que 9.236 km son propiedad de Enagas y 748 km del resto de transportistas.

En relación con esa red de transporte primario, durante el año 2009 se ha continuado ampliando y mejorando las instalaciones de transporte, regasificación, y almacenamiento. Hay que destacar los siguientes hechos relevantes en lo que respecta a infraestructuras gasistas:

- La ampliación de la capacidad nominal de regasificación de la planta de Barcelona de 1.650.000 a 1.950.000 m³(n)/h con la incorporación de dos nuevos vaporizadores.
- Incorporación del tercer tanque de G.N.L. en la planta de regasificación de Sagunto.

Como consecuencia de los dos hechos anteriores, ha resultado un incremento de la capacidad

nominal de regasificación del sistema de un 4,6% con respecto a 2008, de manera que se situó a finales de 2009 en 6.862.800 m³ (n)/h de gas natural.

Asimismo, la capacidad nominal total de almacenamiento de G.N.L. del sistema gasista se ha incrementado en 6,4% con respecto a 2008 hasta alcanzar una capacidad de almacenamiento nominal total de 2.487.000 m³.

- La puesta en servicio de la estación de compresión de Navarra, vinculada a la ampliación de la capacidad de la interconexión con Francia de Larrau y aumenta la seguridad de suministro en el valle del Ebro.
- La ampliación de la estación de compresión de Haro que mejora el transporte hacia y desde el País Vasco, contando con el gasoducto Haro-Lemona.
- La puesta en servicio de los siguientes gasoductos:
 - Conexión de Baleares con la red peninsular de gasoductos. Esta conexión consta de un tramo terrestre (gasoducto Montesa-Denia, de 68 km) y de dos tramos submarinos: Denia-Ibiza e Ibiza-Mallorca, de 123 y 146 km respectivamente. Esta conexión supone una

CUADRO 11.9. INVERSIONES MATERIALES Y EVOLUCIÓN DE LOS KM DE RED DE GAS

	2005	2006	2007	2008	2009	%09/08
Inversiones (millones de €)	1.009	1.104	1.208	1.422	1.453	2,2%
Km de red	55.295	58.870	63.139	68.173	71.077	4,3%

FUENTE: SEDIGAS.



mejora en la seguridad del suministro de las islas, tanto gasista como eléctrico, al proporcionar combustible a las centrales de generación allí ubicadas.

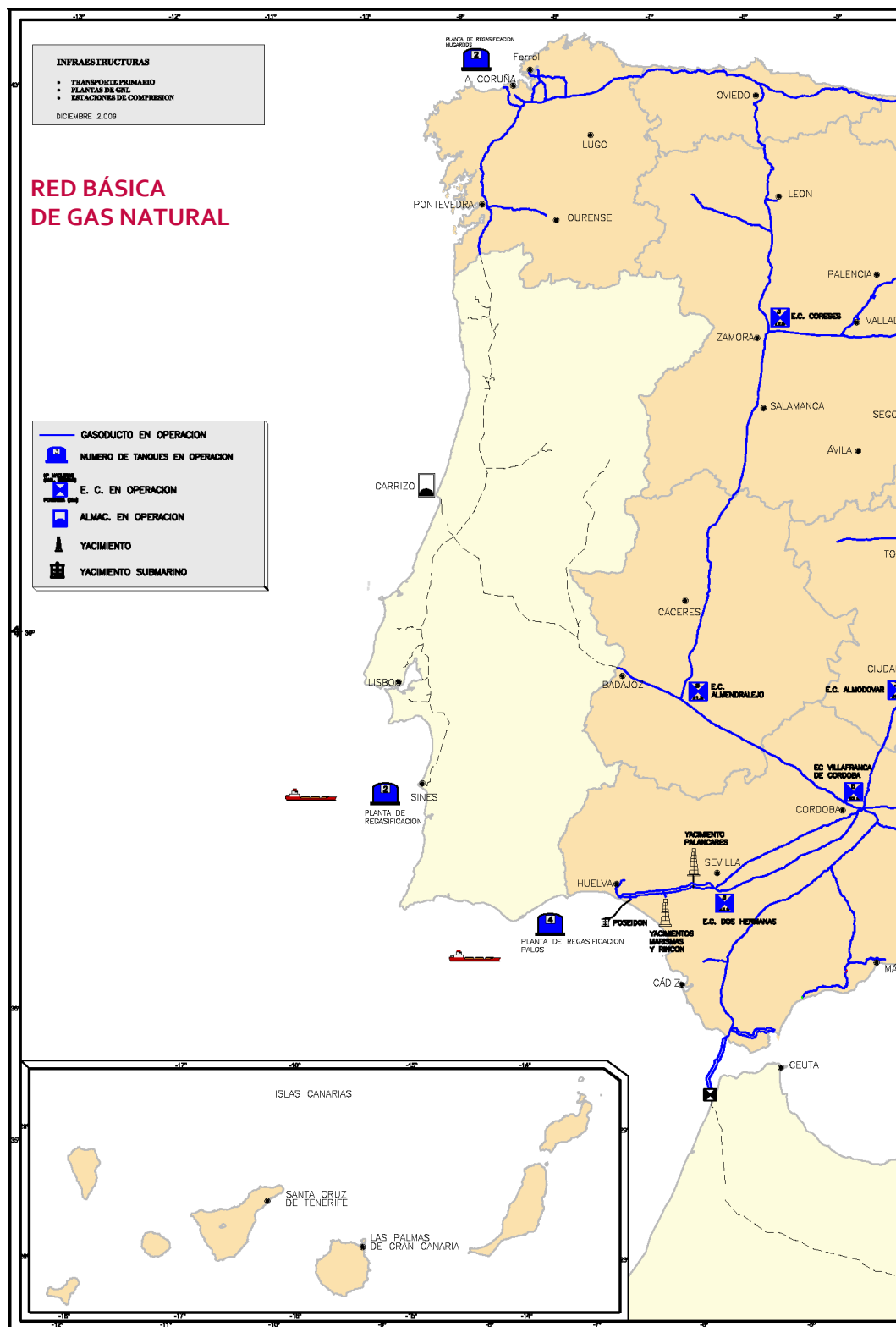
- Gasoducto Lelona-Haro, de 92 km, que junto con la ampliación de la estación de compresión de Haro, suponen una mejora en el transporte hacia y desde el País Vasco y aumentan la seguridad de suministro en el valle del Ebro.
- Gasoductos Almería-Lorca-Chinchilla (295 km) y conexión a Lorca (41 km), asociados a la nueva conexión internacional de Medgaz en Almería, que entrará en servicio en 2010.
- Gasoducto Vergara-Zaldivia-Villabona, de 53 km, correspondientes a las fases I y II del gasoducto Vergara-Irún, concebido para aumentar la capacidad de la conexión internacional de Irún.
- Ramal a Castellón (15,5 km) y desdoblamiento del ramal a Campo de Gibraltar (18 km), con el fin de ampliar sus capacidades de transporte para adaptarla a la demanda de los consumidores ubicados en ambos ramales.
- Gasoducto Zaragoza-Calatayud, de 63 km, concebido para cubrir la demanda convencional e industrial de la zona.
- Gasoductos insulares (Mallorca) San Juan de Dios-Ca's Tresorer (4 km) y Ca's Tresorer-Son Reus (17 km), destinados principalmente a

satisfacer la demanda de los ciclos combinados allí ubicados.

Además se pusieron en servicio los siguientes gasoductos de transporte secundario: Huelva-Ayamonte, Lucena-Cabra-Baena y Suria-Cardona-Solsona.

En resumen, a finales del año 2009 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 Mugaros. Disponían, a finales de 2009, de una capacidad total de almacenamiento de 2.487.000 m³ de GNL frente a los 2.337.000 m³ del año 2008 y de una capacidad de emisión de 6.862.800 m³(n)/h frente a los 6.562.800 m³(n)/h del año 2008.
- Red de gasoductos de transporte con una longitud total de 9.984 km en los siguientes ejes principales:
 - Eje Central: Huelva-Córdoba-Madrid-Burgos-Cantabria-País Vasco (con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado)
 - Eje Oriental: Barcelona-Valencia-Alicante-Murcia-Cartagena.
 - Eje Occidental: Almendralejo-Cáceres-Salamanca-Zamora-León-Oviedo.







CUADRO 11.10. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

		2005	2006	2007	2008	2009	% 09/08
Capacidad de regasificación (m ³ (n)/h)	Barcelona	1.500.000	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.950.000	
	Cartagena	900.000	1.200.000	1.200.000	1.350.000	1.350.000	
	Huelva	1.050.000	1.200.000	1.350.000	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	1.000.000	
	Mugardos			412.800	412.800	412.800	
	Total		4.250.000	5.650.000	6.212.800	6.562.800	6.862.800
Capacidad de almacenamiento de GNL (m ³)	Barcelona	390.000	540.000	540.000	540.000	540.000	
	Cartagena	287.000	287.000	287.000	437.000	437.000	
	Huelva	310.000	460.000	460.000	460.000	460.000	
	Bilbao	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	
	Sagunto		300.000	300.000	300.000	450.000	
	Mugardos			300.000	300.000	300.000	
	Total		1.287.000	1.887.000	2.187.000	2.337.000	2.487.000

FUENTE: GTS.

- 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.
- Conexión a Medgaz: Almería-Lorca-Chinchilla.
- Gasoducto a Baleares: Montesa-Denia-Ibiza-Mallorca.
- Las siguientes entradas de gas al sistema por gasoductos:
 - Norte: conexiones internacionales España-Francia por Irún (País Vasco) y por Larrau (Navarra), que conectan la Península Ibérica con la red europea de gasoductos.
 - Sur: Gasoducto Magreb-Europa y conexión con los yacimientos de Marismas-Palancares en el valle del Guadalquivir.

11.3. ALMACENAMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) mantiene sus niveles de existencias de productos petrolíferos y sus correspondientes almacenamientos, de acuerdo a las reservas requeridas por la normativa. En el mes de diciembre de 2009, se disponía de unas reservas equivalentes a 48,2 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 11.12 se indica la evolución de las reservas estratégicas propiedad de CORES en el periodo 2000-2009.

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 refinerios de que 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 entraron 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.

- Almacenamientos 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

CUADRO 11.12. EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (PERIODO 2000-2009)

Fecha	31/12/2001	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009
Gasolinas	740.112	738.632	737.155	683.882	683.882	668.882	668.882	668.882	699.536
Querosenos	186.784	246.784	246.784	246.784	296.784	326.784	326.784	348.784	427.884
Gasóleos	1.913.816	1.853.816	1.853.809	1.906.047	2.489.863	3.020.115	3.126.115	3.474.809	4.190.425
Fuelóleos	258.328	258.328	258.070	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812
Crudo	1.578.035	1.958.063	1.955.007	1.952.580	1.954.424	1.954.151	2.586.494	2.513.887	2.515.776

Nota: Existencias a las 24:00 horas del último día del año.
FUENTE: CORES.



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 supo-

nen 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. La última fase de dicho contrato (aprox. 120.000 m³) entró en servicio a lo largo del ejercicio 2009).

CUADRO 11.13. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO CONTRATADA POR CORES PARA SU ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO DURANTE EL PERIODO 2009-2011 ^(a)

AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN	EMPRESA ALMACENISTA	LOCALIZACIÓN	CAPACIDAD CONTRACTUAL (m ³)	PRODUCTOS	DURACIÓN
2009	PETRÓLEOS ASTURIANOS, S.L.	GIJÓN	30.000	Gasolinas	2028
	PETRÓLEOS ASTURIANOS, S.L.	GIJÓN	90.000	Gasóleos	2028
	CLH	VARIAS	35.200	Querosenos	2028
	CLH	VARIAS	364.000	Gasóleos	2028
2010	CLH	VARIAS	151.000	Querosenos	2028
	CLH	VARIAS	344.000	Gasóleos	2028
TOTAL NUEVA CAPACIDAD PRODUCTOS ACABADOS			1.014.200		
AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN	EMPRESA ALMACENISTA	LOCALIZACIÓN	CAPACIDAD CONTRACTUAL (m ³)	PRODUCTOS	DURACIÓN
2011	REPSOL	CARTAGENA	400.000	Crudos	2025
TOTAL NUEVA CAPACIDAD crudos			400.000		

Nota: ^(a) No se incluye el almacenamiento subterráneo de crudos.
FUENTE: CORES.



RED BÁSICA DE OLEODUCTOS E INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS



– 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 11.13 se resumen las capacidades de almacenamiento contratadas por CORES para entrada en funcionamiento en el periodo 2009-2011:

11.4. PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Durante el año 2009 se ha mantenido en vigor el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobado por el Consejo de Ministros el 30 de mayo de 2008.

ANEXO ESTADÍSTICO



CUADRO A 1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA. (1973-2009)

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	59,4	17.755	17,0	22.171	21,3	104.170	100,0
2008	2.080	2,1	59.595	58,9	17.256	17,1	22.253	22,0	101.183	100,0
2009	1.453	1,6	55.387	59,5	15.183	16,3	21.008	22,6	93.031	100,0

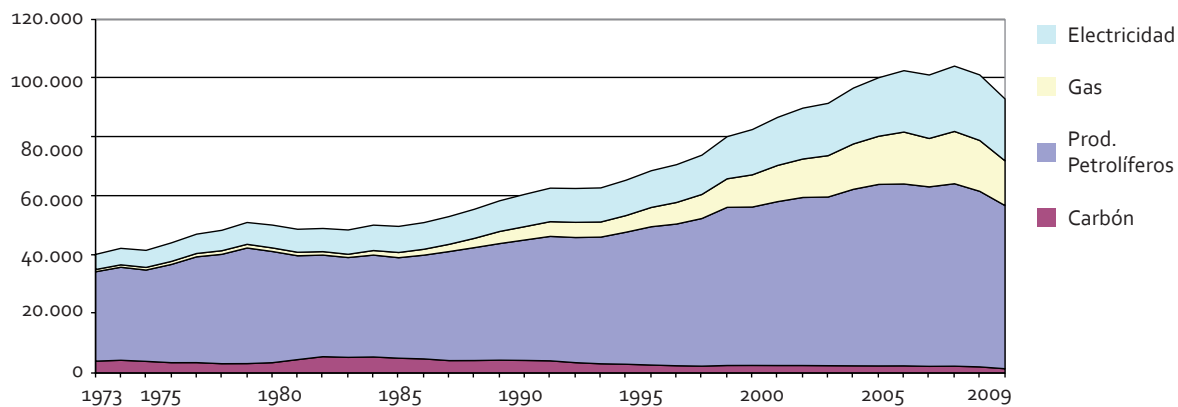
No incluye energías renovables.

Metodología : A.I.E.

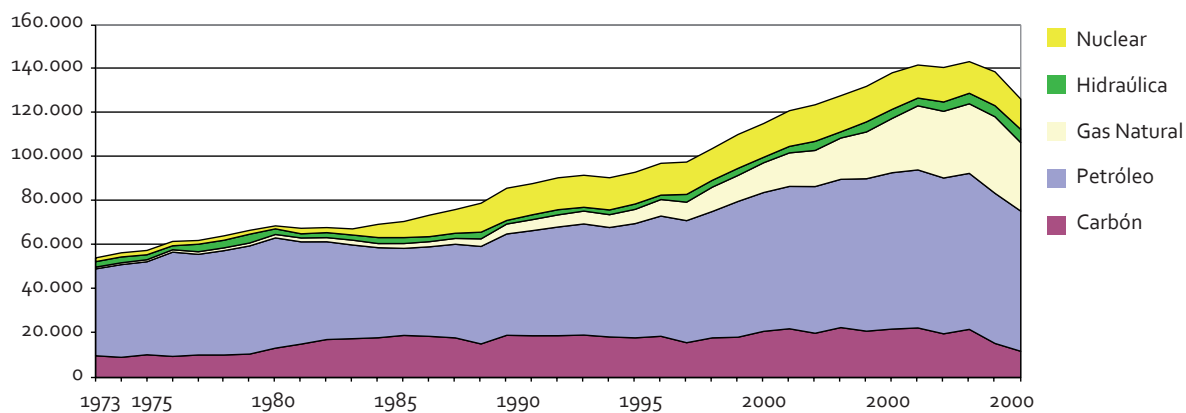
Fuente : SEE. (Secretaría de Estado de Energía.)



**GRÁFICO A.1 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL
UNIDAD : KTEP.**



**GRAFICO A.2 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA
UNIDAD : KTEP**





CUADRO A 2. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA.(1973-2009)

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	21.865	15,3	70.848	49,6	31.602	22,1	4.783	3,3	14.360	10,0	-495	-0,3	142.963	100,0
2008	15.470	11,2	68.182	49,5	34.782	25,2	5.023	3,6	15.368	11,1	-949	-0,7	137.876	100,0
2009	11.919	9,5	63.673	50,6	31.104	24,7	6.014	4,8	13.750	10,9	-697	-0,6	125.762	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.

ANEXO ESTADÍSTICO

CUADRO A.3. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
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
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
P.Petrolíferos	15.731	14.315	12.725	12.704	11.879	11.350	11.375	11.273	11.363	11.555	11.306	11.578	10.857	11.627
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
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
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
Carbón	11	12	8	8	2	9	2	1	1	1	0	0	0	0
P.Petrolíferos	14.414	14.328	14.769	13.907	15.486	15.345	16.168	17.296	19.333	21.325	22.478	22.953	23.643	23.493
Gas	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
USOS DIVERSOS	11.332	10.497	11.006	11.409	11.850	12.365	12.902	13.819	13.204	12.735	13.531	14.622	15.135	15.244
Carbón	302	408	443	479	568	603	650	459	470	468	378	339	263	151
P.Petrolíferos	7.592	6.609	6.983	7.270	7.216	7.415	7.678	8.448	7.631	6.706	7.109	7.709	7.981	7.878
Gas	500	446	456	268	525	557	587	628	518	732	854	1.012	1.154	1.330
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
T O T A L	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
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
P.Petrolíferos	37.737	35.252	34.477	33.882	34.581	34.110	35.221	37.017	38.328	39.587	40.893	42.240	42.481	42.998
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
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
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
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
USOS DIVERSOS	22,57	21,51	22,43	23,50	23,61	24,85	25,27	26,01	23,75	21,78	22,30	23,30	24,16	24,26

CUADRO A.4. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
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	489,3
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	6,4
P.Petrolíferos/PIB	106,84	99,95	96,52	93,18	93,41	90,00	89,92	89,24	87,71	86,21	85,69	86,26	85,94	87,8
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	10,4
Electricidad/PIB	21,94	22,13	22,02	22,68	23,29	23,37	23,09	22,73	22,60	22,67	23,00	23,22	23,24	23,6
ENERGÍA FINAL/PIB	142,15	138,34	137,36	133,53	135,59	131,31	130,34	128,06	127,22	127,32	127,14	128,13	126,71	128,4
INDICE (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	90,3

ANEXO ESTADÍSTICO



A FINAL POR SECTORES (1980-2009). (UNIDAD : KTEP)

1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
24.923	26.423	26.581	28.037	30.420	30.635	32.826	33.014	33.080	35.278	35.561	35.969	33.889	35.150	35.037	30.986
2.847	2.581	2.306	2.180	2.414	2.467	2.466	2.479	2.432	2.377	2.360	2.395	2.240	2.286	2.059	1.432
12.123	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	10.863	10.107
4.333	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	12.642	10.853
5.620	5.926	5.906	6.235	6.599	7.045	7.408	7.756	7.963	8.490	8.771	9.021	9.215	9.550	9.473	8.593
25.233	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	39.300	36.868
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.967	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	38.822	36.393
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
266	275	295	305	324	339	362	391	410	438	448	459	461	474	479	475
15.293	15.651	16.680	16.803	19.488	20.488	21.671	23.136	24.131	25.273	26.837	27.964	27.463	28.303	26.846	25.178
130	121	158	154	140	106	80	65	55	59	46	29	25	31	20	21
7.735	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	9.910	8.887
1.315	1.427	1.675	1.706	2.084	2.506	2.690	3.039	3.905	3.696	4.024	4.367	4.024	4.395	4.614	4.330
6.114	6.261	6.627	6.792	7.367	7.980	8.536	9.116	9.378	10.035	10.645	11.355	11.864	12.147	12.302	11.939
65.449	68.666	70.723	73.935	80.214	82.638	86.772	89.905	91.531	96.721	100.230	102.625	101.155	104.170	101.183	93.031
2.977	2.702	2.464	2.334	2.554	2.573	2.546	2.544	2.486	2.436	2.405	2.424	2.265	2.317	2.080	1.453
44.826	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	59.595	55.387
5.647	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	17.256	15.183
11.999	12.462	12.827	13.331	14.290	15.364	16.306	17.263	17.751	18.964	19.864	20.835	21.540	22.171	22.253	21.008
38,08	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	34,63	33,31
38,55	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	38,84	39,63
23,37	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	26,53	27,06

Metodología AIE.
Nota: No incluye energías renovables.
FUENTE: SEE.

UNIDAD DE PIB (1980-2009). (TEP/MILLON DE EUROS CTES. DE 2000)

1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
501,20	515,40	527,90	548,30	572,80	600,00	630,30	653,30	670,90	691,40	713,80	739,00	768,66	796,20	803,37	774,50
5,94	5,24	4,67	4,26	4,46	4,29	4,04	3,89	3,71	3,52	3,37	3,28	2,95	2,91	2,59	1,88
89,44	91,10	91,13	91,39	93,72	89,61	88,26	87,32	85,34	86,67	86,33	83,54	79,25	77,78	74,18	71,51
11,27	12,71	13,87	14,89	16,91	18,22	19,50	19,98	20,93	22,27	22,89	23,85	21,38	22,30	21,48	19,60
23,94	24,18	24,30	24,31	24,95	25,61	25,87	26,42	26,46	27,43	27,83	28,19	28,02	27,85	27,70	27,12
130,58	133,23	133,97	134,84	140,04	137,73	137,67	137,62	136,43	139,89	140,42	138,87	131,60	130,83	125,95	120,12
91,86	93,72	94,24	94,86	98,51	96,89	96,85	96,81	95,97	98,41	98,78	97,69	92,58	92,04	88,60	84,50

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

ANEXO ESTADÍSTICO

CUADRO A.5. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
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	39,2
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	0,0
P.Petrolíferos/hab.	1,01	0,93	0,91	0,89	0,90	0,89	0,91	0,96	0,99	1,02	1,05	1,08	1,09	1,1
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	0,1
Electricidad/hab.	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,25	0,27	0,28	0,29	0,29	0,2
ENERGÍA FINAL/hab.	1,34	1,29	1,29	1,27	1,31	1,29	1,32	1,37	1,43	1,50	1,56	1,61	1,60	1,6
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	119,3

CUADRO A.6. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
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	489,2
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	37,6
Petróleo/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	101,5
Gas natural/PIB	4,44	5,00	5,29	6,06	5,07	5,79	5,96	6,38	7,87	9,81	10,48	11,25	11,84	11,4
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	29,8
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	4,4
Saldo internac/PIB	-0,34	-0,35	-0,73	-0,02	0,54	-0,24	-0,28	-0,32	-0,26	-0,34	-0,08	-0,12	0,11	0,2
ENERGÍA PRIMARIA/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	185,8
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	95,1

CUADRO A.7. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA P

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
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,
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,
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,
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,
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,
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,
Saldo internac/hab.	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,
ENERGÍA PRIMARIA/hab.	1,84	1,79	1,79	1,77	1,82	1,84	1,90	1,97	2,04	2,21	2,26	2,32	2,35	2,
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	97,45	97,18	96,13	98,97	99,97	103,57	106,96	110,76	120,00	122,87	126,42	127,79	125,

ANEXO ESTADÍSTICO

FINAL POR HABITANTE (1980-2009). (TEP/HABITANTE)

	1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
2	39,31	39,38	39,67	39,75	39,85	40,20	40,50	41,12	41,84	42,72	43,20	44,11	44,71	45,20	46,16	46,75
8	0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,03
0	1,14	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	1,18
3	0,14	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	0,32
9	0,31	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	0,45
0	1,67	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	1,99
0	124,00	129,84	132,77	138,51	149,89	153,08	159,56	162,84	162,92	168,62	172,79	173,27	168,49	171,62	163,25	148,21

Metodología AIE.
POBLACIÓN en millones de habitantes.
FUENTE: SEE.

PIB POR UNIDAD DE PIB (1980-2009). (TEP/MILLÓN DE EUROS CTES. DE 2000)

	1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
0	501,20	515,40	527,90	548,30	572,80	600,00	630,30	653,30	670,90	691,40	713,80	739,00	768,66	796,20	803,37	774,50
4	35,95	36,32	30,04	32,85	31,95	34,96	35,12	30,77	33,80	30,44	30,82	30,47	25,82	27,46	19,26	15,39
9	103,54	105,96	105,01	104,68	107,66	105,07	102,59	101,98	100,36	100,13	99,49	97,11	92,06	88,98	84,87	82,21
1	12,93	14,56	15,91	20,17	20,63	22,56	24,15	25,11	27,96	30,74	34,56	39,41	39,42	39,69	43,30	40,16
6	28,76	28,03	27,81	26,28	26,84	25,56	25,72	25,41	24,48	23,32	23,22	20,29	20,38	18,04	19,13	17,75
0	4,84	3,88	6,67	5,68	5,62	4,14	4,67	6,33	4,18	6,63	5,78	4,77	5,50	6,01	6,25	7,76
2	0,32	0,75	0,17	-0,48	0,51	0,82	0,61	0,46	0,68	0,16	-0,36	-0,16	-0,37	-0,62	-1,18	-0,90
3	186,33	189,50	185,61	189,18	193,22	193,11	192,86	190,06	191,47	191,43	193,52	191,89	182,81	179,56	171,62	162,38
7	95,73	97,36	95,36	97,19	99,26	99,21	99,08	97,64	98,37	98,34	99,42	98,58	93,92	92,25	88,17	83,42

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

PRIMARIA POR HABITANTE (1980-2009). (TEP/HABITANTE)

	1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
2	39,31	39,38	39,67	39,75	39,85	40,20	40,50	41,12	41,84	42,72	43,20	44,11	44,71	45,20	46,16	46,75
7	0,46	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	0,25
7	1,32	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	1,36
15	0,16	0,19	0,21	0,28	0,30	0,34	0,38	0,40	0,45	0,50	0,57	0,66	0,68	0,70	0,75	0,67
37	0,37	0,37	0,37	0,36	0,39	0,38	0,40	0,40	0,39	0,38	0,38	0,34	0,35	0,32	0,33	0,29
5	0,06	0,05	0,09	0,08	0,08	0,06	0,07	0,10	0,07	0,11	0,10	0,08	0,09	0,11	0,11	0,13
00	0,00	0,01	0,00	-0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	-0,01	0,00	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01
32	2,38	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	2,69
95	129,22	134,88	134,33	141,92	151,04	156,74	163,24	164,23	166,98	168,50	173,91	174,85	170,93	172,01	162,45	146,32

Metodología AIE.
POBLACIÓN en millones de habitantes.
FUENTE: SEE.

ANEXO ESTADÍSTICO



CUADRO A.8. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
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
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
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
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

CUADRO A.9. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
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
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
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
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

CUADRO A.10. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
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
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
Gas natural	32	40	45	64	204	291	367	655	833	1.425	1.228	1.248	1.122	615
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
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
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

CUADRO A.11. EVOLUCIÓN DEL GRADO DE

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
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
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
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
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	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

DE CARBÓN (1980-2009). (UNIDAD : MILES DE TONELADAS)

1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
13.991	13.657	13.712	13.886	12.402	11.732	11.334	10.491	9.752	9.386	8.923	8.553	8.354	7.869	7.306	6.955
4.138	4.032	4.071	4.118	3.923	3.694	3.628	3.475	3.557	3.181	3.426	3.214	3.223	3.131	2.897	2.494
11.362	10.775	9.587	8.463	9.750	8.832	8.524	8.718	8.726	7.981	8.147	7.587	6.822	6.180	0	0
29.491	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	9.448

Metodología AIE.
FUENTE: SEE.

CONSUMO DE CARBÓN (1980-2009). (UNIDAD : KTEP.)

1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
6.767	6.729	6.754	6.940	6.189	5.852	5.715	5.293	4.895	4.618	4.334	4.179	3.940	3.731	3.534	3.130
1.227	1.204	1.190	1.175	1.234	1.177	1.149	1.075	1.058	964	1.038	1.005	1.007	960	840	649
1.874	1.801	1.669	1.517	1.815	1.557	1.477	1.495	1.731	1.562	1.550	1.442	1.296	1.174	0	0
9.868	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	3.778

Metodología AIE.
FUENTE: SEE.

CONSUMO DE ENERGÍA (1980-2009). (UNIDAD :KTEP)

1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
10.017	9.936	9.877	10.022	9.649	9.043	8.844	8.440	8.472	8.017	8.000	7.957	7.614	7.376	5.860	5.343
807	652	519	371	532	300	224	338	316	322	255	166	140	143	127	107
753	537	413	155	98	123	148	471	467	197	310	144	55	16	14	12
14.415	14.449	14.680	14.411	15.376	15.337	16.211	16.602	16.422	16.125	16.576	14.995	15.669	14.360	15.368	13.750
2.425	2.000	3.521	3.117	3.220	2.484	2.943	4.132	2.808	4.584	4.128	3.527	4.227	4.783	5.023	6.014
28.417	27.575	29.010	28.075	28.875	27.287	28.370	29.983	28.484	29.244	29.268	26.788	27.705	26.677	26.392	25.226

Metodología AIE.
(1) Incluye R.S.U. y otros combustibles sólidos utilizados en generación eléctrica.
(2) Incluye eólica y solar fotovoltaica.
FUENTE: SEE.

AUTOABASTECIMIENTO (1980-2009). (%)

1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
55,6	53,1	62,3	55,6	52,7	43,1	40,0	42,0	37,4	38,1	36,4	35,3	38,4	33,7	37,9	44,8
1,6	1,2	0,9	0,6	0,9	0,5	0,3	0,5	0,5	0,5	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
11,6	7,2	4,9	1,4	0,8	0,9	1,0	2,9	2,5	0,9	1,3	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0
100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
30,4	28,2	29,6	27,1	26,1	23,6	23,3	24,1	22,2	22,1	21,2	18,9	19,7	18,7	19,1	20,1

Metodología AIE
Fuente: SEE.



GRÁFICO A.3 SECTORIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL
UNIDAD : %

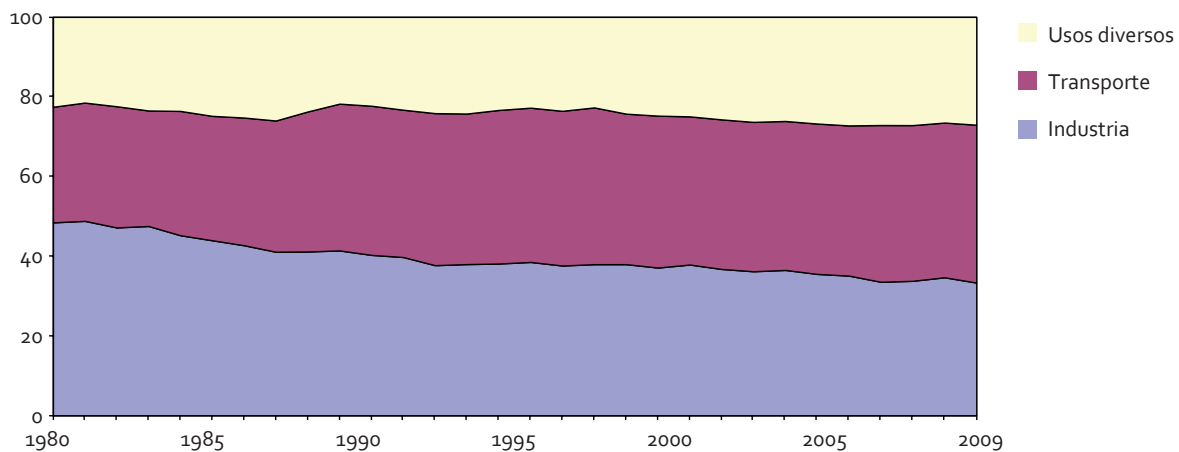


GRÁFICO A.4 INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL
INDICE 1980 = 100

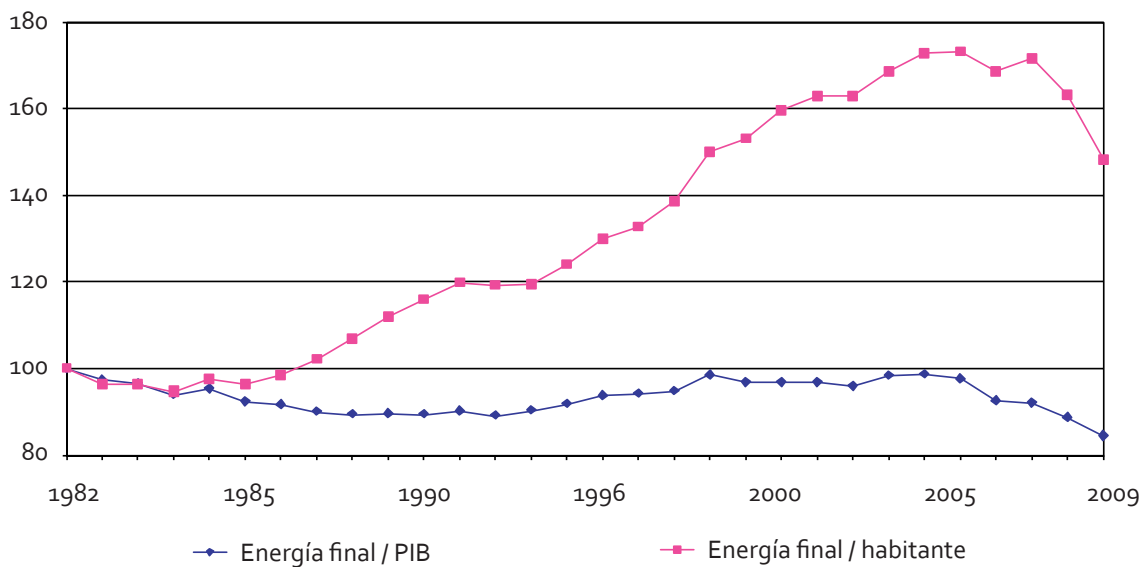




GRÁFICO A.5 INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA
INDICE 1980 = 100

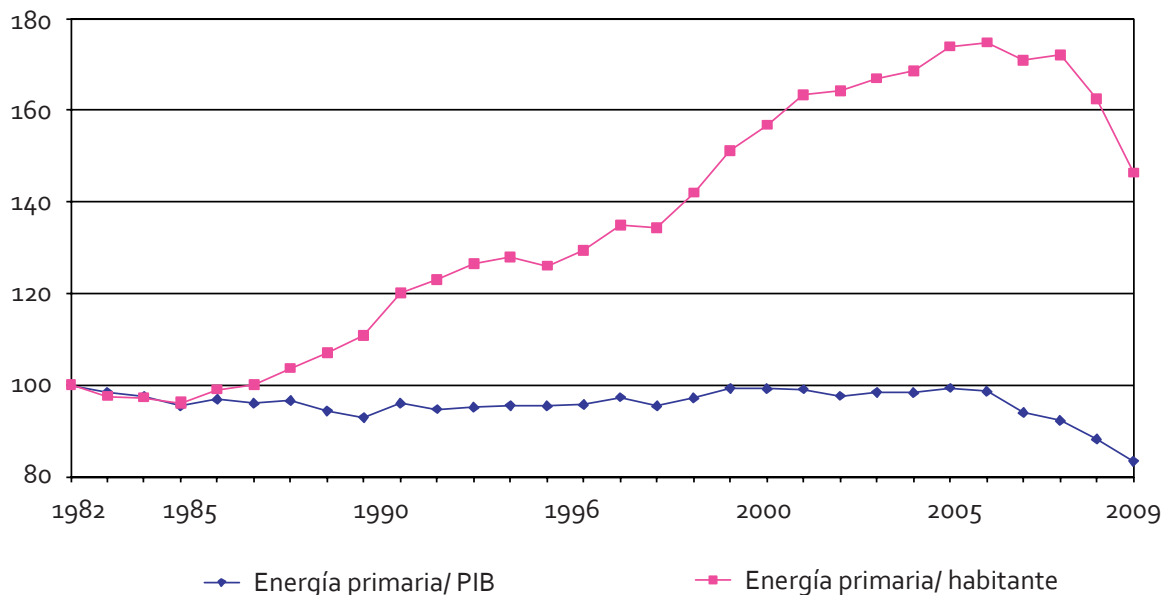


GRÁFICO A.6 PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN
UNIDAD : MILES DE TONELADAS

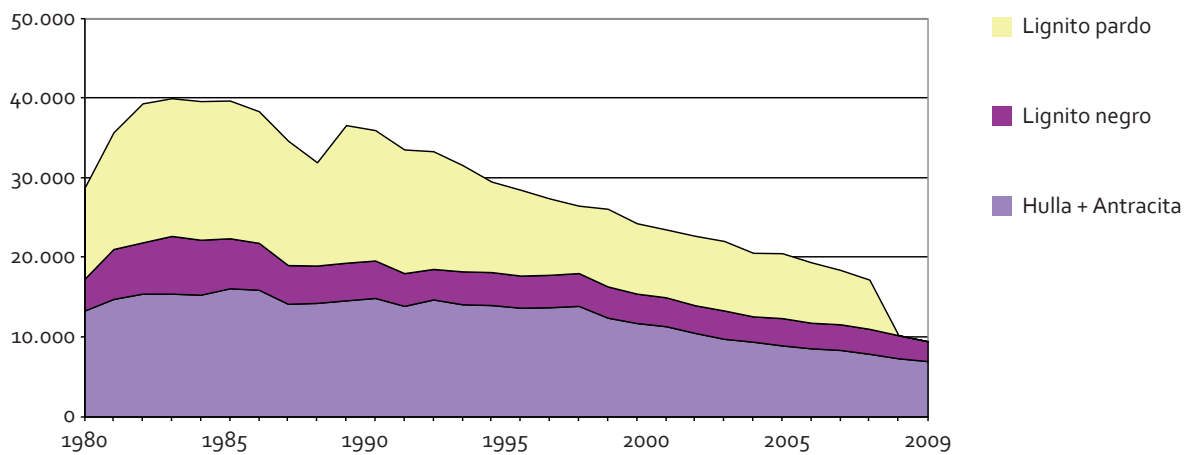




GRÁFICO A.7 PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN
UNIDAD : KTEP

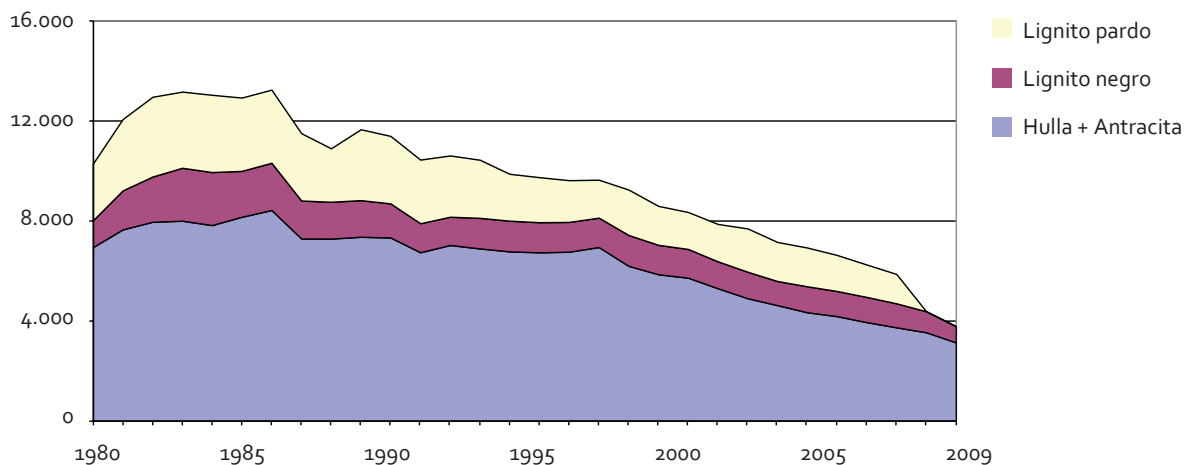
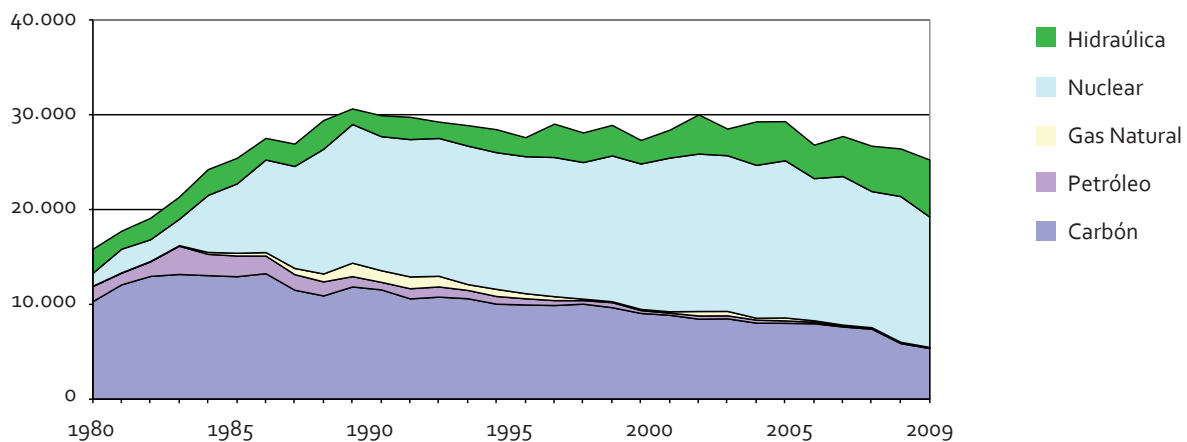


GRÁFICO A.8 PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
UNIDAD : KTEP.





METODOLOGÍA

La AIE expresa sus balances de energía en una unidad común que es la tonelada equivalente de petróleo (tep). Una tep se define como 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.

ANEXO ESTADÍSTICO



COEFICIENTES DE PASO A TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO (TEP)

Valores estimados	(Tep/Tm)	Coefficientes recomendados por la AIE	(Tep/Tm)
CARBÓN:		PRODUCTOS PETROLÍFEROS:	
Generación eléctrica:		– Petróleo crudo	1,019
– Hulla + Antracita	0,4970	– Condensados de Gas natural	1,080
– Lignito negro	0,3188	– Gas de refinería	1,150
– Lignito pardo	0,1762	– Fuel de refinería	0,960
– Hulla importada	0,5810	– G.L.P.	1,130
Coquerías:		– Gasolinas	1,070
– Hulla	0,6915	– Keroseno aviación	1,065
Resto usos:		– Keroseno agrícola y corriente	1,045
– Hulla	0,6095	– Gasóleos	1,035
– Coque metalúrgico	0,7050	– Fuel-oil	0,960
		– Naftas	1,075
		– Coque de petróleo	0,740
		– Otros productos	0,960
		GAS NATURAL (Tep/GCal P.C.S.)	0,090
		ELECTRICIDAD (Tep/Mwh)	0,086
		HIDRÁULICA (Tep/Mwh)	0,086
		NUCLEAR (Tep/Mwh)	0,2606

PREFIJOS: Mega (M): 10^6 Giga (G): 10^9 Tera (T): 10^{12}

UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN PARA ENERGÍA:

A:	Tj	Gcal	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.
CIF	Precio «Cost-Insurance-Freight».
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.

