

LA ENERGÍA EN ESPAÑA

2013



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO**

**SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA**

LA ENERGÍA

EN ESPAÑA

2013



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO**

**SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA**

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



**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO**

SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA

SUBDIRECCIÓN GENERAL
DE DESARROLLO NORMATIVO,
INFORMES Y PUBLICACIONES
CENTRO DE PUBLICACIONES

Panamá, 1. 28071 Madrid
Tels.: 91 349 51 29 / 49 68 / 40 00
Fax: 91 349 44 85
www.minetur.es

D.L.: M-23614-2014

NIPO: 070-14-031-6

E-NIPO: 070-14-030-0

Diseño de cubierta: CPMINETUR

Papel:

Exterior: Estucado mate ecológico
(70.100/260)

Interior: Estucado mate ecológico
(65.90/90)

(Certificados EFC y FSC)

Maquetación: DISCRIPT PREIMPRESIÓN, S. L.

Impresión: DISCRIPT PREIMPRESIÓN, S. L.

ECPMINETUR: 1.ª Ed./150/1014

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 en 2013	13
1.2 Principales temas en el WEO 2013.....	14
1.3 Perspectivas específicas en el WEO – 2013.....	19
1.4 Evolución en la normativa de la Unión Europea – 2013	20
1.5 Demanda, producción y comercio energético.....	23
1.6 Precios energéticos	29
2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA.....	33
2.1 Demanda de energía final.....	35
2.2 DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA.....	37
2.3 Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento.....	40
3. SECTOR ELÉCTRICO.....	41
3.1 Demanda eléctrica	43
3.2 Oferta eléctrica	44
3.3 Evolución del mercado de producción de la electricidad.....	46
3.4 Evolución de peajes y tarifas eléctricas y comparación con otros países.....	47
3.5 Relación de normativa	50
4. SECTOR NUCLEAR	57
4.1 Generación eléctrica de origen nuclear.....	59
4.2 Pruebas realizadas a las centrales nucleares españolas, como consecuencia del accidente en la central nuclear de Fukushima	59
4.3 Primera parte del ciclo del combustible nuclear	63
4.4 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear.....	63
4.5 Fabricación de equipos	66
4.6 Evolución del equipamiento energético y desarrollo de infraestructuras	67
4.7 I+D	68
4.8 Normativa aprobada y en elaboración	70
4.9 Aplicación de salvaguardias integradas a las instalaciones nucleares españolas	80
4.10 Actividad de organismos internacionales.....	82
5. SECTOR CARBÓN	97
5.1 Situación actual	99
5.2 Estructura del sector	103
5.3 Actividad del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.....	109

6. SECTOR GAS NATURAL	111
6.1 Demanda	113
6.2 Oferta	113
6.3 Régimen económico de gases y productos asimilados	125
6.4 Normativa.....	134
7. SECTOR PETRÓLEO	137
7.1 Demanda.....	139
7.2 Oferta	140
7.3 Precios de productos petrolíferos	143
7.4 Regulación legal del sector	149
8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	153
8.1 Eficiencia energética	155
8.2 Cogeneración.....	176
8.3. Energías renovables.....	183
8.4. Desarrollo normativo.....	197
9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE.....	217
9.1 Ámbito internacional	219
9.2 Unión Europea	220
9.3 Ámbito nacional	226
10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO	235
10.1 Estrategia española de ciencia, tecnología e innovación	237
10.2 Energía segura, sostenible y limpia	238
10.3 Centro de desarrollo tecnológico industrial (CDTI)	240
10.4 Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas (CIEMAT).....	249
10.5 Centro nacional de energías renovables (CENER).....	298
10.6 Centro nacional de experimentación en tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible (CNH ₂).....	304
11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	309
11.1 Redes eléctricas. realizaciones en 2013.....	311
11.2 Redes gasistas. Realizaciones en 2013.....	322
11.3 Almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos	325
11.4 Planificación de las infraestructuras de transporte de energía.....	326
ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA	329

Este informe recoge la evolución del mercado energético en España durante 2013, con análisis detallado de los Balances Energéticos y precios, las nuevas disposiciones legales de ordenación del sector y el seguimiento anual de los planes y programas de la política energética.

El consumo de energía primaria o total en 2013 bajó el 6% respecto al del año anterior, a pesar de la recuperación de la actividad económica, con vuelta a tasas de crecimiento positivas en el último trimestre del año. Esta evolución ha venido acompañada de precios relativamente estables de las principales energías primarias en los mercados internacionales, después de las fuertes oscilaciones del año anterior.

La demanda de energía final, es decir, sin incluir la de los sectores transformadores de la energía, bajó un 4% en 2012, debido principalmente al impacto de la situación económica. En particular, ha tenido incidencia la menor actividad industrial en los últimos años.

En el descenso registrado en 2013 del consumo de energía primaria o total, superior al de la energía final, ha tenido relevancia el cambio de estructura de la generación eléctrica. Se registró una fuerte recuperación de la producción hidroeléctrica, después de dos años muy secos, junto con la continuidad del crecimiento de la generación con otras energías renovables, especialmente de la energía eólica, que se convierte en la primera fuente de generación eléctrica en el conjunto del año, lo que ha provocado un descenso del uso de energías fósiles.

Por tanto, en 2013 ha continuado el fuerte crecimiento de la aportación de las energías renova-

bles al abastecimiento primario de energía, que aumentó en un 7,5%, alcanzando el 14,2% del total.

Al descender las demandas energéticas, en 2013 ha bajado un 2,8% el indicador de intensidad energética final, mientras el de intensidad energética primaria ha bajado un 4,9%. La tendencia de mejora de estos indicadores se mantiene desde el año 2004, y está siendo superior a la media de los países de la UE, por lo que nuestros indicadores tienden a la convergencia con los de 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 cambios estructurales en la economía, con mayor crecimiento de los sectores productivos menos intensivos en uso de energía.

En los aspectos regulatorios aprobados en el año, destacan los relativos al sector eléctrico, con la nueva Ley del Sector Eléctrico, que impulsa la competencia efectiva en el sector, introduciendo, entre otras medidas, un aumento de la competencia de las comercializadoras de referencia mejorando la posición del consumidor en cuanto a la información disponible y facilitando los procesos de cambio de suministrador.

También en este sector, se han adoptado medidas urgentes de reducción de costes que han evitado la asunción de un nuevo esfuerzo por parte de los consumidores, contribuyendo a que éstos, mediante el consumo y la inversión, puedan colaborar también a la recuperación económica. Adicionalmente, se han aprobado medidas para

garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, con un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos y una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica.

Se aprobó la Ley de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que agrupa las funciones relativas al correcto funcionamiento de los mercados y sectores supervisados por la Comisión Nacional de Energía, la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones, la Comisión Nacional de la Competencia, el Comité de Regulación Ferroviaria, la Comisión Nacional del Sector Postal, la Comisión de Regulación Económica Aeroportuaria y el Consejo Estatal de Medios Audiovisuales.

En el sector del carbón, se aprobó un nuevo Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el período 2013-2018, que se configura como el instrumento de planificación de las políticas públicas de reordenación del sector de la minería del carbón y promoción de una economía alternativa en las zonas mineras en el escenario establecido por la normativa de la UE.

En materia de eficiencia energética, España está plenamente comprometida con los objetivos de eficiencia energética que se derivan de la nueva Directiva relativa a la eficiencia energética, conducentes a conseguir un objetivo de ahorro en términos de energía primaria del 20% en el año 2020 para el conjunto de la UE. Conforme a esto, se han fijado unos objetivos que dan continuidad a las políticas y medidas en materia de eficiencia

energética ya desarrolladas durante la última década en España, siempre integradas en el marco de la UE.

También ha continuado en 2013 la actividad en los temas energéticos relacionados con el medio ambiente, en el marco de las iniciativas de la Comisión Europea. Se ha aprobado la Ley que transpone la Directiva de emisiones industriales, que tiene un impacto significativo en todas las actividades energéticas. También se han aprobado en el año los Planes PIMA de impulso al medio ambiente en relación con el cambio climático, y se ha lanzado la segunda convocatoria de los Proyectos CLIMA.

Durante 2013 se ha seguido avanzando en el procedimiento de planificación de la red de transporte de energía eléctrica que fue iniciado en 2012 mediante la Orden IET/2598/2012, de 29 de noviembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.

Las actividades de I+D+I en el sector energético, se incluyen en el nuevo Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación para el período 2013-2016, aprobado por el Gobierno para el fomento y coordinación de actuaciones en este campo. Dentro de este Plan, el Programa Estatal de I+D+I Orientada a los Retos de la Sociedad, incluye específicamente el Reto en Energía segura, eficiente y limpia, fijando como actividades prioritarias en energía las relativas a la sostenibilidad para luchar de forma activa contra el cambio climático, la competitividad, la seguridad del abastecimiento, y el impulso social y tecnológico hacia patrones de menor consumo energético.

También el nuevo Plan se coordina con el Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) impulsado por la Comisión Europea, que tiene el objetivo de acelerar el desarrollo e implantación de tecnologías bajas en carbono que sean competitivas en costes. La Alianza Europea de Investigación Energética-European Energy Research Alliance (EERA) es un instrumento del SET-Plan para incrementar la capacidad de Europa en la Investigación de Tecnologías Energéticas con bajas emisiones de carbono. En la actualidad, España está representada en siete de estas iniciativas industriales europeas.

A partir de 2014, con la perspectiva de afianzar el cambio de tendencia del ciclo económico y sentar

unas bases sólidas para el crecimiento y la mejora de nuestra competitividad a futuro, se continuará en la aplicación de una nueva política energética, poniendo el énfasis en la optimización del uso de los recursos, el aumento de la competitividad en los mercados, la seguridad de suministro y la sostenibilidad económica y ambiental. Esta nueva política dará lugar a nuevos instrumentos de regulación, asumiendo los nuevos y ambiciosos objetivos de eficiencia en la demanda energética, de incremento de la participación competitiva de las energías renovables en la oferta y de cumplimiento de los objetivos relacionados con el medio ambiente.



Competencias:

Las competencias sobre energía de la Administración General del Estado se incluyen en las del Ministerio de Industria, Energía y Turismo por Real Decreto 1823/2011 de 21 de diciembre, cuya estructura orgánica básica se estableció por R. D. 1887/2011 de 30 de diciembre, desarrollada por R.D. 344/2012 de 10 de febrero y modificada parcialmente por Real Decreto 425/2013, de 14 de junio.

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 depende 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.*
- *Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento.*

Organismos adscritos al Ministerio de Industria, Energía y Turismo:

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.
- Corresponde a la Secretaría de Estado de Energía la tutela sobre **ENRESA**, entidad pública empresarial de gestión de residuos radiactivos y 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.

ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO EN MATERIA DE ENERGÍA Y MINAS



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

- **El Ministerio de Economía y Competitividad:** A él están adscritos:
- El **Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT):** Sus funciones son la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías energéticas, junto con la participación en programas internacionales de este ámbito.
- La **Comisión Nacional de los Mercados y de Competencia (CNMC)** tiene funciones de super-

visión y control del correcto funcionamiento de los mercados de electricidad y de gas natural.

- **El Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente:** Regula la incidencia sobre el medio ambiente de todas las actividades, incluyendo las energéticas.

Finalmente, el **Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)**, organismo independiente de la Administración, es competente en materia de seguridad nuclear y protección radiológica.

1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES

En este primer capítulo, se explican los principales aspectos de la evolución de los mercados energéticos internacionales durante los últimos años de acuerdo con los análisis efectuados por la Agencia Internacional de la Energía y otros Organismos Internacionales, en donde es destacable la repercusión de los hidrocarburos no convencionales en el mercado mundial y, como consecuencia de ello, el diferencial de precios de electricidad y gas de Europa y Japón respecto de los EE.UU. Asimismo, se incluyen las principales novedades en la legislación comunitaria en materia de energía, junto con las perspectivas del sector energético de la Unión Europea.

1.1 TENDENCIAS DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS EN 2013

Durante los años 2008-2013, se ha producido un importante ajuste económico en las economías de los países desarrollados y, de modo especial, en los países de la Unión Europea (UE), como consecuencia de la crisis económica y la incertidumbre financiera mundiales. Sin embargo, actualmente, los principales organismos nacionales e internacionales pronostican la consolidación y aceleración del crecimiento de la economía europea durante el bienio 2014-2015, impulsada por la recuperación de la confianza y la mejora de las condiciones financieras.

La **Agencia Internacional de la Energía (AIE)**, señala en su informe **World Economic Outlook** relativo al año 2013, en adelante "**WEO 2013**", que los indicadores de consumo energético a nivel global continúan manteniendo una tendencia al alza. El

impacto de los precios de la energía en las economías es muy importante y, aunque existe una situación de recuperación del crecimiento económico a nivel macroeconómico, todavía subyace cierta incertidumbre financiera, dado que los precios del petróleo se mantienen persistentemente altos desde 2011, en torno a los 110 \$/b, en una situación sin precedentes que, potencialmente, puede afectar a la sostenibilidad y el crecimiento.

Actualmente, en el ámbito internacional, existen **tres ejes de cambio** que parece serán decisivos y pueden liderar la agenda de los gobiernos en la presente década:

- 1) En primer lugar, se están produciendo **nuevos desarrollos en el sector del petróleo** debido a las nuevas tecnologías emergentes que son competitivas en las situaciones de mercado con elevados precios de crudo. Las nuevas formas de extracción de petróleo se están desarrollando especialmente en los EE.UU. mediante técnicas para producir la liberación **de petróleo ligero en las formaciones compactas o de aguas profundas, siguiendo los pasos del gas no-convencional y de la conversión de este en líquidos**. Este hecho implicará que, al menos en los próximos 10 años, el papel de la OPEP en los suministros se reduzca y que Brasil se convierta en uno de los principales exportadores gracias a sus descubrimientos off-shore, triplicando su producción de petróleo hasta los 6 Mbd en 2035 y cubriendo sus necesidades en 2030.
- 2) En segundo lugar, se está analizando en detalle **el impacto de las diferencias de los precios de la energía en la recuperación económica y**

la **competitividad industrial** de los países. Actualmente, las diferencias son notables tanto en el precio del gas de Europa, que es tres veces superior al de los EE.UU., como también en el precio de la electricidad europea, que es dos veces superior al precio comercializado en los EE.UU. Los estudios señalan que estas diferencias seguirán siendo amplias hasta el año 2035, lo que podría condicionar las decisiones de inversión de las empresas multinacionales, especialmente de aquellas industrias más intensivas en energía. Por dicho motivo, se espera que existan ganancias en la posición de las exportaciones de EE.UU. en los sectores productivos más intensivos energéticamente. Y, como consecuencia de ello, Europa podrían sufrir fuertes descensos en cerca de un tercio de su actual cuota de mercado en sectores de bienes de alto contenido en energía (cemento, acero, sector cerámico, papel, petroquímico,...).

- 3) En tercer lugar, está adquiriendo relevancia el **desarrollo de mercados más competitivos por medio de medidas de eficiencia energética**. Los nuevos desarrollos en la extracción de los combustibles fósiles (gas y petróleo no convencionales) permitirán incorporar nueva oferta en la necesaria búsqueda del equilibrio con la creciente demanda cuyo centro de gravedad se desplaza decididamente a las economías emergentes (con China, India y Oriente Medio absorbiendo un tercio del uso mundial de la energía en 2035). Sin embargo, no será posible abordar ése equilibrio entre oferta y demanda de forma sostenida y sostenible, ni se logrará aliviar el impacto de los altos precios sobre la economía y la competitividad,

especialmente en los países con mayor dependencia energética, si no se apuesta más decididamente por **mercados más eficientes, competitivos e interconectados** y si no se refuerzan las **medidas de eficiencia energética, con 2/3 de su potencial todavía por explorar**.

1.2 PRINCIPALES TEMAS EN EL WEO 2013

A continuación, se resumen los principales asuntos tratados por el *World Economic Outlook* del año 2013:

- PRECIO DEL PETRÓLEO POR ENCIMA DE 110 \$/B Y CAMBIOS EN LA LISTA DE PAÍSES IMPORTADORES-EXPORTADORES.

El **precio del petróleo se ha mantenido de media por encima de los 110 \$/b** en términos reales en 2011, 2012 y 2013, fenómeno nunca visto en la historia reciente, llegando a un precio estimado de 128 \$/b en 2035, con implicaciones ciertas en la recuperación económica y fuertes diferencias en los precios del gas y de la electricidad entre las áreas económicas, y con serias consecuencias sobre la generación de empleo y la competitividad empresarial de los países.

Los elevados precios del petróleo están impulsando el **desarrollo y la implantación de nuevas tecnologías de extracción de gas y petróleo no convencionales** y haciendo rentable la explotación de nuevos yacimientos situados a mayores profundidades. De hecho, las nuevas tecnologías energéticas, que permiten la extracción de los hidrocarburos no convencionales, están cambiando



la concepción de la distribución de los recursos energéticos en el mundo.

Como consecuencia de ello, se están produciendo importantes cambios en el panorama energético mundial en la relación de países importadores-exportadores. Algunos grandes importadores pronto van a ser exportadores como los EE.UU. y Brasil. También debe señalarse que los grandes exportadores van a liderar el crecimiento de la demanda como ocurre en el caso de Oriente Medio.

- DIFERENCIAL DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD Y DE GAS ENTRE LAS ÁREAS ECONÓMICAS MUNDIALES.

Además de los cambios en el panorama energético internacional, requiere especial atención la **evolución de los diferenciales de precios por países y en los mercados del gas y de la electricidad**, dado que constituye una cuestión de máxima importancia para el crecimiento económico de los países.

Así, por un lado, se observa que Europa, Japón y EE.UU. tenían unos precios del gas natural similares hace 10 años. Sin embargo, ahora mismo, los precios del gas en Europa son 3 veces mayores, y 5 veces en Japón, respecto de los precios del gas que se comercializa en los EE.UU. Por otro lado, los consumidores industriales europeos y japoneses (e, incluso, los chinos) pagan el doble respecto del precio de la electricidad que pagan sus competidores de los EE.UU.

Los precios del gas y de la electricidad tienen implicaciones en la localización de las inversiones en

los sectores industriales que son intensivos en el uso de la energía (cemento, acero, sector cerámico, papel, petroquímico,...), con fuerte impacto en el resto de la economía, ya que suponen un 20% del valor añadido y un 25% del empleo industrial.

En algunos de ellos, como el sector petroquímico, estos costes energéticos representan el 80% de los costes de producción. En general, se sitúan entre el 20% y 30% del coste del producto final. Las cuotas de exportación de estos sectores en Japón y en Europa podrían caer un 30% respecto de la situación actual, aunque Europa seguiría liderando las exportaciones. Los EE.UU. experimentarán un ligero incremento, aunque el mayor crecimiento de las exportaciones en bienes de alto contenido energético tendrá lugar en Asia.

Aunque el diferencial se reduzca en el precio del gas hasta 2,5 veces en el caso de Japón respecto de los EE.UU. en el año 2035, existen razones estructurales que explican las diferencias en los niveles de precios entre las áreas económicas mundiales con implicaciones sobre el crecimiento económico y el empleo de las mismas.

Las previsiones muestran que los precios de electricidad en Europa y Japón en el año 2035 seguirán siendo el doble de los existentes en los EE.UU. que, a su vez, serán 40% inferiores a los precios de electricidad de China. La solución para remediar esta situación pasa por una **fuerte apuesta por las medidas de eficiencia energética**, apoyar a las **fuentes de energía endógenas** y, especialmente, introducir más **competencia en los mercados** con el objetivo de evitar los altos precios de la energía.

- CRECIMIENTO DEMANDA ENERGÍA PRIMARIA.

Se prevé un aumento de 1/3 de la demanda energética mundial entre los años 2011 y 2035, y se estima un crecimiento económico mundial cercano 3,6% al año hasta 2035, aunque focalizado principalmente en Asia.

La demanda de combustibles fósiles seguirá creciendo anualmente, estimándose un 13% en petróleo, un 17% en carbón y un 4,8% en gas natural hasta el año 2035. Esta situación se produce a pesar de las políticas de sustitución de los combustibles fósiles por energías menos contaminantes.

Los desarrollos económicos de China, que es el mayor consumidor de petróleo, de India, y del sudeste asiático (Indonesia, Filipinas, Malasia, Vietnam,...) convertirán éstos países en los principales destinos del petróleo y en los mayores importadores de carbón del mundo, dado que existen subvenciones a los combustibles fósiles y el carbón sigue siendo la fuente más barata para generar electricidad en muchas partes del mundo.

En resumen, se mantendrá un **crecimiento de la demanda de energía primaria a nivel global del 1,6% de media al año hasta 2020 y del 1% hasta 2035**, si bien los crecimientos serán asimétricos: prácticamente despreciables en EE.UU, Europa y Japón, mientras que en Asia (China, India y Sudeste Asiático) y en otras regiones emergentes serán importantes. Debe destacarse que la India emerge como el consumidor principal de energía a partir de 2020.

A pesar del alto potencial de expansión de las energías renovables, se mantendrá una **muy ele-**

vada cuota de los combustibles fósiles en el mix de demanda de energía primaria, situándose por encima del **75% en el año 2035**.

- LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO EN UN PANORAMA ENERGÉTICO DE ALTOS PRECIOS DE ENERGÍA.

Según la previsión anterior, en los próximos años y hasta el año 2035, en las áreas geográficas con más crecimiento económico en las próximas décadas, y especialmente Asia, no parece se vayan a dar condiciones favorables para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Un acuerdo internacional en materia de lucha contra el cambio climático podría ser importante para que las industrias que soportan más cargas –y que están localizadas en aquellos países que actúan más decisivamente contra el cambio climático– no se vean injustamente penalizadas.

- PLAN 4X2 DE LA AIE CON UN OBJETIVO DE SUBIDA DE 2 °C.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) propone un plan denominado 4x2 que propone la adopción de políticas por parte de los países para la implementación de 4 medidas, con la intención de evitar el aumento de la temperatura media del planeta en 2 °C, que podrían reducir las emisiones en 3 Gt hasta el año 2020.

Las **4 medidas que propone la AIE en su Plan 4x2** son las siguientes:



- a) Mejorar la eficiencia energética, especialmente en edificios con un impacto del 49% en la reducción de emisiones).
 - b) Limitar la construcción y uso de las centrales de carbón menos eficientes, con un impacto del 21%.
 - c) Reducir a la mitad las emisiones de metano procedentes de la extracción y producción de petróleo y gas, con un impacto del 18%.
 - d) Introducir reformas en las subvenciones a los combustibles fósiles, con un impacto del 12% restante.
- EQUILIBRIO EN LAS ACCIONES Y ESFUERZOS PARA REDUCIR EMISIONES, DE MODO COMPATIBLE CON EL OBJETIVO DE 2 °C.

Según advierte el informe *World Energy Outlook 2013 (WEO)* de la AIE, se deberían emitir 1.133 Gt frente al potencial de emisión de 2.860 Gt en el año 2035 para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y cumplir con el objetivo de evitar el aumento de 2 °C en la temperatura media del planeta.

De acuerdo con dicho informe, se requeriría equilibrio en las acciones y los esfuerzos para reducir emisiones en áreas económicas con tendencias *energéticas diversas* (OCDE, China, India), sobre los recursos energéticos empleados (carbón, gas y petróleo) y sobre los sectores con un auge importante en el consumo mundial como el sector de la electricidad y el sector del transporte.

- HIDROCARBUROS NUEVOS EN EL COMERCIO MUNDIAL.

La producción de hidrocarburos convencionales va a ir descendiendo por agotamiento de los yacimientos existentes en la actualidad y se estima alcanzará 40 Millones de barriles de petróleo por día (Mbb/d) en 2035.

Si se tiene en cuenta ése descenso en la producción, unido al aumento de la demanda en aproximadamente 1/3 sobre los valores del año 2011, resulta una estimación de la **demanda en el año 2035 de 790.000 Mbb/d** que crea un gap de oferta que requiere potenciar la inversión en la exploración de nuevos yacimientos, convencionales y no convencionales, y un mayor aprovechamiento de los existentes.

Por dicho motivo, los *combustibles fósiles no convencionales jugarán un papel cada vez más importante*. Por un lado, el Light Tight Oil (LTO) se extraerá en los EE.UU con una producción que crecerá hasta los 5,9 Mbb/d hacia 2025 para luego estabilizarse. Por otro lado, la transformación de gas natural a líquidos supondrá hasta 5 Mbb/d suplementarios. También se prevén producciones sustanciales de petróleo procedente de las arenas bituminosas de Canadá y de los condensados del carbón para la próxima década.

La extracción de combustibles fósiles en aguas profundas (Off-shore) de Brasil (Pre-Salt) se desarrollará con fuerza hasta mediados de la próxima década. La OPEP volverá a ganar protagonismo después del año 2020, como principal productor y a costes más bajos, con Irak como país que con-

tribuirá individualmente en mayor medida. Para ello, se esperan unos niveles de inversión global del orden de los existentes en el año 2013, en torno a los 700.000 millones de \$ (M\$) durante la próxima década.

- EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA DEL REFINO.

La caída de la demanda en la zona OCDE y los cambios en la recomposición de la oferta y la demanda han provocado tensiones en el sector energético en estos años. Se está produciendo **un desplazamiento de la demanda hacia Asia y Oriente Medio**, con buena parte del consumo concentrado en el Diésel para el transporte público.

De persistir la tendencia actual, habrá un exceso de producción de productos refinados y un **desplazamiento de la producción hacia estas regiones** (China, India y Oriente Medio) para situarse cerca de las regiones de mayor demanda, con caídas en la zona OCDE y con las refinerías europeas en situación de mayor vulnerabilidad.

- BRASIL

El WEO 2013 dedica un capítulo especial a Brasil, que experimentará cambios relevantes en el terreno energético al pasar de ser un país importador a convertirse en exportador neto de petróleo en el año 2015, con **niveles de producción de unos 6 Mbb/d en 2035** que suponen un 1/3 del incremento neto de la producción mundial de petróleo.

Asimismo, Brasil multiplicará por 5 su actual producción de gas natural hasta cubrir su consumo hacia el año 2030. Además, acometerá la explotación de sus recursos hidráulicos y renovables (fo-

tolvoltaica y eólica), y una política de producción de biodiesel para remplazar el petróleo en el mercado doméstico, lo que convertirá a Brasil en el 6º mayor exportador de petróleo, después de EE.UU, Arabia Saudí, Rusia, Irak y Canadá pero, para lograrlo, necesitará realizar inversiones elevadas.

- ELECTRICIDAD

En cuanto a los mercados de electricidad, la demanda crecerá más que cualquier otra forma de energía final con **un crecimiento de 2/3 en el período 2013-2035**, y con tasas anuales de crecimiento del 2,2% por mayores niveles de electrificación en la industria y en edificios.

Los países no-OECD absorben el grueso de la nueva demanda, **liderados por China (36%) e India (13%)**. Hay que destacar que el 40% de las nuevas plantas de generación se crearán en China (1.300 GW) y en la India.

- RENOVABLES

En energías renovables, **la participación en el mix de demanda primaria de energía se prevé alcanzará el 18% en el año 2035** frente al 11% en el año 2011.

Debe señalarse que **2/3 del crecimiento se producirán en países no OCDE** y que la energía hidráulica asegurará el 50% de la cuota de las renovables en el año 2035. El resto fundamentalmente se trata de energía eólica y energía solar que se prevé sean fuertemente apoyadas por los gobiernos.

En todo caso, para lograrse el 18% de la participación de las energías renovable en el mix de deman-

da primaria de energía del año 2035, el WEO 2013 indica que se precisan fuertes inversiones en las tecnologías renovables por importe de unos 6.500 M\$ anuales para el período de referencia, además de 260.000 M\$ en nuevas líneas de transmisión y distribución para la integración de las renovables.

1.3 PERSPECTIVAS ESPECÍFICAS EN EL WEO – 2013

Según el informe WEO 2013 elaborado por la AIE, las perspectivas energéticas internacionales indican los siguientes cambios de tendencia hacia el horizonte del año 2035:

- a) **La tecnología está revolucionando la oferta y demanda energética** con la especial irrupción del gas y petróleo no convencional cuyo impacto se dejará sentir en los próximos 10 años. Pero Oriente Medio seguirá siendo el principal origen de la oferta de petróleo y al coste más bajo, manteniéndose esta fuente de energía su posición como opción dominante en el horizonte de 2035. Ello constituye un factor crítico en el medio y largo plazo a la hora de poder mantener el importante esfuerzo inversor que debe planificarse con la antelación necesaria (con 10 años de antelación a la entrada en producción) en la reposición de las capacidades que se vayan agotando.
- b) **Se están produciendo cambios importantes en los diferentes mercados energéticos**, de modo que quienes antes los perciban, se anticipen y se preparen para afrontarlos, aplicando políticas ágiles y eficaces, ya sean gobiernos o empresas, serán los que mayores ventajas conseguirán de los mismos, y por el contrario, quienes no los adviertan y no reaccionen saldrán penalizados. Estos cambios tienen lugar con mayor intensidad en determinadas áreas y mercados pero sus efectos se extienden a nivel global. China va a ser un actor principal en el concierto mundial en los próximos 10 años con impactos decisivos en Asia y en la demanda global.
- c) **Los diferenciales de precios por regiones en gas natural y electricidad son relevantes y seguirán manteniéndose** en la medida en que, previsiblemente, van a persistir factores estructurales diferenciados y distintos enfoques en materia reglamentaria. El diferencial de precios energéticos tiene importantes consecuencias sobre la competitividad y la creación de empleo, con mayores impactos en aquellos sectores productivos con mayores intensidades energéticas pero, en general, con efectos que se extienden al conjunto de la economía de cada país. Los efectos se vieron, por ejemplo, en Japón, tras el parón nuclear por el accidente de Fukushima, con déficits comerciales nunca vistos desde el final de la 2ª guerra mundial.
- d) **Las implicaciones de estos cambios en el sistema energético en la lucha contra el cambio climático** obligan a una reconsideración en profundidad de las decisiones a tomar y de la gestión de los tiempos para lograr una transición energética eficaz y eficiente hacia economías bajas en carbono, sin que suponga una merma irreversible sobre la competitividad

empresarial, el tejido industrial y la creación de empleo de los países.

1.4 EVOLUCIÓN EN LA NORMATIVA DE LA UNIÓN EUROPEA – 2013

Durante el año 2013, en línea con algunos de los apartados expuestos anteriormente, la legislación de la Unión Europea ha incidido en el impulso de los Proyectos de Interés Común (PCIs), en los objetivos energéticos más allá del año 2020 y en la consecución del Mercado Interior de la Energía (MIE).

- REGLAMENTO 347/2013, DE 17 DE ABRIL DE 2013 SOBRE DIRECTRICES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS TRANSEUROPEAS

Se trata de una propuesta de la Comisión presentada en noviembre de 2011 y aprobada por Consejo y Parlamento en abril de 2013. Tiene su origen en una Comunicación de la Comisión de octubre de 2010 que identificaba los corredores de infraestructuras energéticas prioritarios para alcanzar los objetivos de la política energética de la UE, llamado *Proyectos de Interés Común (PCIs)*.

El nuevo reglamento establece el *marco normativo para la selección de PCIs*, así como las medidas necesarias para simplificar los procedimientos de autorización administrativa de estos proyectos en cada EM. De este modo, se conseguirá ejecutar de modo eficiente los proyectos de interés común. Estos proyectos podrán tener acceso a instrumentos financieros de la UE, regulados bajo el *reglamento financiero Connecting Europe Facility (CEF)*.

- REGLAMENTO 1316/2013, DE 11 DE DICIEMBRE DE 2013, POR EL QUE SE CREA EL MECANISMO CONECTAR EUROPA (Reglamento CEF).

Es el instrumento que regula el *sistema de financiación de los PCIs seleccionados* bajo el Reglamento 347/2013. La cantidad total asignada por el presupuesto de la UE para financiar proyectos de energía en el período 2014-2020 será de casi **5.800 millones €**, según el programa de trabajo que se establezca anualmente para asignar este presupuesto.

El Reglamento establece los criterios para que un proyecto pueda ser financiado: que sea PCI, que se demuestren externalidades positivas, que no sea comercialmente viable y que está definida la asignación de costes. Además se tendrá en cuenta: capacidad financiera y operacional, madurez, dimensión transfronteriza, complementariedad, prioridad y urgencia, necesidad de superar obstáculos financieros, efecto estimulante de la financiación, calidad y claridad de la propuesta. Para el año 2014 se dará prioridad a los proyectos cuyo objetivo sea: terminar con el aislamiento energético, eliminar cuellos de botella o completar el mercado interior de la energía.

El *máximo ratio de cofinanciación* será: 50% para estudios/obras, hasta 75% para PCIs que aporten seguridad de suministro regional, refuercen la solidaridad o sean muy innovadores; 10% más en caso de sinergias con otros proyectos. Además, se aplicarán a todos los proyectos reglas generales del Reglamento Financiero de la UE: el *principio de cofinanciación*, para no financiar el mismo proyecto con distintos fondos UE, y el *principio de no retroactividad* (Art. 130), para no financiar los proyectos hechos en el pasado.



- PRIMERA LISTA DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS DE INTERÉS COMÚN.

El 14 de octubre de 2013 la Comisión aprobó como acto delegado del Reglamento 347/2013 la **primera lista de PCIs**, formada por **246 proyectos** (132 de electricidad, 107 de gas y 7 oleoductos) de los que **6 han sido propuestos por España**. Todos los elegidos pueden optar a la financiación prevista en el Reglamento CEF. La lista debe ser actualizada cada 2 años y para formar parte de ella los proyectos deben ser previamente seleccionados en el **Ten Years Network Development Plan (TYNDP)** que elaboran los operadores europeos del sistema de gas y electricidad (ENTSO).

- COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN SOBRE TECNOLOGÍA ENERGÉTICA E INNOVACIÓN.

El 3 de mayo de 2013 la Comisión presentó la **Comunicación "Tecnologías Energéticas e Innovación"** en la que propone una estrategia para que la UE pueda alcanzar sus **objetivos energéticos más allá de 2020** y para que siga siendo una referencia mundial en esta materia. Para responder a estos retos, la Comisión propone fomentar la eficiencia energética, continuar la transición hacia una economía competitiva de bajo carbono y fomentar la innovación en entornos reales con ayuda de un adecuado marco regulatorio.

La estrategia se basa en cinco principios:

- a) Aportar valor añadido a la UE.
- b) Establecer prioridades energéticas.

c) Integrar las acciones en la cadena de innovación.

d) Reunir recursos e instrumentos financieros.

e) Concentrarse en las tecnologías más prometedoras, pero manteniendo abiertas todas las opciones.

Además, la comunicación supone un giro completo en la futura política de Investigación e Innovación europea en energía, dado que pretende integrar la cadena de innovación en el sistema energético. Se va a redactar una **"Hoja de ruta integrada en energía"** y, a partir de ella, los Estados miembros deben hacer su lista de prioridades sobre Energía y elaborar para mediados de 2014 un Plan de Acción.

- CONCLUSIONES DEL CONSEJO SOBRE MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA

El Consejo de Ministros de Energía de junio 2013 aprobó un documento de Conclusiones sobre el **Mercado Interior de la Energía (MIE)**. Su origen está en la Comunicación de la Comisión del mismo nombre de noviembre de 2012. En el Consejo Europeo de febrero de 2011, los Jefes de Estado habían señalado la necesidad de tomar **medidas complementarias para asegurar la consecución del MIE en 2014**, al considerar que las disposiciones del tercer paquete de la energía no eran suficientes.

Aunque el contenido del tercer paquete ha sido transpuesto a las legislaciones nacionales, existía cierto margen de flexibilidad, de modo que no todos los países habían implementado modelos

iguales para los operadores del sistema, para los reguladores o para la segregación de actividades de las empresas verticalmente integradas. Si bien se había conseguido avances, como mayor oferta para los consumidores, más control de los precios al por mayor de la energía o garantía de abastecimiento energético, quedaba mucho por hacer a fin de ***aprovechar plenamente el potencial de un mercado europeo verdaderamente integrado***.

Se hicieron análisis y recomendaciones específicas por Estado Miembro. Finalmente, la Comisión propuso en el documento de Conclusiones las siguientes medidas adicionales:

- a) Aplicar la legislación sobre el mercado interior.
- b) Hacer cumplir las normas de competencia.
- c) Salvar las diferencias entre Estados Miembros.
- d) Ayudar a los consumidores a beneficiarse de las oportunidades.
- e) Mejorar el funcionamiento de los mercados.
- f) Conducir los mix energéticos hacia la descarbonización.
- g) Asegurar el abastecimiento eléctrico.
- h) Integración y modernización de redes.
- i) Gestión de la demanda.

Esto se complementa con un ***Plan de Acción***, con medidas a adoptar por los actores involucrados y

con las fechas concretas, cuya consecución a nivel de la UE y por los Estados Miembros se revisará en 2014 por medio de los Estudios Semestrales de Crecimiento, los Informes de Integración del Mercado Único y las Recomendaciones específicas por países.

• CONCLUSIONES DEL CONSEJO SOBRE RELACIONES EXTERNA

El Consejo de Ministros de Energía de diciembre 2013 aprobó un documento de Conclusiones sobre las ***relaciones externas de la UE en materia de energía***. El Consejo Europeo de 22 de mayo 2013 había pedido examinar la evolución de la política exterior de la UE en materia de energía.

En ese contexto, la Comisión presentó en septiembre de 2013 el informe "Aplicación de la Comunicación sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional y de las Conclusiones del Consejo de Energía de noviembre de 2011".

Con las contribuciones de los EE.MM. y de la Comisión a este informe, se preparó el documento de conclusiones cuyo contenido es el siguiente:

- a) Evolución del panorama energético mundial desde 2011.
- b) Progresos y logros de la política energética exterior de la UE desde 2011.
- c) Recomendaciones para el fortalecimiento y la mejora de la política energética exterior de la UE.

La conclusión es que se está impulsando y fortaleciendo la política exterior de la UE, lo que permite hacer frente a una subida de los precios energéticos. En todo caso, la UE debe funcionar de modo coordinado para convertirse en el promotor más creíble de los **objetivos comunes de eficiencia energética, I+D+i y energías renovables**, que deben completar las políticas nacionales. Además, se recomienda que la Comisión, el Consejo y los EEMM continúen sus esfuerzos sobre política exterior de la UE.

1.5 DEMANDA, PRODUCCIÓN Y COMERCIO ENERGÉTICO

La demanda energética en el mundo sigue creciendo a un ritmo sostenido desde 2010, después de la crisis económica que se inició en 2008. En 2013 la demanda creció un 2%, tasa similar a la de los dos años anteriores.

El consumo energético de los países no-OCDE alcanza el 56% del total, superando desde 2008 al de los miembros de la OCDE, debido a los fuertes crecimientos económicos de aquellos países, que son los determinantes del aumento de la demanda energética mundial y de los precios de la energía. En 2013 el consumo energético de la zona no-OCDE creció un 2,8%, frente al 0,9% en la zona OCDE.

Mientras el descenso del consumo energético en los años de crisis se concentró en los países de la OCDE, y en los del área de la antigua URSS, y continuó subiendo en Asia y Oriente Medio, acorde con la evolución de las respectivas economías, en 2011 y 2012 bajó en la OCDE y subió especialmen-

te en Asia. En 2013 volvió a subir en el conjunto de la OCDE, pero bajó ligeramente en Europa.

Sigue destacando la continuidad del aumento del consumo energético en el área Asia-Pacífico, que aumentó 5% en 2012, 5,4% en 2011 y 8,5% en 2010, mientras en Estados Unidos bajó el 2,5%, el 0,7% y subió el 3,2% respectivamente; en China aumentó 7,6%, 8,6% y 11,2% respectivamente y en India aumentó el 5,3%, 4,5% y 5,7% respectivamente.

Estructuralmente, sigue aumentando el peso de Asia-Pacífico en el consumo mundial, que ha alcanzado el 40,5% en 2013, desde el 15,8% en 1980. La OCDE sigue bajando su participación, con el 43,5%, así como Norteamérica con el 21,9% y la UE el 13,2%. 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.

Por fuentes de energía primaria, el consumo de gas natural volvió a aumentar en 2013 un 1,1%, recuperando en los últimos años la tendencia de crecimiento de los años anteriores a la crisis. Esta evolución se deriva de la recuperación de la demanda en América y la continuidad del fuerte crecimiento de la demanda en Asia, especialmente en China. Como consecuencia, sigue subiendo la proporción de gas comercializado por barco como GNL.

El consumo de petróleo también sigue creciendo de forma sostenida por tercer año consecutivo, subió un 1,1% en 2013. En la OCDE y UE el consumo bajó, sin embargo, en economías emergentes



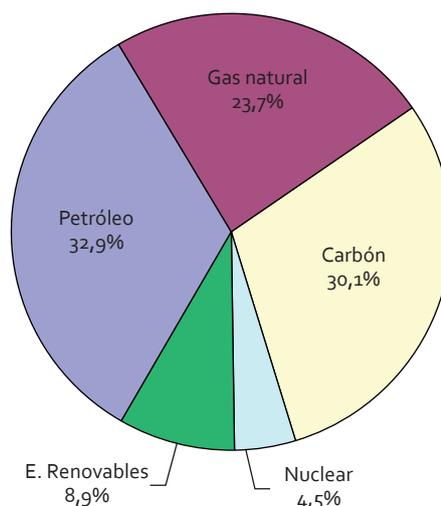
la demanda sigue creciendo, 2,9% en 2013, destacando los aumentos de consumo de China, India y Oriente Medio. La región Asia-Pacífico consume ya el 33,8% del petróleo mundial, frente al 24,5% de Norteamérica y el 14,5% de la UE.

El consumo de carbón en 2013, medido en tep, creció el 2,8%, manteniendo el continuo crecimiento registrado desde 1999, tras el estancamiento de 2009. También ha habido diferencias entre zonas geográficas, con recuperación en la OCDE, pero no en la UE, donde sigue cayendo el consumo; mientras el consumo en el resto del mundo creció de forma similar a la media de los últimos diez años y debido fundamentalmente a la continuidad del crecimiento del consumo en China e India. El consumo mundial de carbón en 2013 fue el 30,1% del consumo primario total, participación que se mantiene en los últimos años.

La generación eléctrica nuclear subió ligeramente en 2013, el 0,6%, tras los descensos de los dos años anteriores, donde estuvo afectada por el descenso en Japón debido al accidente de Fukushima. La generación hidroeléctrica viene aumentando en los cuatro últimos años, un 2,7% en 2013. Las energías renovables distintas de la hidroeléctrica siguieron creciendo fuertemente en 2013, un 16% en conjunto, y destacando un 58% en energía solar y 18% en eólica, debido al apoyo de muchos gobiernos, aunque su peso en el abastecimiento mundial es aún bajo, menos del 2% del consumo primario total. La capacidad instalada de energía eólica creció un 12,4% en 2013 principalmente en China. La capacidad de generación con energía solar creció un 36,8%. En biocombustibles, la producción subió un 6,1%, especialmente en países no-OCDE.

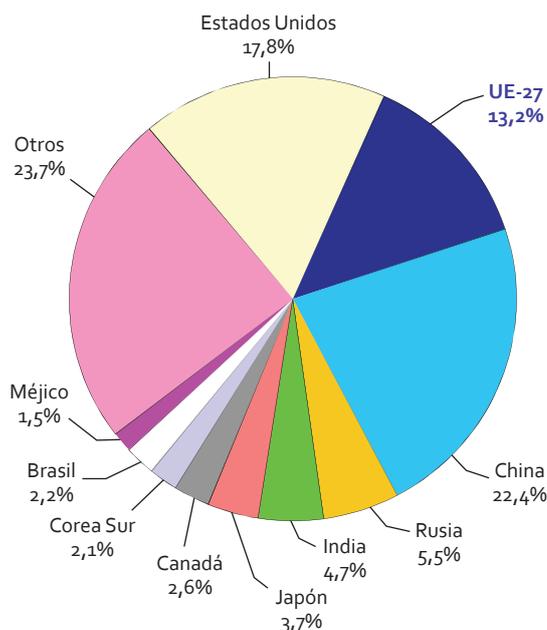
El consumo mundial de energía en 2013, por tipos y por países se indica en los gráficos 1.1 y 1.2.

GRÁFICO 1.1 –CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2012–12730 MTEP



FUENTE: BP Statistical Review.

GRÁFICO 1.2 –DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2013–12730 MTEP



FUENTE: BP Statistical Review.



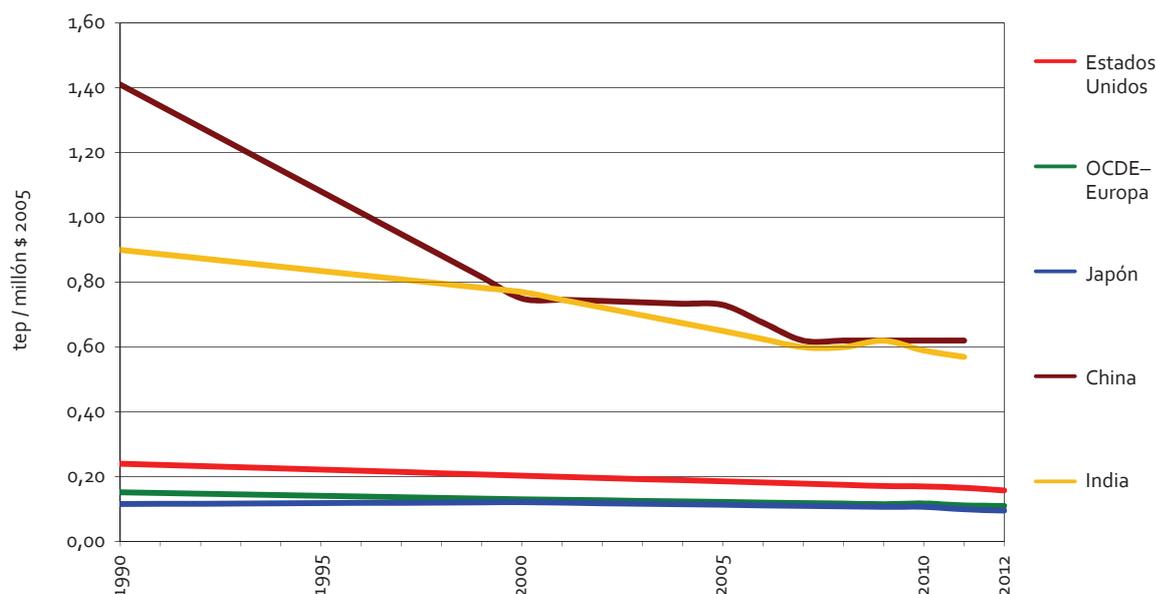
En 2013 la producción de petróleo aumentó un 0,6%, por cuarto año consecutivo, tras la fuerte caída de 2009. Subió especialmente en la OCDE, en particular en Estados Unidos, +13,5%, debido al desarrollo de inversiones en yacimientos no convencionales. En la OPEP bajó la producción un 1,8% y se mantiene por encima del 42% del total; y en áreas fuera de la OPEP subió un 2,7%. La producción en la OCDE subió hasta el 23% del total, fundamentalmente debido al aumento en Estados Unidos.

La capacidad de refino subió en el mundo en los últimos cuatro años, pero especialmente en las áreas no-OCDE, destacando la continuidad del aumento en China e India, dado que en los principales países de la OCDE el aumento de capacidad fue menor. La capacidad de las áreas no-OCDE sigue superando a la capacidad instalada en la OCDE.

La producción de gas natural en el mundo continúa creciendo por cuarto año consecutivo, 1,1% en 2013, recuperando la tendencia tras la bajada en 2009 que fue el primer descenso desde que se tienen registros, debido a la caída de la demanda en ese año. El aumento en 2013 se debió a la mayor producción de Estados Unidos y Oriente Medio.

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

GRÁFICO 1.3 INTENSIDAD ENERGÉTICA



FUENTE: AIE

Como consecuencia de lo anterior, las emisiones de CO₂ procedentes del consumo de energía en el mundo fueron en 2013 un 55,2% superiores a las de 1990, a pesar del fuerte descenso en el área de Rusia y la UE 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. En Europa occidental se registró una práctica estabilización entre esos años, debido al menor uso del carbón en generación eléctrica y usos finales y su sustitución por energías limpias. Por países, en 2013 el principal emisor fue China, seguida de Estados Unidos.

El principal sector emisor es el de generación eléctrica, con un 35% del total, mientras en 1980

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

Unión Europea

Para el análisis de la situación de la energía en la UE, los últimos datos disponibles de Eurostat corresponden a 2012, año en que bajó ligeramente, respecto al año anterior, el consumo total o primario de energía, siguiendo la tendencia de años anteriores. Bajó el consumo de todas las fuentes energéticas primarias excepto carbón y energías renovables.

En el período 1990-2012, el consumo total de energía no aumentó de forma significativa, mientras sí lo hizo el PIB, por lo que produjo una mejora de la eficiencia energética, con descenso del 3,4% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.1).

CUADRO 1.1 BALANCE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA

Mtep	1990	2010	2011	2012	% 2012/11	% 2012/90 anual
Producción	942,74	831,10	802,90	794,6	-1,0	-0,8
Carbón	368,25	162,96	166,48	167,945	0,9	-3,5
Petróleo	129,43	89,04	78,31	70,51	-10,0	-2,7
Gas natural	162,45	159,77	141,67	133,14	-6,0	-0,9
Nuclear	205,21	236,56	234,01	227,71	-2,7	0,5
Renovables	70,36	162,99	162,18	177,42	9,4	4,3
Otros	7,04	19,78	20,25	17,88	-11,7	4,3
Importaciones-Exportaciones	754,93	954,29	943,64	922,76	-2,2	0,9
Carbón	80,65	176,54	191,58	199,44	4,1	4,2
Petróleo y productos petrolíferos	535,75	558,61	545,09	531,71	-2,5	-0,0
Gas natural	135,05	277,78	271,00	258,60	-4,6	3,0
Electricidad	3,34	0,72	0,67	1,64	145,9	-3,2
Renovables	0,15	-59,36	-64,70	-68,63	-	-

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES

CUADRO 1.1 BALANCE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA

Mtep	1990	2010	2011	2012	% 2012/11	% 2012/90 anual
Consumo de energía primaria	1665,14	1759,39	1699,40	1683,40	-0,9	0,0
Carbón	453,31	282,86	287,50	293,91	2,2	-2,0
Petróleo	604,28	612,40	590,91	569,22	-3,7	-0,3
Gas natural	294,84	447,15	403,84	392,82	-2,7	1,3
Nuclear	205,21	236,56	234,01	227,71	-2,7	0,5
Renovables	70,70	168,88	168,85	184,43	9,2	4,5
Otros	36,80	11,54	14,29	15,31	7,1	-3,9
Generación eléctrica (TWh)	2586,28	3364,38	3295,07	3295,23	0,0	1,1
Carbón	1019,01	853,73	874,32	925,09	5,8	-0,4
Productos Petrolíferos	221,35	97,83	83,37	82,195	-1,4	-4,4
Gas natural	191,27	763,20	700,15	581,708	-16,9	5,2
Nuclear	794,87	916,61	906,75	882,36	-2,7	0,5
Renovables y otros	359,78	733,01	730,49	823,88	12,8	3,8
Consumo final energético	1078,63	1159,82	1107,98	1104,48	-0,3	0,1
Carbón	125,34	49,77	48,68	47,43	-2,6	-4,3
Productos Petrolíferos	446,67	458,19	445,27	431,26	-3,1	-0,2
Gas	229,01	273,02	244,61	252,84	3,4	0,5
Electricidad	184,89	244,43	239,87	240,60	0,3	1,2
Renovables	37,83	78,12	76,66	79,44	3,6	3,4
Otros	54,89	56,29	52,89	52,91	0,0	-0,2
Consumo final no energético	103,12	106,22	103,05	98,64	-4,3	-0,2
Consumo final energético por sectores:						
Industria	368,92	290,67	289,41	282,75	-2,3	-1,2
Transporte	281,55	363,66	361,85	351,71	-2,8	1,0
Doméstico	273,38	311,05	277,59	289,15	4,2	0,3
Servicios y otros	154,78	194,44	179,13	180,87	1,0	0,7
Emisiones de GEI (Mt CO₂ equivalente)	5626	4751	4603	4544	-1,3	-1,0
Intensidad energética primaria (tep/M€ 2005)	303,7	152,1	144,0	143,2	-0,6	-3,4
Intensidad de CO ₂ (ton CO ₂ /tep)	3,38	2,70	2,71	2,70	-0,3	-1,0
Dependencia de las importaciones %	44,3	52,7	53,9	53,4	-0,9	0,9
Consumo primario por habitante (tep/h)	3,5	3,5	3,4	3,3	-1,1	-0,2
Emisiones GEI per capita (ton CO ₂ equiv/h)	11,8	9,4	9,1	9,0	-1,5	-1,3

FUENTE: Eurostat.

Por energías, en el período citado, el consumo de gas natural creció el 1,3% anual, muy por encima de las demás energías fósiles. Esta evolución se debe a la demanda para generación eléctrica, con aumento del 5,2% anual, a la extensión de las redes de gasoductos que ha permitido el acceso del gas a nuevos mercados y a la normativa de protección del medio ambiente en la UE, que favorece el uso del gas frente a otras energías fósiles.

Desciende la demanda de carbón, a tasa media del 2% anual, debido al descenso de su uso tanto en generación eléctrica como en sectores consumidores finales, debido a los condicionantes medioambientales, al descenso de capacidad de algunos sectores industriales consumidores en la UE y a la 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 abastecimiento de forma continua, alcanzando ya el 11% del consumo energético primario.

El balance conjunto de energía final de la UE desde 1990 indica el significativo crecimiento de la demanda del transporte, que ha venido creciendo el 1% anual desde dicho año, 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 supone el 32% de la demanda final para usos energéticos, frente al 14,6% en 1985. Entre 1990 y 2012, el consumo del transporte aumentó un 25%, frente al 2,4% de crecimiento de la demanda final indicada.

La evolución por sectores es muy dispar entre los países de EU-15 y los 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 próximas al 1% anual, sin embargo la producción industrial lo hizo al 2,6%, por lo que hubo una ganancia de eficiencia energética continua en el sector desde 1990, en parte por la reconversión de tecnologías básicas a otras de mayor valor añadido. En el sector doméstico y terciario la demanda crece por debajo 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, 1,2% anual desde 1990, aunque se observa ganancia de eficiencia en los usos finales. La demanda final de productos petrolíferos en EU está hoy por debajo de la de 1990, debido especialmente a la menor demanda de los combustibles del transporte desde 2008, 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 2012, las emisiones de CO₂ han alcanzado valores muy inferiores a las de 1990, mientras la economía alcanza valores muy superiores, esta evolución se debe a tres factores: la continua me-



jora 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, 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.

La dependencia de las importaciones energéticas crece desde el 44,3% en 1990 hasta 53,4% en 2012, debido a la creciente importación de todas las fuentes energéticas primarias, especialmente gas, carbón y petróleo. En el período 1990-2012 aumentó significativamente la producción de las energías no fósiles, especialmente de las renovables.

En el año 2012, respecto del anterior, las demandas de energía volvieron a bajar, siguiendo la tendencia de descenso de años anteriores por la situación de bajo crecimiento económico (cuadro 1.1). La producción interna de energías primarias bajó el 1%, en todas las fuentes excepto carbón y energías renovables. El consumo de

energía primaria en 2011 bajó un 0,9%, con descenso del gas, nuclear y productos petrolíferos y aumento del carbón.

1.6 PRECIOS ENERGÉTICOS

El precio del petróleo crudo se mantuvo en 2013 relativamente estable alrededor de los 110 dólares por barril. Comenzó el año con una ligera subida que le llevó a acercarse a los 120 dólares en marzo y posteriormente fue disminuyendo hasta los 100 dólares en mayo, valor en el que se mantuvo hasta el principio de verano cuando empezó a encarecerse alcanzando más de 115 dólares en septiembre. A partir de ahí fue bajando hasta situarse en 105 dólares a principios de noviembre seguido de una ligera subida hasta los 110 dólares por barril, nivel en el que terminó el año.

En los primeros meses de 2014 el crudo se ha situado ligeramente por debajo de los 110 dólares por barril y se prevé que siga debajo de los 110 dólares durante el resto del año.

El Brent comenzó enero de 2013 con una media mensual de 113,01 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 110,81 \$/Bbl.

CUADRO 1.2 COTIZACIONES INTERNACIONALES CRUDO BRENT

Dólares por barril				
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	Media anual €/Bbl
2013	108,65	110,81	110,28 (31/12/13)	81,80
2012	111,67	109,35	109,99 (31/12/12)	86,83
Dif. absoluta	-3,02	1,46	0,3	-5,03
Dif. %	-2,7%	1,3%	0,3%	-5,8%

La evolución de las cotizaciones internacionales de gasolina y gasóleo de automoción durante 2013 es similar a la del crudo, una pequeña subida a principio de año, seguido por una bajada hasta primeros de mayo, una nueva subida hasta septiembre y, a partir de allí, un descenso ligero con cierto repunte a finales de año, si bien cabe destacar que el descenso de la gasolina en la última parte de 2013 fue mucho más acusado que el del gasóleo o el propio crudo.

CUADRO 1.3 COTIZACIONES INTERNACIONALES GASOLINA AUTOMOCIÓN

Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2013	983,5	954,0	968,6 (31/12/13)
2012	1029,3	961,3	970,5 (31/12/12)
Dif. Absoluta	-45,8	-7,3	-1,9
Dif. %	-4,5%	-0,8%	-0,2%

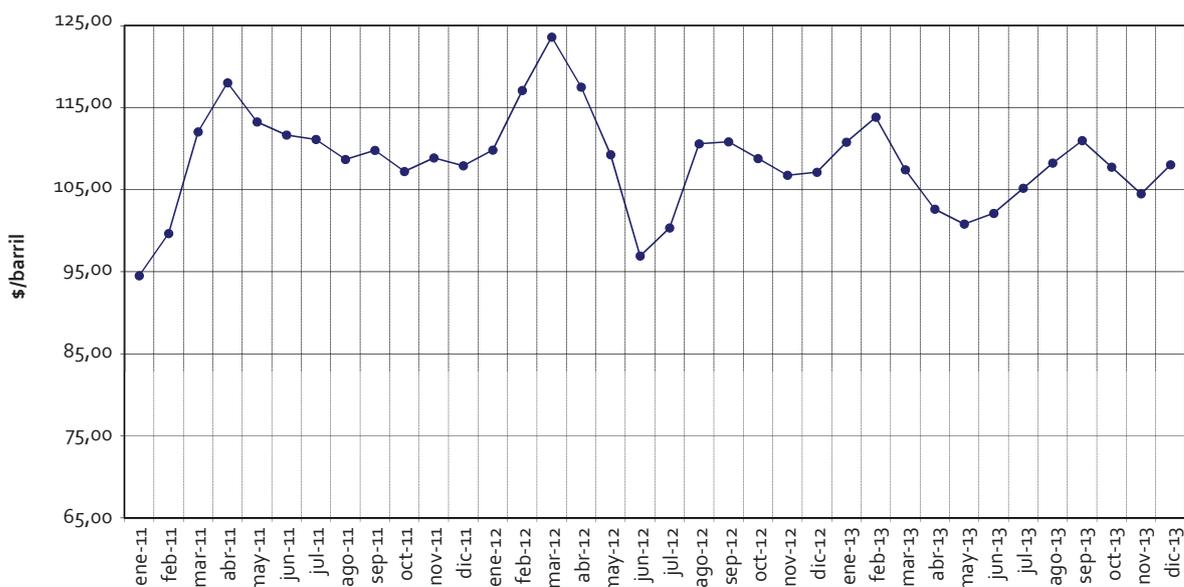
COTIZACIONES INTERNACIONALES GASÓLEO AUTOMOCIÓN

Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2013	930,2	943,94	948,8 (31/12/12)
2012	970,5	934,82	935,3 (31/12/12)
Dif. Absoluta	-40,4	9,1	13,5
Dif. %	-4,2%	1,0%	1,4%

La cotización anual media del dólar pasó de 77,88 en 2012 a 75,32 en 2013, lo que ha venido a incrementar ligeramente la magnitud del descenso del precio del barril de crudo. De esta manera, si en dólares por barril la media anual del crudo en 2013 descendió un 2,7%, en euros por barril el descenso es del 3,2%.

La evolución de las cotizaciones del coste del crudo en España en los últimos años se representa en el gráfico 1.4. Los precios del gas importado en Europa

GRÁFICO 1.4 EVOLUCIÓN DEL COSTE CIF DEL CRUDO EN ESPAÑA

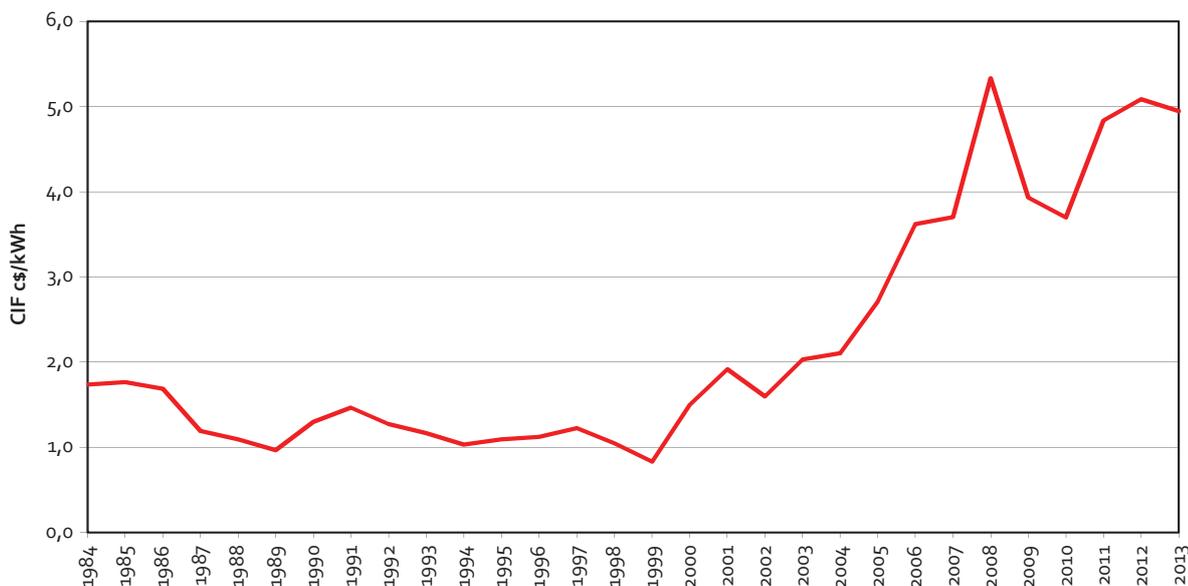




se indican en el Gráfico 1.5, observándose un ligero descenso en 2013, tras la recuperación de la tendencia alcista en 2011 y 2012, que siguió a los descensos de los dos años anteriores. Los precios medios del

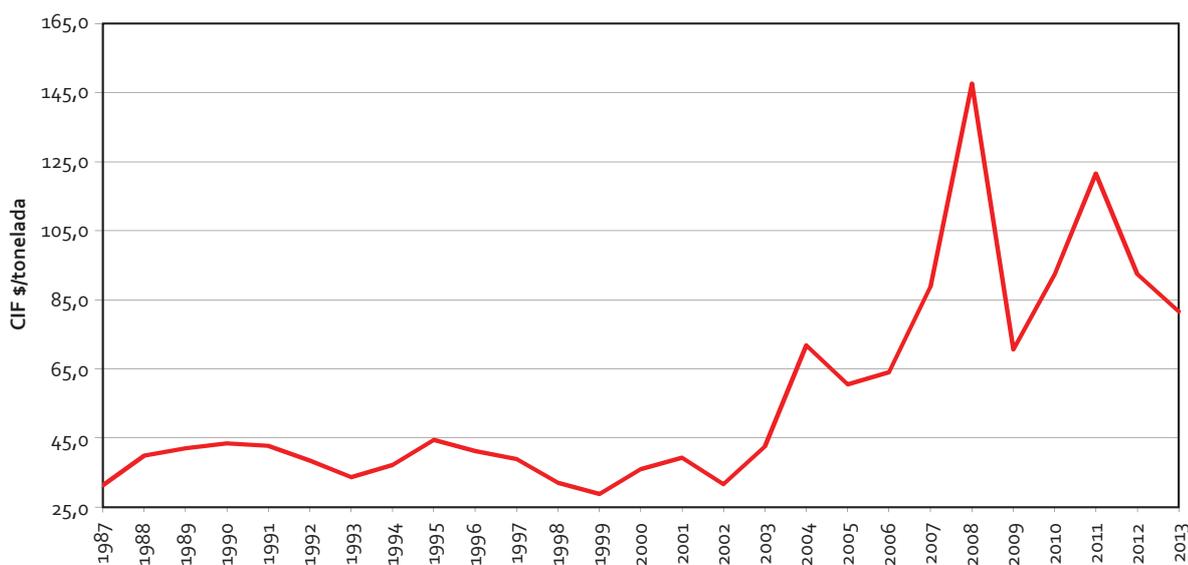
carbón térmico importado en Europa se indican en el gráfico 1.6, registrándose un significativo descenso en 2012 y 2013 tras las subidas en 2010 y 2011.

GRÁFICO 1.5 PRECIOS DEL GAS NATURAL EN LA UE



FUENTE: BP Statistical Review

GRÁFICO 1.6 PRECIOS DEL CARBÓN TÉRMICO EN EUROPA



FUENTE: BP Statistical Review

2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



2.1 DEMANDA DE ENERGÍA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2013, incluyendo el consumo para usos no energéticos fue de 85436 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 4% inferior al de 2012. Esta evolución se ha debido a la situación económica y a la estructura de sectores consumidores, dado que han sido similares las condiciones climáticas y de laboralidad entre los dos años.

Por sectores, tras la recuperación del año 2010, se ha producido un descenso de la demanda energética en la industria en los tres últimos años, al bajar su actividad. En los sectores residencial y terciario, la demanda ha bajado por la menor actividad en servicios, dado que no ha habido influencia significativa en las condiciones climáticas. La demanda en el transporte ha seguido bajando, siguiendo la tendencia registrada desde 2008.

La demanda final de energía eléctrica ha bajado un 3,4% en 2013 respecto al año anterior, donde ha sido determinante la menor actividad económica y las diferencias estructurales del consumo. En relación con los combustibles, hay que destacar el ligero aumento del 0,1% en el consumo final de gas, debido al mantenimiento de la actividad de algunos sectores industriales intensivos en este consumo. El consumo de productos petrolíferos continúa bajando, un 2,1% en el año. El consumo de energías renovables finales ha bajado debido al descenso en biocarburantes, dado el cambio de normativa de apoyo a su consumo.

En el cuadro 2.1 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. En los siguientes capítulos de este Informe se detalla la evolución del consumo de cada tipo de energía.

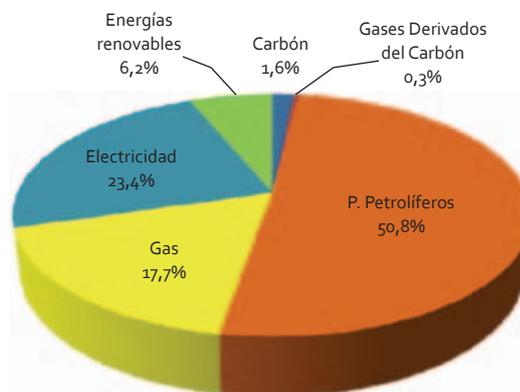
CUADRO 2.1 CONSUMO DE ENERGÍA FINAL. (KTEP)

	2012	2013	Tasa de variación %
Carbón	1233	1369	11,0
Gases Derivados del Carbón	274	263	-3,8
P. Petrolíferos	39917	39061	-2,1
Gas	14632	14653	0,1
Electricidad	20661	19952	-3,4
Energías renovables	6273	5329	-15,0
Total usos energéticos	82990	80627	-2,8
Usos no energéticos:			
Prod. Petrolíferos	5626	4358	-22,5
Gas natural	355	451	27,0
Total usos finales	88971	85436	-4,0

FUENTE: SEE.



GRÁFICO 2.1 CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN 2013



FUENTE: SEE

CUADRO 2.2 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA . (KTEP).

	2012	2013	Tasa de variación %
Carbón	15510	10531	-32,1
Petróleo	53978	52934	-1,9
Gas natural	28184	26077	-7,5
Nuclear	16019	14785	-7,7
Hidráulica	1767	3163	79,0
Eólica, Solar y Geotérmica	6679	7665	14,8
Biomasa, biocarb. y resid. renovables	7558	6383	-15,5
Residuos no renovables	176	160	-9,1
Saldo imp-exp electricidad	-963	-579	-39,9
Total	128908	121119	-6,0

FUENTE: SEE.

CUADRO 2.3.- PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA. (KTEP)

	2012	2013	Tasa de variación %
Carbón	2462	1688	-31,4
Petróleo	145	385	165,5
Gas Natural	52	50	-3,8
Nuclear	16019	14785	-7,7
Hidráulica	1767	3163	79,0
Eólica, solar y geotérmica	6679	7665	14,8
Biomasa, biocarburantes y residuos	6244	6014	-3,7
Total	33368	33750	1,1

FUENTE: SEE.



Intensidad energética final

El cuadro 2.4 recoge la evolución de la intensidad energética, expresada como consumo de energía final por unidad de PIB, desde 2000. En 2013 bajó un 2,8%, siguiendo la tendencia de mejora observada desde 2004 (gráfico 2.5).

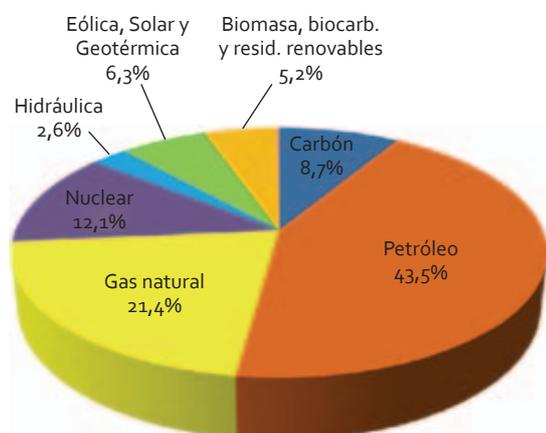
CUADRO 2.4 INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL

	Energía final/PIB tep/millón €2005	Energía final/PIB %variación anual
2000	114,8	1,6%
2001	116,0	1,1%
2002	114,4	-1,4%
2003	117,1	2,3%
2004	117,6	0,5%
2005	116,6	-0,9%
2006	109,2	-6,3%
2007	108,2	-0,9%
2008	103,4	-4,4%
2009	99,7	-3,6%
2010	101,2	1,5%
2011	98,3	-3,0%
2012	95,3	-3,0%
2013	92,6	-2,8%

Nota: incluidos usos energéticos y no energéticos.

FUENTE: SEE

GRÁFICO 2.2 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN 2013 (SIN INCLUIR SALDO ELÉCTRICO)



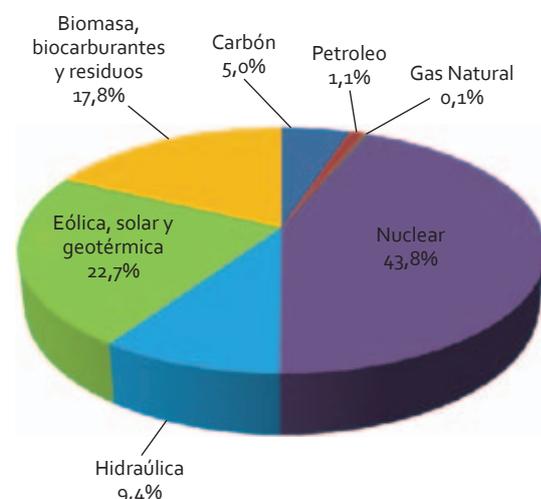
FUENTE: SEE

2.2 DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA

El consumo de energía primaria en España en 2013 fue de 121119 Ktep (cuadro 2.2 y gráfico 2.2), con descenso del 6% sobre el de 2012. Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final, los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica y refinerías de petróleo) y las pérdidas.

En el descenso registrado en 2013, superior al de la energía final, ha tenido relevancia el cambio de estructura de la generación eléctrica. En concreto, en 2013 volvió a caer la generación con carbón, que había subido en los dos años anteriores, además del fuerte aumento de la producción hidroeléctrica, eólica y solar. Debido a esto, en conjunto, la generación en 2013 tuvo mayor rendimiento que el año anterior, en términos de energía primaria, por el tipo de tecnología empleada.

GRÁFICO 2.3 PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA EN 2013



FUENTE: SEE

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2013:

- El consumo total de carbón fue de 10531 Ktep, con un descenso del 32,1% sobre el de 2012, debido fundamentalmente a la menor generación eléctrica con este combustible, por el cambio de estructura en la generación que ya se ha comentado.
- El consumo total de petróleo fue de 52934 Ktep, con descenso del 1,9% respecto al del año anterior, similar al descenso de los consumos finales de productos petrolíferos, dado que el consumo en generación eléctrica tiene una cuantía poco significativa sobre el total y aún se ha reducido más por su sustitución por gas en la generación eléctrica de Baleares.
- La demanda total de gas natural fue de 26077 Ktep con un descenso del 7,5% respecto a 2012, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 21,4%. Este descenso, a pesar del ligero aumento de usos finales, se debe al menor consumo en generación eléctrica debido a la evolución de la demanda eléctrica y al cambio indicado en la estructura de generación.
- La aportación de las energías renovables, incluyendo la hidráulica, ha registrado un fuerte crecimiento en el año, continuando la tendencia de los anteriores. Esta aportación se debe a la generación hidroeléctrica, eólica y solar.
- La energía hidroeléctrica en 2013 fue un 79% superior a la de 2012, tras dos años anteriores muy secos, recuperando niveles medios.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear bajó un 7,7% en 2013, debido al cese de actividad de la central Sta. M^a de Garoña.

En el cuadro 2.5 y gráfico 2.6 se recoge la evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB desde 2000. Este indicador de intensidad energética sufre más oscilaciones que el de energía final por unidad de PIB antes citado, al no depender únicamente de la actividad económica sino también de la hidraulicidad y eolicidad del año.

CUADRO 2.5. INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA

	E. Primaria/PIB tep/millón €2005	Energía primaria/PIB %variación anual
2000	160,9	-0,2%
2001	159,1	-1,1%
2002	159,3	0,2%
2003	159,9	0,4%
2004	162,1	1,3%
2005	159,5	-1,6%
2006	153,1	-4,0%
2007	150,6	-1,7%
2008	143,9	-4,4%
2009	137,0	-4,8%
2010	137,1	0,1%
2011	136,4	-0,6%
2012	138,1	1,3%
2013	131,3	-4,9%

FUENTE: SEE

En 2013 bajó el 4,9%, recuperando la tendencia de descenso de este ratio. La mejora de la intensidad primaria en 2013 fue mayor que la de la final, debido al cambio de estructura de la generación eléctrica, con mayor participación de energías renovables y mayor eficiencia de la transformación.



GRÁFICO 2.4 EVOLUCIÓN DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA (METODOLOGÍA EUROSTAT)

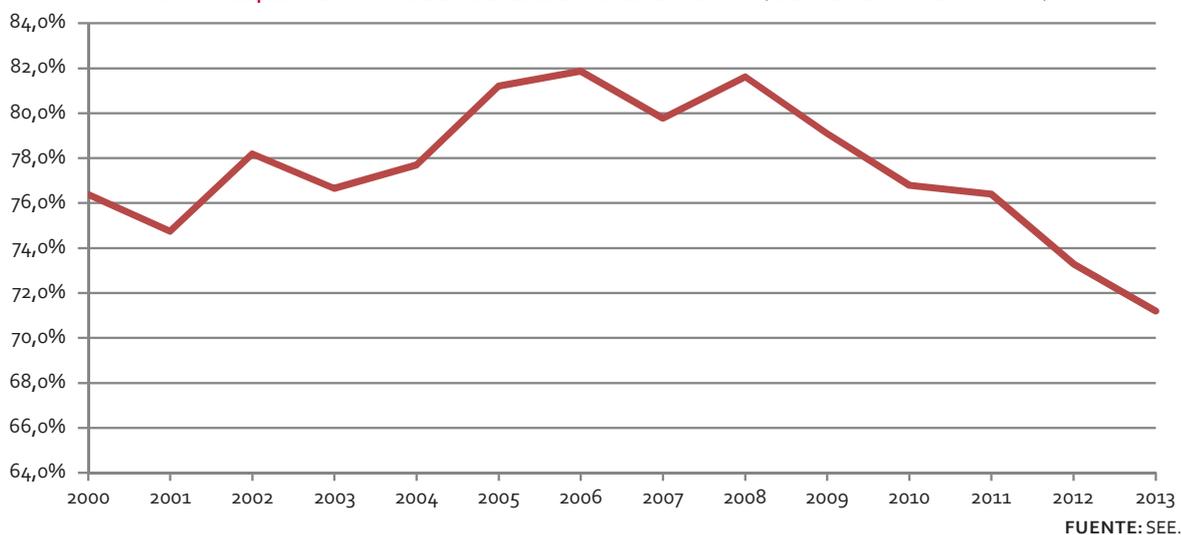


GRÁFICO 2.5 INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL

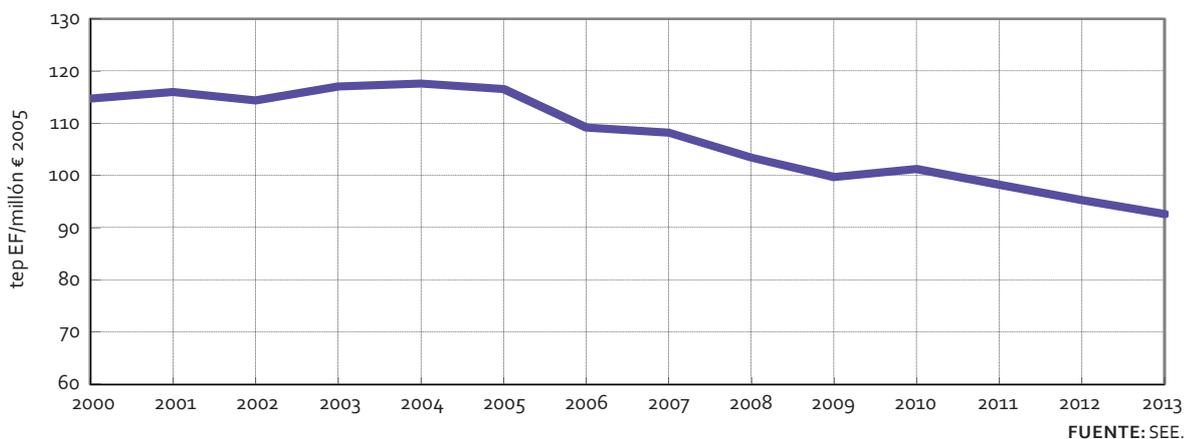
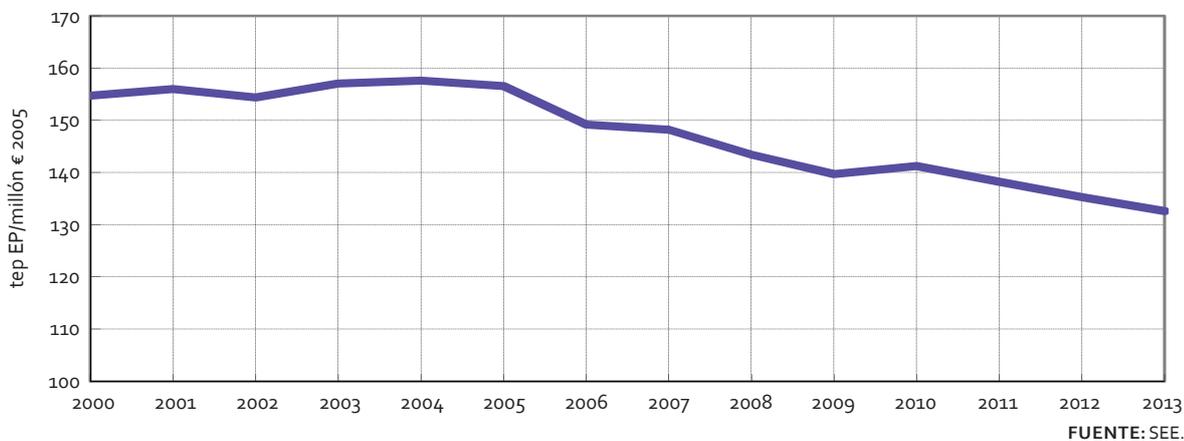


GRÁFICO 2.6 INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA



2.3 PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO

Como se indica en el cuadro 2.3 y gráfico 2.3, la producción interior de energía primaria en 2013 fue de 33750 Ktep, un 1,1% superior a la del año anterior, debido a los aumentos en hidroeléctrica, eólica y solar, que fueron superiores a los descensos en carbón, nuclear y biomasa.

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un

31,4%. La producción de petróleo y gas se mantiene en niveles muy bajos con respecto al consumo. Como se ha indicado, la producción de energía hidroeléctrica subió un 79%, la de energía nuclear bajó un 7,7%, y la de otras energías renovables subió en conjunto.

Empleando la metodología Eurostat para medir el indicador de dependencia energética, se observa en el gráfico 2.4 una mejora desde 2008, situándose en el 71,2% en 2013, valor muy inferior al del año 2000.

3. SECTOR ELÉCTRICO

En este capítulo se incluyen los datos de los balances eléctricos oficiales, que también se publican de forma separada en la Estadística de la Industria de Energía Eléctrica, que figura en la página web del MINETUR. En estos Balances se aplica la Metodología oficial exigida por la AIE y Eurostat. También se incluye información sobre precios y las principales disposiciones regulatorias aprobadas en el año.

3.1 DEMANDA ELÉCTRICA

Demanda final de energía eléctrica en 2013 fue de 232008 GWh, con descenso del 3,4% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1).

En el sistema peninsular, la demanda final fue de 218789, un 3,5% inferior a la del año anterior; la producción neta de generadores antes englobados en el Régimen Especial, incluyendo autoconsumos, aumentó un 5,6%. En los sistemas no peninsulares, la demanda final fue un 1,7% inferior a la del año anterior, desglosándose en menores consumos en Baleares, 2,1%, en Canarias, -1,2%, y en Ceuta y Melilla 7,6%. Estas tasas de variación son debidas a la evolución de la actividad económica, en particular de la industria, dado que han tenido poca influencia las diferencias de laboralidad y temperaturas entre los dos años.

La demanda final, más las pérdidas en transporte y distribución y el consumo de los sectores transformadores de la energía, aparece desglosada en los cuadros 3.2 y 3.3.

3.1 CONSUMO FINAL NACIONAL DE ELECTRICIDAD. (Unidad: GWH)

	2012	2013	2013/2012
1. Sistema peninsular	226.796	218.789	-3,5%
2. Sistema extrapeninsular	13.452	13.219	-1,7%
– Consumo final en Baleares	5.199	5.087	-2,1%
– Consumo final en Canarias	7.859	7.768	-1,2%
– Consumo final en Ceuta y Melilla	394	364	-7,6%
Consumo final total nacional	240248	232008	-3,4%
Emissiones de CO ₂ sobre consumo final de electricidad (Kt CO ₂ /GWh)		0,29	

FUENTE: R.E.E. y MINETUR.SEE

3.2 CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD PENINSULAR (Unidad: GWH)

	2.012	2.013	2013/2012
Producción neta del régimen ordinario (1)	166.444	149.809	-10,0%
Producción neta del régimen especial (1) (incluye autoconsumos)	105.752	111.661	5,6%
Consumos en bombeo	5.023	5.960	18,7%
Importación-exportación	-11.199	-6.731	-39,9%
Enlace Península-Baleares	-570	-1.269	122,4%
Pérdidas en tte. y distribución y consumos en el sector energético	28.607	28.722	0,4%
Consumo final de electricidad peninsular	226.796	218.789	-3,5%

(1) Denominaciones vigentes en los años de referencia.

FUENTE: R.E.E. y MINETUR.SEE

SECTOR ELÉCTRICO

3.3 CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA EXTRAPENINSULAR. (Unidad: GWh)

	2012	2013	2013/2012
Baleares	5.199	5.087	-2,1%
Producción neta (GWh bc)	5.166	4.290	-17,0%
Régimen ordinario (1)	4.886	4.016	-17,8%
Régimen especial (1)	280	273	-2,5%
Pérdidas en tte. y distribución y consumos en el sector energetico	538	471	-12,4%
Enlace Península-Baleares	570	1.269	122,4%
Canarias	7.859	7.768	-1,2%
Producción neta (GWh bc)	8.768	8.726	-0,5%
Régimen ordinario	8.178	7.861	-3,9%
Régimen especial	590	865	46,7%
Pérdidas en tte. y distribución y consumos en el sector energetico	909	958	5,4%
Ceuta y Melilla	394	364	-7,6%
Producción neta (GWh bc)	440	409	-7,0%
Régimen ordinario	433	403	-6,9%
Régimen especial	7	7	-9,1%
Pérdidas en tte. y distribución y consumos en el sector energetico	46	45	-1,8%
Consumo final total extrapeninsular	13.452	13.219	-1,7%

(1) Denominaciones vigentes en los años de referencia.

FUENTE: R.E.E. y MINETUR.SEE.

3.2 OFERTA ELÉCTRICA

La producción eléctrica bruta en el conjunto nacional ascendió en 2013 a 285258 GWh, un 4,1% inferior a la del año anterior. La estructura de generación, como puede observarse en el Cuadro 3.4, muestra un aumento significativo de la producción con energías renovables, hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica y solar termoeléctrica y biomasa. La generación eólica ha subido su aportación hasta el 19,5% del total.

La producción en centrales nucleares bajó un 7,7%, debido al cese de operación de la central de S.M. de Garoña, mientras que el resto de grupos tuvo alta disponibilidad. La producción con carbón registró un importante descenso, 25,8%, tras la recupera-

ción del año anterior, con lo que la participación del carbón dentro del conjunto total nacional bajó hasta el 14,5%.

La producción con productos petrolíferos, incluyendo su uso como combustible de apoyo en centrales que utilizan principalmente otras energías, ha bajado un 25,8% y su peso en la estructura de generación es del 4,9%; ha sido muy significativo del descenso de generación en Baleares, debido a la conexión eléctrica de este sistema con el peninsular. Ha bajado, un año más, la generación en centrales de ciclo combinado con gas, 35,6%, y también la cogeneración con gas, 6,4%.

Los consumos en generación han sido inferiores a los del año anterior, 5,6%, por la menor participa-

3.4 PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (POR COMBUSTIBLES) (Unidad: GWH)

	2012	2013	2013/2012
I. SISTEMA PENINSULAR	282.335	271.028	-4,0%
I.1. REGIMEN ORDINARIO (1)	173.843	156.375	-10,0%
Hidroeléctrica	17.769	33.968	91,2%
	14.152	29.677	109,7%
bombeo	3.617	4.291	18,6%
Térmica	156.074	122.407	-21,6%
Nuclear	61.470	56.731	-7,7%
Antracita	8.415	3.372	-59,9%
Lignito negro	3.022	2.245	-25,7%
Hulla	40.220	31.682	-21,2%
Gas siderúrgico	780	1.073	37,6%
Gas natural	40.412	26.038	-35,6%
Prod. petrolíferos	1.755	1.266	-27,9%
I.2. REGIMEN ESPECIAL (1)	108.492	114.653	5,7%
Hidroeléctrica	6.393	7.103	11,1%
Eólica	49.138	55.404	12,8%
Fotovoltaica	7.802	7.858	0,7%
Termosolar	3.773	4.853	28,6%
Carbón	638	646	1,3%
Gas siderúrgico	137	122	-11,4%
Gas natural	32.508	30.422	-6,4%
Prod. petrolíferos	2.406	2.342	-2,7%
Biomasa	3.396	3.789	11,6%
Biogas	866	907	4,7%
R.S.U. renovable	630	518	-17,7%
R.S.U. no renovable	630	518	-17,7%
Otras fuentes	175	172	-1,6%
II. SISTEMA EXTRAPENINSULAR	15.222	14.230	-6,5%
II.1.-BALEARES	5.506	4.615	-16,2%
REGIMEN ORDINARIO	5.219	4.337	-16,9%
Carbón	2.779	2.432	-12,5%
Prod. petrolíferos	2.052	1.271	-38,1%
Gas natural	388	634	63,6%
REGIMEN ESPECIAL	286	277	-3,1%
Prod. petrolíferos	4	4	-3,4%
R.S.U. renovable	82	73	-10,0%
R.S.U. no renovable	82	73	-10,0%
Eólica	6	6	0,9%
Solar	113	120	6,7%

SECTOR ELÉCTRICO

3.4 PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (POR COMBUSTIBLES) (Unidad: GWh) (Continuación)

	2012	2013	2013/2012
II.2.-CANARIAS	9.242	9.173	-0,8%
REGIMEN ORDINARIO	8.635	8.295	-3,9%
Prod. petrolíferos	8.635	8.295	-3,9%
REGIMEN ESPECIAL	607	877	44,5%
Prod. petrolíferos	2	240	-
Eólica	328	357	8,8%
Solar	277	280	0,9%
II.3.-CEUTA y MELILLA	474	442	-6,7%
REGIMEN ORDINARIO	466	435	-6,6%
Prod. petrolíferos	466	435	-6,6%
REGIMEN ESPECIAL	8	7	-9,3%
R.S.U. renovable	4	3	-9,3%
R.S.U. no renovable	4	3	-9,3%
Total producción bruta	297.557	285.258	-4,1%
Consumos propios	10.987	10.370	-5,6%
Consumo en bombeo	5.023	5.960	18,7%
Importación -exportación	-11.199	-6.731	-39,9%
Demanda nacional (GWh bc)	270.348	262.197	-3,0%
Emisiones de CO ₂ sobre producción bruta (Kt CO ₂ /GWh)		0,24	

(1) Denominaciones vigentes en los años de referencia.

FUENTE: MINETUR. SEE.

ción de las centrales de combustibles fósiles y mayor de la generación con energías renovables. Finalmente, la demanda eléctrica en barras de central, es decir, antes de transporte y distribución y sin restar los consumos de otros sectores transformadores de la energía, bajó un 3% en relación con la de 2012, con descenso del saldo exportador de intercambios internacionales y aumento del consumo en bombeo.

3.3 EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el

sistema eléctrico español en 2013, ha ascendido a 185.148 GWh, lo que supone un aumento del 3,82% respecto al año 2012. El precio medio fue de 44,26 €/MWh, con descenso del 6,29% respecto al del año anterior.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario en el mismo periodo se ha situado en 33.237 GWh, con descenso del 29,09% respecto al año 2012, con precio medio de 44,97 €/MWh, un descenso del 5,45%.

El precio horario final medio del sistema en 2013 fue de 57,49 €/MWh, con descenso del 3,49% respecto del año anterior. El 80,13% de este precio en 2013 corresponde a la componente del precio del merca-



do diario, siendo el resto las componentes del precio del mercado intradiario, los servicios de ajuste del sistema eléctrico y el pago por capacidad.

Las subastas CESUR celebradas en 2013 registraron precio base en el primer trimestre de 54,18 €/MWh y 47,58 €/MWh en el cuarto trimestre. Los precios punta oscilaron entre 61,15 y 57.00 €/MWh en los mismos períodos.

3.4 EVOLUCIÓN DE PEAJES Y TARIFAS ELÉCTRICAS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

Actualización de los peajes de acceso y tarifas de último recurso en 2013

Las variaciones registradas en los peajes de acceso y en las tarifas de último recurso se recogen en los siguientes cuadros:

CUADRO 3.5 PEAJES DE ACCESO

Peajes	enero-13	agosto-13
Baja Tensión (con derecho a TUR)	0,00 %	+6,97 %
Baja Tensión (sin derecho a TUR)	0,00 %	+6,16 %
Alta tensión	0,00 %	+7,83 %

FUENTE: SEE.

CUADRO 3.6 TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO

Año	Incremento medio TUR %
ene-13	+2,99%
abr-13	-6,60%
jul-13	+1,29%
ago-13	+4,54%
oct-13	+2,74%

FUENTE: SEE

Comparación con otros países

En los cuadros 3.7 y 3.8, se detallan los precios de energía eléctrica en países europeos, de fuente EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo industrial y doméstico.

CUADRO 3.7 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES.

Precios en Euro/kWh, SINTASAS, 1 ^{er} semestre 2013							
Países	Consumidores tipo						
	IA < 20 MWh	IB >20 <500 MWh	IC >500 <2.000 MWh	ID >2.000 <20.000 MWh	IE >20.000 <70.000 MWh	IF >70.000 <150.000 MWh	IG >150.000 MWh
UE (28)	0,152	0,113	0,094	0,084	0,076	0,070	:
Bélgica	0,155	0,127	0,091	0,078	0,060	0,053	:
Bulgaria	0,104	0,092	0,080	0,069	0,061	0,055	0,055
Rep. Checa	0,185	0,147	0,101	0,096	0,095	0,100	:
Dinamarca	0,112	0,098	0,090	0,089	0,081	0,081	:
Alemania	0,169	0,106	0,086	0,076	0,070	0,064	:
Estonia	0,098	0,090	0,084	0,077	0,070	0,061	:
Irlanda	0,184	0,157	0,133	0,113	0,102	0,090	:
Grecia	0,151	0,125	0,104	0,087	0,078	0,059	:
España	0,223	0,143	0,117	0,100	0,082	0,066	0,054

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.7 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES (Continuación)

Precios en Euro/kWh, SINTASAS, 1 ^{er} semestre 2013							
Países	Consumidores tipo						
	IA < 20 MWh	IB >20 <500 MWh	IC >500 <2.000 MWh	ID >2.000 <20.000 MWh	IE >20.000 <70.000 MWh	IF >70.000 <150.000 MWh	IG >150.000 MWh
Francia	0,102	0,090	0,077	0,067	0,061	0,057	:
Croacia	0,126	0,112	0,094	0,081	0,063	0,062	:
Italia	0,179	0,134	0,112	0,102	0,091	0,082	0,084
Chipre	0,249	0,229	0,200	0,188	:	0,174	:
Letonia	0,144	0,122	0,113	0,104	0,103	0,101	:
Lituania	0,145	0,129	0,123	0,119	0,126	:	:
Luxemburgo	0,150	0,111	0,094	0,072	0,061	:	:
Hungría	0,107	0,102	0,090	0,088	0,090	0,093	0,090
Malta	0,290	0,200	0,180	0,160	0,150	:	:
Holanda	0,111	0,098	0,079	0,073	0,068	0,068	:
Austria	0,124	0,106	0,087	0,077	0,067	0,062	:
Polonia	0,150	0,113	0,088	0,075	0,069	0,065	0,069
Portugal	0,128	0,115	0,102	0,091	0,080	0,075	:
Rumania	0,118	0,106	0,090	0,076	0,067	0,068	:
Eslovenia	0,126	0,115	0,084	0,074	0,066	0,063	:
Eslovaquia	0,202	0,148	0,124	0,114	0,102	0,097	0,100
Finlandia	0,089	0,083	0,068	0,064	0,052	0,052	:
Suecia	0,148	0,089	0,080	0,068	0,062	0,054	:
Reino Unido	0,142	0,125	0,112	0,103	0,103	0,103	0,097
Noruega	0,079	0,083	0,081	0,063	0,051	0,042	:
Montenegro	0,078	0,105	0,072	0,062	:	0,051	:
Ex República Yugoslava de Macedonia	0,039	0,039	0,039	0,039	0,053	0,051	0,047
Serbia	0,065	0,071	0,057	0,049	0,048	0,045	:
Turquía	0,097	0,094	0,089	0,085	0,077	0,075	0,075
Bosnia Herzegovina	0,113	0,089	0,065	0,065	0,046	:	0,056
% DIFERENCIA DE ESPAÑA SOBRE MEDIA	46,61	26,17	23,93	19,16	8,45	-5,15	-

FUENTE: Eurostat.

CUADRO 3.8 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS

Precios en Euro /kWh, SIN TASAS (1 ^{er} semestre 2013)					
Países	Consumidores tipo				
	DA: <1.000 kWh	DB: 1.000 a 2.500 kWh	DC: 2.500 a 5.000 kWh	DD: 5.000 a 15.000 kWh	DE: >15.000 kWh
UE (28)	0,224	0,152	0,137	0,127	0,120
Bélgica	0,219	0,174	0,158	0,142	0,124
Bulgaria	0,080	0,078	0,077	0,077	0,078
Rep. Checa	0,265	0,193	0,125	0,108	0,095
Dinamarca	0,154	0,154	0,130	0,112	0,112
Alemania	0,260	0,170	0,149	0,138	0,135
Estonia	0,106	0,103	0,099	0,096	0,085
Irlanda	0,481	0,232	0,195	0,172	0,152
Grecia	0,166	0,109	0,117	0,117	0,098
España	0,292	0,191	0,175	0,153	0,141
Francia	0,218	0,120	0,101	0,089	0,078
Croacia	0,190	0,119	0,109	0,104	0,100
Italia	0,200	0,138	0,150	0,183	0,209
Chipre	0,254	0,226	0,228	0,223	0,210
Letonia	0,097	0,108	0,114	0,117	0,120
Lituania	0,117	0,115	0,113	0,110	0,104
Luxemburgo	0,213	0,163	0,145	0,131	0,119
Hungría	0,120	0,112	0,106	0,101	0,106
Malta	0,371	0,190	0,162	0,171	0,314
Holanda	0,314	0,160	0,132	0,116	0,093
Austria	0,214	0,159	0,141	0,128	0,118
Polonia	0,148	0,120	0,116	0,109	0,108
Portugal	0,168	0,131	0,121	0,112	0,115
Rumania	0,092	0,091	0,089	0,088	0,085
Eslovenia	0,158	0,132	0,118	0,109	0,099
Eslovaquia	0,225	0,157	0,138	0,122	0,107
Finlandia	0,221	0,145	0,110	0,095	0,079
Suecia	0,266	0,153	0,136	0,109	0,094
Reino Unido	0,194	0,180	0,166	0,150	0,135
Islandia	0,247	0,105	0,083	0,073	0,041
Noruega	0,355	0,216	0,137	0,094	0,081
Montenegro	0,146	0,094	0,085	0,080	0,077
Ex República Yugoslava de Macedonia	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
Serbia	0,173	0,056	0,047	0,047	0,057

CUADRO 3.8 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS (Continuación)

Precios en Euro /kWh, SINTASAS (1 ^{er} semestre 2013)					
Países	Consumidores tipo				
	DA: <1.000 kWh	DB: 1.000 a 2.500 kWh	DC: 2.500 a 5.000 kWh	DD: 5.000 a 15.000 kWh	DE: >15.000 kWh
Turquía	0,119	0,119	0,119	0,118	0,119
Albania	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096
Bosnia Herzegovina	0,194	0,078	0,069	0,063	0,060
% DIFERENCIA DE ESPAÑA SOBRE MEDIA	30,29	25,60	27,88	20,45	17,29

FUENTE: Eurostat.

Desarrollos normativos aprobados en 2013 relativos a peajes de acceso y tarifas de último recurso

- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013.
- Resolución de 27 de diciembre de 2012, 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 a partir del 1 de enero de 2013.
- Resolución de 25 de marzo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir de 1 de abril de 2013.
- Resolución de 26 de junio de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir de 1 de julio de 2013.
- Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan las tarifas de último recurso.
- Resolución de 24 de septiembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir de 1 de octubre de 2013.

3.5 RELACIÓN DE NORMATIVA

Entre las principales disposiciones publicadas durante el año 2013 cabe señalar las siguientes:

Normas con rango legal

- Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en



el sector financiero. Se ha aprobado este Real Decreto-Ley ante la aparición de nuevas desviaciones en las estimaciones de costes e ingresos motivadas por distintos factores, tanto para el cierre de 2012 como para 2013 que harían casi inviable la cobertura de los mismos con cargo a los peajes eléctricos y a las partidas previstas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado, considerando paliar este problema con la adopción de determinadas medidas urgentes de reducción de costes que eviten la asunción de un nuevo esfuerzo por parte de los consumidores, contribuyendo a que éstos, mediante el consumo y la inversión, puedan colaborar también a la recuperación económica.

- Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que establece, entre otros aspectos un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos y una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica.
- Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, cuyo objeto es la creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que agrupando las funciones relativas al correcto funcionamiento de los mercados y sectores supervisados por la Comisión Nacional de Energía, la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones, la Comisión Nacional de la Competencia, el Comité de Regulación Ferroviaria, la Comisión Nacional del Sector Postal, la Comisión de Regulación Económica Aeropora-

tuaria y el Consejo Estatal de Medios Audiovisuales.

- Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, introduciendo medidas que tienen por objeto sentar las bases para el desarrollo de los nuevos regímenes retributivos que se establezcan, con la finalidad de incrementar la competencia en estos sistemas y reducir los costes de generación, así como el refuerzo de las herramientas de actuación por parte de la Administración ante situaciones de riesgo.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Impulsa la competencia efectiva en el sector, introduciendo, entre otras medidas, un aumento de la competencia de las comercializadoras de referencia mejorando la posición del consumidor en cuanto a la información disponible y facilitando los procesos de cambio de suministrador.

Desarrollos normativos

- Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Orden IET/18/2013, de 17 de enero, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros



de 28 de diciembre de 2012, por el que se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para la autorización o la emisión de informes favorables a los que hace referencia el artículo 36.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para determinadas instalaciones de la red de transporte de electricidad de conformidad con lo establecido en el artículo 10.5 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

- Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre, por la que se establece el método de cálculo de los costes fijos y variables de la instalación de producción eléctrica hidroeléctrica de Gorona del Viento.
- Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.
- Orden IET/2442/2013, de 26 de diciembre por la que se establecen las retribuciones del segundo periodo de 2013 para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y se establecen otras medidas en relación con la retribución de las actividades de transporte y distribución de años anteriores.
- Resolución de 17 de enero de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina la anualidad correspondiente a 2012 y el importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2012, de los proyectos de centrales nucleares paralizados definitivamente por la disposición adicional octava de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, sustituida por la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Resolución de 24 de enero de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación P.O.14.10 liquidación de la corrección de registros de medidas posteriores a la liquidación definitiva.
- Resolución de 8 de febrero de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la 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 primer trimestre de 2013.
- Resolución de 13 de febrero de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2013, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.
- Resolución de 14 de febrero de 2013, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Resolución de 19 de febrero de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas,



por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir de 1 de marzo de 2013.

- Resolución de 19 de febrero de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la vigésima segunda subasta CESUR.
- Resolución de 20 de marzo de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica la de 13 de febrero de 2013, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2013, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.
- Resolución de 14 de marzo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos y de los derechos de cobro cedidos al fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico.
- Resolución de 25 de marzo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir de 1 de abril de 2013.
- Resolución de 25 de abril de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la 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 segundo trimestre de 2013.
- Resolución de 9 de mayo de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la fecha de la subasta, el horizonte temporal y el número de contratos ofrecidos por el sistema eléctrico español en la subasta de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal, a celebrar en junio del año 2013.
- Resolución de 29 de mayo de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la vigésima tercera subasta CESUR.
- Resolución de 30 de mayo de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores dominantes en los sectores energéticos.
- Resolución de 30 de mayo de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos.
- Resolución de 26 de junio de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir de 1 de julio de 2013.
- Resolución de 17 de julio de 2013, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del acuerdo de convalidación del Real



Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

- Resolución de 26 de julio de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la 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 tercer trimestre de 2013.
- Resolución de 29 de julio de 2013, 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 2012, 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.
- Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica y el cambio de hora de cierre del mercado diario.
- Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.-3.1, P.O.-3.2, P.O. 3.8 y P.O. 3.9, para su adaptación al cambio de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12hoo CET.
- Resolución de 2 de septiembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la vigésimo cuarta subasta CESUR.
- Resolución de 24 de septiembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir de 1 de octubre de 2013.
- Resolución de 4 de noviembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la 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 cuarto trimestre de 2013.
- Resolución de 19 de noviembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la fecha de la subasta, el horizonte temporal y el número de contratos ofrecidos por el sistema eléctrico español en la subasta de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal, a celebrar en diciembre del año 2013.
- Resolución de 20 de noviembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la vigésimo quinta subasta CESUR.
- Resolución de 20 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que



se determina que el precio resultante de la vigesimoquinta subasta CESUR convocada por Resolución de 20 de noviembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, no debe ser

considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, al haber quedado anulada a todos los efectos.

4. SECTOR NUCLEAR



4.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

En España hay 7 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en 5 emplazamientos, que suponen una potencia instalada de 7.894,8 MWe, lo que representa el 7,3 % de la potencia total de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2013 fue de 56.731 GWh, lo que supuso una contribución del 19,8 % al total de la producción bruta total nacional.

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 2013 ha sido del 87,54 %, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 88,45 %.

En relación con las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares en el año 2013, cabe señalar que, mediante la Orden IET/1302/2013, de 5 de julio, (BOE 10-7-13), se declaró el cese definitivo de la explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña, que tuvo lugar el 6 de julio de 2013. En esta Orden se señalaba que la Orden ITC/1785/2009, de 3 de julio, por la que se otorgó la renovación de la autorización de explotación de la central, vencía el 6 de julio de 2013, por lo que la central debía cesar su operación en dicha fecha, aun cuando no existan razones de seguridad nuclear y protección radiológica que lo exigieran.

Por otra parte, en noviembre de 2013, con un año de antelación a su vencimiento, de acuerdo con lo establecido en su autorización de explotación, se presentó ante el MINETUR la solicitud de renovación de la autorización de explotación de la central nuclear de Trillo.

4.2 PRUEBAS REALIZADAS A LAS CENTRALES NUCLEARES ESPAÑOLAS, COMO CONSECUENCIA DEL ACCIDENTE EN LA CENTRAL NUCLEAR DE FUKUSHIMA

Tras el accidente ocurrido el 11-3-11 en la central nuclear de Fukushima Dai-ichi, el Consejo de la Unión Europea celebrado el 24-3-11 aprobó que todas las centrales de la UE deberían someterse a unas pruebas de resistencia (test de stress) para verificar su seguridad ante fenómenos naturales de carácter extraordinario.

Para ello, la Asociación de Reguladores de Europa Occidental (WENRA), constituida por los reguladores de los países europeos con centrales nucleares, preparó una propuesta, según la cual, se deberían analizar tres grandes ámbitos de gestión de sucesos extraordinarios en relación con la seguridad: sucesos externos extremos; pérdidas de funciones de seguridad y gestión de accidentes severos.

Esta propuesta fue respaldada por el Grupo Europeo de Reguladores Nucleares (ENSREG), que asesora al Parlamento Europeo y al Consejo de la UE, que además estableció los plazos para que

los resultados de estas pruebas de resistencia pudieran ser presentadas en el Consejo de la UE de junio de 2012.

Por lo que a España se refiere, el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), dentro de las asociaciones de reguladores europeos anteriormente señaladas, participó en las actividades destinadas a establecer las pruebas que han servido para llevar a cabo estas evaluaciones. En base a esto, el 25-5-11 el CSN aprobó una Instrucción Técnica Complementaria (ITC) dirigida a las centrales, en la que se establecían las pruebas a realizar y el calendario para llevarlas a cabo.

Las fases previstas en este proceso han sido las siguientes:

- Primera fase: Evaluación previa de los titulares de las centrales, que había de responder a los criterios establecidos en estas pruebas de resistencia, e implicaba la remisión por parte de los titulares de los informes y los documentos asociados, así como de los planes de actuaciones. En esta evaluación se revisó la resistencia de las centrales a sucesos de origen externo, tales como terremotos, inundaciones y otros sucesos naturales; la pérdida de las funciones de seguridad, por pérdida de los diferentes escalones de suministro de energía eléctrica y del sumidero final de calor; y la gestión de accidentes severos en el núcleo del reactor y accidentes con pérdida de inventario y/o refrigeración en las piscinas de combustible gastado.
- Segunda fase: Los organismos reguladores de los Estados miembros tenían que elaborar los

correspondientes informes de evaluación nacional, a partir de los informes de cada instalación.

- Tercera fase: Equipos de expertos de varios países revisarían los informes nacionales ("peer reviews"). Estos equipos estarían formados por siete personas: un representante de la Comisión Europea y seis miembros procedentes de los 27 organismos reguladores de la UE, y podrían realizar inspecciones de las centrales sobre el terreno.

Así, en cumplimiento del calendario establecido a nivel comunitario, el CSN envió el 23-12-11 el informe correspondiente a las centrales españolas, en el que, entre sus conclusiones, se señalaba que no se había identificado ningún aspecto que supusiera una deficiencia relevante en la seguridad de estas instalaciones y que pudiera requerir la adopción urgente de actuaciones en las mismas.

Los informes de los titulares concluían que actualmente se cumplen las bases de diseño y las bases de licencia establecidas para cada instalación, y los estudios realizados ponían de manifiesto la existencia de márgenes que aseguran el mantenimiento de las condiciones de seguridad de las centrales más allá de los supuestos considerados en el diseño.

Adicionalmente, para incrementar la capacidad de respuesta frente a situaciones extremas, los titulares de las centrales propusieron la implantación de mejoras relevantes y el refuerzo de los recursos para hacer frente a emergencias. Las mejoras identificadas se realizarán en varias etapas, en función de sus características técnicas



y de los plazos necesarios para su implantación. Con este fin, el 14-3-12 el CSN aprobó las ITC dirigidas a cada una de las centrales, en las que se les requiere para que presenten a este Organismo un Plan de acción que detalle todas las mejoras a implantar.

En estas ITC se establecía la programación de los plazos de implantación de las mejoras previstas, contemplando actuaciones a corto plazo (hasta finales 2012), medio plazo (finales 2014) y largo plazo (finales 2016), y se establecía que todo el proceso debería estar adecuadamente procedimentado, prever formación y entrenamiento del personal, y una vigilancia específica de los nuevos equipos a instalar, con especial énfasis en asegurar que el uso de los nuevos equipos previstos se pueda realizar de modo rápido y eficiente en condiciones reales de emergencia.

Dentro de la tercera fase que se llevó a cabo durante los primeros meses de 2012, relativa a la revisión por pares de los informes nacionales (peer-reviews), durante los días 6 al 8 de febrero de 2012 tuvieron lugar en Luxemburgo la presentación de los informes enviados por los distintos organismos reguladores, con los resultados obtenidos tras estas pruebas de resistencia a las centrales nucleares europeas. Asimismo, durante la penúltima semana de marzo de 2012, una delegación de expertos internacionales, formada por miembros de otros organismos reguladores europeos y de la Comisión Europea, estuvo en España para realizar la revisión inter pares, de cara a verificar la solvencia del informe nacional de las pruebas de resistencia realizadas a las centrales nucleares españolas.

Estas revisiones se han realizado por un equipo de expertos que componían tres grupos de trabajo y que se encargaban de analizar los informes elaborados por los reguladores europeos, dividiéndolos en tres áreas transversales: sucesos iniciadores externos, pérdida de funciones de seguridad y gestión de accidentes severos. Asimismo, se elaboraron "informes nacionales" para cada uno de los países examinados.

Posteriormente, tras el doble análisis de los grupos de trabajo —transversal por áreas y por países—, se ha elaborado un informe final que fue remitido al Grupo Europeo de Reguladores de Seguridad Nuclear (ENSREG), para su aprobación, lo que tuvo lugar el 26-4-12. Este informe se presentó en un seminario público que tuvo lugar en Bruselas el 8-5-12.

Una vez concluido el proceso de las pruebas de resistencia y las correspondientes revisiones entre pares, el 1-8-12 ENSREG aprobó el Plan de Acción de Seguimiento Post-Fukushima, que tiene por objeto comprobar el grado de implantación de las acciones de refuerzo de la seguridad establecidas, e intercambiar información sobre aquellas que están planificadas, o en estudio, en todas y cada una de las centrales nucleares de la UE.

El documento recoge las actividades que tanto los Estados miembros como el propio ENSREG pondrán en marcha con ese fin. Entre ellas destaca el programa de visitas a centrales nucleares aprobado por ENSREG, a través del cual un grupo de expertos viajó (entre finales de agosto y principios de septiembre del 2012) a distintas centrales para comprobar el estado de los trabajos. En lo que a

España respecta, la central nuclear de Trillo recibió, en septiembre de 2012, la visita del grupo internacional, durante la cual se realizó una revisión de verificación.

Otra de las medidas incluidas fueron el desarrollo de unos planes de acción nacionales, que debían presentarse antes de finales de 2012, así como la realización, entre febrero y marzo de 2013, de una revisión de estos planes, para promover consistencia entre las respuestas de los países y difundir las mejores prácticas para reforzar la seguridad.

De acuerdo con lo anterior, el CSN elaboró un Plan de Acción Nacional, que fue remitido a la Comisión Europea el 27-12-12, y que contiene las acciones que actualmente se están llevando a cabo o previstas hasta 2016 en España en relación con los programas iniciados a nivel nacional e internacional a raíz del accidente de Fukushima, así como sobre su proceso de implantación.

De acuerdo con las recomendaciones del Grupo Europeo de Reguladores de Seguridad Nuclear (ENSREG), dicho plan incluye:

- Las conclusiones del proceso de las pruebas de resistencia realizado entre junio y diciembre de 2011;
- Las sugerencias y recomendaciones emanadas de las revisiones entre pares de ENSREG llevados a cabo en marzo y septiembre de 2012;
- Las recomendaciones generales compiladas, a nivel europeo, por el comité de dirección de las revisiones entre pares;
- Los resultados relevantes de la Segunda Reunión Extraordinaria de la Convención de Seguridad Nuclear celebrada en Viena del 27 al 31 de agosto de 2012, y
- Otras acciones ya iniciadas en España a nivel nacional.

Este Plan puede consultarse en la página web del CSN¹.

El seminario de ENSREG para someter a revisión inter pares el contenido y grado de implementación de los Planes de Acción Nacional tuvo lugar en Bruselas del 22 al 26 de abril de 2013 y contó con la participación de 21 Estados miembros, la Comisión Europea, Suiza y Ucrania, así como con observadores de Armenia, Canadá y Taiwán y el OIEA (Organismo Internacional de Energía Atómica).

Para mejorar la eficacia y transparencia del proceso, todos los Planes Nacionales fueron expuestos de la página web de ENSREG en enero de 2013, de forma que, tanto los participantes de los Estados miembros en el seminario como todos los interesados, tuvieron la oportunidad de formular comentarios y preguntas con anterioridad a la celebración de éste, que fueron respondidas y consideradas por los participantes a la hora de realizar sus respectivas exposiciones.

Durante el mismo, tras las correspondientes presentaciones, los debates trataron de revisar has-

¹ http://www.csn.es/images/stories/actualidad_datos/noticias/planaccion.pdf



ta qué punto las revisiones, recomendaciones y sugerencias post-Fukushima habían sido tenidas en cuenta, así como el grado de cumplimiento de los Planes de Acción, identificando retos a conseguir y buenas prácticas a difundir. El seminario concluyó la conveniencia de celebrar una revisión inter pares de seguimiento que tendrá lugar, en principio, en 2015.

Los resultados de este seminario fueron presentados al público en la Conferencia de Seguridad Nuclear de ENSREG que tuvo lugar del 11 al 12 de junio de 2013.

4.3 PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2013 la fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de la empresa ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., ha fabricado 1.116 elementos combustibles, tanto para el mercado nacional (37%), como para la exportación (63%), con destino a Francia, Bélgica y Suecia. Estos elementos contenían 352 toneladas de uranio y, de ellos, 464 correspondían al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 652 al tipo BWR (reactor de agua en ebullición).

Las cantidades compradas por ENUSA en 2013 para las centrales nucleares españolas han sido: 1.966 toneladas de concentrados de uranio (U_3O_8), 1.659 toneladas en servicios de conversión y 1.240.000 UTS (Unidades de Trabajo de Separación) en servicios de enriquecimiento.

4.4 SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

- **Construcción del Almacén Temporal Centralizado de combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad (ATC) y su centro tecnológico asociado (CTA).**

Tras la selección por Consejo de Ministros en diciembre de 2011 del municipio de Villar de Cañas (Cuenca), como emplazamiento de esta instalación, y la adquisición en septiembre de 2012 de los terrenos para su ubicación, se iniciaron los trabajos de la Fase I del Plan de caracterización del emplazamiento, elaborado por ENRESA y consensado por el CSN, y cuyos resultados se presentaron ante el organismo regulador en julio de 2013. En octubre de ese año, ENRESA inició los trabajos complementarios de dicha Fase, consistentes en la realización de una geofísica de detalle en la zona, la ampliación del estudio hidrogeológico y el estudio de fuentes sismotectónicas.

Estos trabajos han servido de soporte para la elaboración de los documentos asociados a la solicitud de autorización previa o de emplazamiento y la autorización de construcción (particularmente, al estudio de caracterización del emplazamiento asociado a la solicitud de autorización previa, y al estudio preliminar de seguridad asociado a la solicitud de autorización de construcción), a evaluar favorablemente por el CSN, al objeto de poder emitir las correspondientes autorizaciones. No obstante, la caracterización del emplazamiento continuará durante todo el proceso de licenciamiento, con objeto de obtener datos de procesos que requieren largos periodos de observación, y

durante el periodo de construcción, hasta la puesta en operación de la instalación.

En agosto de 2013, ENRESA presentó la solicitud de sometimiento del proyecto del ATC y su CTA a Evaluación de Impacto Ambiental, ante el MINETUR, que es el órgano sustantivo en dicho procedimiento. Esta Evaluación le era requerida por el entonces vigente Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, dada su condición de instalación diseñada exclusivamente para el almacenamiento (proyectado para un periodo superior a diez años) de combustibles nucleares gastados o de residuos radiactivos en un lugar distinto del de producción. El objeto de dicho procedimiento es la obtención de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto, a emitir por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medioambiente (MAGRAMA).

Una vez trasladada la citada solicitud, junto con el correspondiente Documento de Inicio, al MAGRAMA, éste determinó, en febrero de 2014, la amplitud y nivel de detalle que debe tener el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental (EslA), tras consultar a las Administraciones públicas afectadas y al público interesado. Dicho EslA, que fue presentado por ENRESA en mayo de 2014, debe ser sometido a información pública y consulta a las mismas entidades previamente consultadas por el MAGRAMA, como paso previo para la emisión de la DIA.

Por otra parte, en enero de 2014, ENRESA solicitó simultáneamente, ante el MINETUR, la autoriza-

ción previa o de emplazamiento y la autorización de construcción para la instalación nuclear del ATC, requeridas por el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas (RINR), aprobado por Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, y que se concederán tras el preceptivo informe favorable del CSN.

La autorización previa, que es un reconocimiento oficial del objetivo propuesto y de la idoneidad del emplazamiento elegido para albergar la instalación, facultará a ENRESA, como titular de la instalación, a iniciar las obras de infraestructuras preliminares que se autoricen, mientras que la autorización de construcción le permitirá iniciar la construcción de la instalación, así como solicitar, en su momento, la autorización de explotación. La autorización previa debe someterse a información pública, a efectuar de forma conjunta a la correspondiente al EslA.

- **Combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares**

El combustible irradiado descargado de cada reactor se almacena en las piscinas de las centrales nucleares, salvo en el caso de la central nuclear de Trillo que, adicionalmente, dispone de un almacén temporal situado en el emplazamiento de la central, donde se almacena el combustible en seco, tras ser enfriado un tiempo en la piscina. Asimismo, todo el combustible irradiado durante la operación de la central nuclear de José Cabrera, actualmente en fase de desmantelamiento, está depositado en un almacén de este tipo, y en abril de 2013 se autorizó la puesta en marcha de sendos almacenes para las centrales nucleares de



Ascó I y Ascó II. En el cuadro 4.1 se muestra la cantidad total de uranio irradiado almacenado en las centrales nucleares.

- **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.

De las 28 celdas de almacenamiento de residuos de baja y media actividad de que dispone, en diciembre de 2013 se encontraban completas y cerradas las 16 estructuras de la plataforma norte de la instalación y dos estructuras de la plataforma sur, estando operativas dos celdas más y otras tres adicionales que albergan residuos procedentes de incidentes. Adicionalmente, está operativa

la única celda disponible para el almacenamiento de residuos de muy baja actividad, y en proyecto la construcción de una nueva celda de este tipo, que fue apreciada favorablemente por el CSN en enero de 2014. Las obras de construcción de la misma ya se han iniciado.

Durante 2013 El Cabril ha recibido un total de 769,64 m³ de residuos de baja y media actividad y 912,14 m³ de residuos de muy baja actividad (1.627,32 m³ procedentes de las centrales nucleares, y 54,46 m³, de instalaciones radiactivas).

Con la cantidad recibida en 2013, El Cabril acumula un total de 37.214 m³ de residuos radiactivos, de los que 29.602 m³ corresponden a residuos de baja y media actividad, almacenados en celdas con un porcentaje de ocupación del 70% de su capacidad total. Los restantes 7.612 m³ corresponden a residuos de muy baja actividad, almacenados en la celda independiente, siendo la capacidad ocupada de dicha celda del 20%.

CUADRO 4.1 URANIO IRRADIADO ALMACENADO EN LAS CENTRALES NUCLEARES

Reactor	Uranio (total) almacenado a 31-12-13 (Kg)	
	En las piscinas	En el almacén temporal situado en el emplazamiento
José Cabrera		95.750
Sta. M ^a de Garoña	420.243	
Almaraz I	580.348	
Almaraz II	547.165	
Ascó I	499.197	27.975
Ascó II	516.540	
Cofrentes	680.139	
Vandellós II	463.706	
Trillo	255.722	215.648

FUENTE: SEE

4.5 FABRICACIÓN DE EQUIPOS

Equipos Nucleares, S.A. (ENSA) es la empresa española de referencia internacional en la fabricación de grandes componentes para centrales nucleares. Su fábrica se encuentra ubicada en Maliaño (Cantabria), al sur de la bahía de Santander. ENSA es un suministrador multisistema con una gran orientación internacional, capaz de fabricar equipos de diferentes tecnologías, incluyendo diseños propios, bajo estándares internacionales.

Durante 2013 continuaron las actividades de fabricación en ENSA de los generadores de reemplazo contratados: tres de tipo 900 MW y ocho de tipo 1.300 MW para plantas de EDF en Francia y tres para el mercado de los EEUU. En diciembre finalizó la fabricación de dos generadores de vapor tipo AP1000 de última generación para el mercado chino, concretamente para la central de Sanmen 2.

En cuanto al sector del reemplazo de tapas de vasija del reactor, ENSA finalizó la fabricación de las dos tapas para la central de Beznau (Suiza) incluyendo el montaje de los mecanismos de la barras de control del reactor. Otras dos tapas de vasija se han estado fabricando durante el 2013 en ENSA, que serán entregadas en años posteriores: una para la planta de Callaway y otra para la central de Beaver Valley, ambas en EEUU.

Continuando con la fabricación de otros componentes, ENSA ha entregado durante el pasado año tres contenedores de combustible gastado (casks) tipo DPT de diseño propio para la central de Trillo. Los contenedores de combustible en fabricación a finales de 2013 ascendían a doce unidades: sie-

te para la central de Trillo, del modelo DPT, y cinco para la central de Santa María de Garoña, del modelo ENUN-52BR, también de diseño propio. A finales de 2013 ENSA contrató el suministro de un contenedor de diseño propio tipo ENUN 24P para el mercado chino. Todos los contenedores en operación en España han sido fabricados por ENSA y las correspondientes operaciones en planta han sido realizadas por personal de ENSA y su filial ENWESA. Ambas mantienen una significativa presencia en todas las centrales españolas en las que realizan servicios durante la operación y paradas de las centrales destacando las actividades relativas a la gestión del combustible gastado. Adicionalmente, ENSA y ENWESA han participado activamente en las tareas de desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera.

También relacionado con la gestión de combustible, esta empresa ha continuado fabricando durante el 2013 para centrales francesas, finlandesas y coreanas bastidores de combustible (racks) para el almacenamiento húmedo de elementos de combustible en las centrales. ENSA también dispone de tecnología propia para el diseño de estos componentes.

Asimismo, durante 2013 esta empresa ha continuado su participación en proyectos experimentales como el proyecto JHR (Jules Horowitz Reactor), en el que realizan actividades de diseño y estudio de viabilidad de componentes principales del reactor. En el sector de la fusión, ENSA continúa desarrollando los procedimientos y técnicas que serán utilizadas durante el montaje de los sectores de la cámara de vacío del proyecto internacional ITER. Ambos proyectos se llevan a cabo en Cadarache (Francia).



ENSA desarrolla actividades de cara a la colaboración con los grandes tecnólogos internacionales (Westinghouse, AREVA, GE-Hitachi, Candu Energy, CNNC, etc.), tanto en el sector del reemplazo como en el de nuevas plantas (AP1000, EPR, ESBWR, ABWR, ACP, etc.) incluyendo los proyectos SMR (Small Modular Reactor) y la gestión de combustible.

4.6 EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS

- **Construcción de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) para el combustible gastado en las centrales nucleares de Ascó I y Ascó II.**

Como consecuencia de la saturación de las piscinas de combustible gastado de las Unidades I y II de CN Ascó; prevista para el 2013, en el caso de Ascó I y para el 2015, en el caso de Ascó II, y de que para entonces no se contará con un ATC, se han construido sendos Almacenes Temporales Individualizados (ATI) en el emplazamiento de estas centrales nucleares.

En abril del 2013 se autorizó la puesta en servicio de estos ATI, previo informe del CSN. Se trata de una instalación a cielo abierto que consta de dos losas de hormigón armado, cada una de ellas de 40 x 11 m y 60 cm de espesor. En cada una de las losas se podrán depositar verticalmente hasta 16 módulos cilíndricos de metal-hormigón-metal, albergando cada uno de ellos una cápsula metálica soldada conteniendo elementos de combustible gastado.

- **Construcción de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) para el combustible gastado en la central nuclear de Santa María de Garoña.**

Nuclenor, empresa titular de la central nuclear de Santa María de Garoña, solicitó en julio de 2013 la autorización de construcción de una instalación de almacenamiento temporal de combustible gastado (ATI) en el emplazamiento de la propia central. Previamente, en enero de 2013 presento la solicitud y documentación necesaria para iniciar el trámite de evaluación de impacto ambiental de esta instalación.

- **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 2013 el importe pendiente de compensación al "Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear" se elevaba a 250,495 M€; de los que 130,626 M€ correspondían a CN Lemóniz, 116,084 M€ a CN Valdecaballeros y 3,784 M€ a CN Trillo II.

Desmantelamiento de instalaciones

- **CN José Cabrera: actividades de 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, tenía una potencia instalada de 150 MWe y el 30 de abril de 2006 cesó su explotación.

Por Orden Ministerial de 1 de febrero de 2010 se autorizó la transferencia de la titularidad de CN José Cabrera, de Gas Natural S.A., a ENRESA, y se otorgó a esta última autorización para la ejecución del desmantelamiento de la central. Dicha transferencia de titularidad tuvo lugar el 11 de febrero de 2010.

Previamente a la transferencia de titularidad, y al inicio de las actividades de desmantelamiento, se descargó el combustible del reactor y de la piscina de almacenamiento, y se acondicionaron 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. Se trata del primer desmantelamiento completo (nivel 3 del OIEA) de una central nuclear en España.

Las actividades realizadas en el 2013, se agrupan en cuatro grandes bloques: acondicionamiento y mejora de las instalaciones auxiliares, segmentación de los internos del reactor, desmontaje de grandes componentes y otros desmontajes radiológicos.

Entre las actividades realizadas destacan la carga de residuos especiales, la segmentación y acondicionamiento de la vasija, la explotación de talleres de corte y descontaminación, y la descontaminación y desclasificación de superficies. Asimismo, se han efectuado una serie de mejoras en otras instalacio-

nes auxiliares del emplazamiento dirigidas, fundamentalmente, a optimizar los procesos de gestión de materiales (nuevo equipamiento/elementos de mantenimiento en almacenes de residuos).

• 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.

El Plan Integrado para la Mejora de las Instalaciones del CIEMAT (PIMIC) tiene como objetivos la modernización de las instalaciones, la mejora y saneamiento de infraestructuras, el desmantelamiento de las seis instalaciones radiactivas paradas y obsoletas y la limpieza de zonas con contaminación residual de actividades anteriores.

Durante 2013 las actividades realizadas se han centrado fundamentalmente en la descontaminación y limpieza de terrenos contaminados de las áreas denominadas como "El Montecillo" y "La Lenteja" y en las instalaciones Planta piloto de reproceso de combustibles irradiados M-1 (IR-18) y Celdas calientes metalúrgicas (IN-04).

4.7 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. Los programas o proyectos actualmente en curso en el seno de la Plataforma Tecnológica CEIDEN son:

1. Criterios de diseño y seguridad para el almacenamiento y transporte en seco de combustible gastado.
2. Aprovechamiento de materiales de la CN José Cabrera: internos de la vasija.
3. Aprovechamiento de materiales de la CN José Cabrera: hormigones.
4. Iniciativa Jules Horowitz Reactor.
5. Capacidades industria nuclear-Fase II.
6. ESNII (Participación española en European Sustainable Nuclear Industry Initiative).
7. Formación.
8. Laboratorio de calibración de patrones neutrónicos.

De estos proyectos, cabe destacar:

- **Proyecto ZIRP.**

Su objetivo es recuperar diversas probetas de los internos de la vasija de la central nuclear José Cabrera, con la finalidad de ensayar en laboratorio los materiales extraídos y evaluar sus propiedades, tras haber estado sometidos a un largo período de irradiación en un reactor comercial.

En este proyecto participan Gas Natural Fenosa Engineering, Gas Natural Fenosa, UNESA, CSN, CIEMAT, ENRESA, ENUSA Y TECNATOM, como entidades españolas. El proyecto internacional está liderado por EPRI, como parte de su programa de fiabilidad de materiales (MRP) y participan también el organismo regulador de EEUU (Nuclear Regulatory Commission, NRC). Los ensayos se realizarán en los laboratorios de Studsvik (Suecia), a los que se prevé el envío del material en los próximos meses.

- **Hormigones: aprovechamiento de materiales de Zorita.**

Esta iniciativa también ha suscitado el interés internacional en el ámbito de EPRI (Electrical Power Research Institute) y la NEA (Agencia de Energía Nuclear de la OCDE). EPRI tiene interés en analizar muestras de hormigones de la central nuclear José Cabrera, actualmente en desmantelamiento, en el contexto de su programa de I+D de operación a largo plazo, entendida ésta más allá de los 60 años. Este programa tiene varias líneas definidas:

- Estudio de los efectos de posibles fugas de las piscinas de combustible gastado, con objeto de verificar los modelos en los que está trabajando este programa para identificar potenciales problemas derivados de los efectos del ácido bórico y los componentes cálcicos de los materiales de construcción.
- Efectos del envejecimiento de los hormigones de la contención y de actuaciones sobre los mismos.

- Estudios de los efectos del envejecimiento del hormigón en otras estructuras tales como torres de refrigeración, tuberías, estructuras de captación de agua, etc.

En 2013 se publicaron las conclusiones del trabajo realizado en el seno del proyecto "Capacidades de la industria nuclear-Fase II". En una primera fase de este programa se editó en el año 2011 el estudio "Capacidades españolas para afrontar un nuevo proyecto nuclear", en el que se evaluaron las capacidades de las empresas españolas que tienen actividad en el sector nuclear para abordar un posible proyecto de construcción de una central nuclear. En el estudio participaron 41 empresas de todos los sectores, concluyéndose que la industria española tiene capacidad con experiencia contrastada para realizar el 77% de un nuevo proyecto en el momento actual, y que esta participación podría llegar a un 82% tras cinco años del lanzamiento de un nuevo programa nuclear en nuestro país.

En esta segunda fase del programa, el objetivo es complementar este estudio orientándose a las empresas que no están activas en el sector nuclear, con experiencia previa en el sector o sin ella, para facilitar su posible incorporación a un proyecto nuclear, tanto en España como en el extranjero. El documento "Cadena de suministro para la construcción de una instalación nuclear" analiza, por tanto, las necesidades de cualificación de la cadena de suministradores para los nuevos proyectos nucleares, y proporcionar a las empresas españolas información para que evalúen sus capacidades ante estas necesidades, y los esfuerzos necesarios para su cumplimiento.

Adicionalmente, también en 2013, el grupo "Formación +" ha publicado el "Informe de análisis de las capacidades de la industria nuclear española en actividades de formación orientada al puesto de trabajo", cuyas conclusiones son las siguientes: no hay áreas de debilidad críticas en las capacidades españolas; por el contrario, existen áreas de gran fortaleza (operación de instalaciones, mantenimiento, protección radiológica...); y las herramientas y medios se encuentran en el mejor "estado del arte".

El 19 de noviembre de 2013 se celebró en la sede del CIEMAT, 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, se informó sobre el marco de la investigación nuclear en la UE y sobre las relaciones de la Plataforma con instituciones. Asimismo, se aprobó la nueva composición del Consejo Gestor para el periodo 2014-2015.

Más información sobre los proyectos y actividades de esta plataforma se puede encontrar en su página web de la Plataforma CEIDEN².

4.8 NORMATIVA APROBADA Y EN ELABORACIÓN

Normativa nacional aprobada

- Orden IET/1946/2013, de 17 de octubre, por la que se regula la gestión de los residuos ge-

² www.ceiden.com



nerados en las actividades que utilizan materiales que contienen radionucleidos naturales (BOE 27-10-13).

Los residuos radiactivos pueden ser de origen artificial, como son los que proceden de las instalaciones nucleares y radiactivas, o de origen natural, como son los resultantes de actividades industriales en las que intervienen materiales que existen en la corteza terrestre y que contienen radionucleidos naturales. Éstos últimos reciben también el nombre de residuos NORM, al ser éste el acrónimo de "Naturally Occurring Radioactive Material".

En algunos casos, la transformación industrial, o el proceso en el que intervienen estos materiales puede dar lugar a un aumento de las concentraciones de estos residuos NORM, que no son despreciables desde el punto de vista de la protección radiológica.

Entre los procesos que comportan la producción de residuos con concentraciones aumentadas de radionucleidos naturales cabe citar: la combustión del carbón, la minería de fosfatos, la extracción de petróleo o gas, la fabricación de algunos materiales de construcción, como el yeso fosforoso y la cerámica, los residuos de algunas explotaciones mineras, etc.

El objeto de la Orden es regular la gestión de los residuos que contengan radionucleidos de origen natural, entendiéndose por tales aquellos para los cuales el titular de la actividad en la que se generan no prevé ningún uso y a los que debe proporcionar una gestión adecuada.

La capacidad legal para esta regulación se deriva del artículo 2.9 de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear, en el que se define como residuo radiactivo a cualquier material o producto de desecho, para el que no está previsto ningún uso, que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones o niveles de actividad superiores a los establecidos por el MINETUR, previo informe del CSN.

La normativa existente en relación con las fuentes naturales de radiación es la contenida en el título VII del Reglamento sobre protección sanitaria contra radiaciones ionizantes, aprobado por el Real Decreto 783/2001, de 6 de julio, que incorpora a nuestro ordenamiento interno la Directiva 96/29/EURATOM, del Consejo, por la que se establecen las normas básicas relativas a la protección sanitaria de los trabajadores y de la población contra los riesgos que resultan de las radiaciones ionizantes.

Teniendo en cuenta lo anterior, en esta Orden se establecen los valores de las concentraciones de actividad (niveles de exención/desclasificación) que, en caso de no superarse, permiten que la gestión de estos residuos se haga de forma convencional, o, en caso contrario, obliga a que se lleve a cabo, por parte del titular de la actividad, un estudio de impacto radiológico para conocer cual puede ser la dosis efectiva anual resultante para los miembros del público y para los trabajadores y, estableciéndose que, en el caso de que se superen ciertos valores, dichos materiales han de ser gestionados por ENRESA como residuos radiactivos.

Normativa nacional en elaboración

- **Real Decreto para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos.**

El objeto de este Real Decreto es trasponer al ordenamiento jurídico español la Directiva 2011/70/Euratom, del Consejo, de 19-7-11, por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos.

Esta Directiva supone un nuevo paso en la regulación comunitaria en materia de seguridad nuclear, tras la aprobación de la Directiva 2009/71/Euratom del Consejo, por la que se establece un marco comunitario para la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares.

En la actualidad, en relación con la gestión de los residuos radiactivos la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear, contiene los requisitos y principios básicos aplicables a dicha gestión, disponiendo que ésta constituye un servicio público esencial que se reserva a la titularidad del Estado, y encomendando a la empresa ENRESA la gestión de dicho servicio público. Asimismo, algunos aspectos relativos a la gestión del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, así como las actividades de ENRESA, están regulados por el Real Decreto 1349/2003, de 31 de octubre, sobre ordenación de las actividades de esta empresa y su financiación.

Si bien el actual ordenamiento jurídico nacional ya incorpora en gran medida el marco exigido por

la referida Directiva 2011/70/Euratom, se ha considerado necesario aprobar un nuevo Real Decreto, que tenga en cuenta algunos preceptos que no están recogidos en la actualidad, y que actualice la regulación de las actividades de ENRESA, derogando por ello el referido Real Decreto 1349/2003.

En el proyecto de real decreto se contemplan algunos principios generales a respetar en la gestión de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, se precisan las responsabilidades asociadas a dicha gestión, se establece la regulación y contenido del programa nacional español, denominado Plan General de Residuos Radiactivos, así como algunos aspectos relativos a la financiación de las actividades contempladas en el mismo, a partir de la habilitación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que regula el denominado Fondo para la financiación de las actividades del Plan. Asimismo, contempla ciertas obligaciones de información a la Comisión Europea exigidas por la Directiva.

Adicionalmente a lo anterior, mediante este real decreto se modifica el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, para establecer que, en el caso de que el cese de la actividad de una instalación nuclear no se deba a motivos de seguridad nuclear, éste no tendrá carácter definitivo y su titular podrá solicitar una renovación de la autorización de explotación en el plazo de un año desde la declaración del referido cese.

(Finalmente, este Real Decreto fue aprobado como Real Decreto 102/2014, de 21 de febrero, para la gestión responsable y segura del combustible gastado y los residuos radiactivos; BOE 8-3-14).



Normativa comunitaria aprobada

- **Directiva 2013/59/EURATOM, de 5 de diciembre de 2013, por la que se establecen normas de seguridad básicas para la protección contra los peligros derivados de la exposición a radiaciones ionizantes³.**

La propuesta de Directiva fue presentada por la Comisión al Consejo de la UE en octubre de 2011 y recoge, en un único texto refundido, aspectos que actualmente vienen siendo regulados por las siguientes Directivas, a las que deroga:

- Directiva 89/618/EURATOM, sobre información al público en general acerca de medidas de protección de la salud que han de ser aplicadas y pasos a seguir en caso de emergencia radiológica.
- Directiva 90/641/EURATOM, relativa a la protección operacional de los trabajadores exteriores con riesgo de exposición a radiaciones ionizantes por intervención en zona controlada.
- Directiva 96/29/EURATOM, por el que se establecen normas básicas relativas a la protección sanitaria de los trabajadores y de la población contra los riesgos que se derivan de las radiaciones ionizantes.
- Directiva 97/43/EURATOM, relativa a la protección de la salud frente a los riesgos derivados de las radiaciones ionizantes en exposiciones médicas.

- Directiva 2003/122/EURATOM, sobre el control de las fuentes radiactivas selladas de actividad elevada y de las fuentes huérfanas.

Esta Directiva aúna en una sola normativa básica comunitaria la protección radiológica aplicable a la protección de la salud de las personas sometidas a exposición ocupacional, médica y poblacional. Se aplica a cualquier situación de exposición planificada, existente o de emergencia que implique un riesgo de exposición a radiaciones ionizantes o en relación con el medio ambiente, a fin de proteger la salud humana a largo plazo. Establece unos límites de dosis teniendo en cuenta unos principios generales de protección radiológica. Esta Directiva se ocupa también de las exposiciones al radón en recintos cerrados y establece requisitos de información, formación y educación en protección radiológica, así como de las exposiciones debidas a ciertos materiales de construcción. Asimismo, establece disposiciones para que los Estados miembros adopten medidas para mejorar la sensibilización general sobre la existencia y peligro de fuentes huérfanas, así como asegurar sistemas para su recuperación, gestión y control.

Por la amplitud de las materias a las que afecta la Directiva, establece un plazo de transposición de cuatro años, y para su consecución se formará un grupo de trabajo en el que participará el CSN, junto a los Ministerios implicados.

- **Directiva 2013/51/Euratom del Consejo, de 22 de octubre de 2013, por la que se establecen requisitos para la protección sanitaria de la población con respecto a las sustancias ra-**

³ <http://www.boe.es/doue/2014/013/L00001-00073.pdf>



diactivas en las aguas destinadas al consumo humano⁴.

Esta Directiva establece los requisitos para la protección de la salud de la población con respecto a las sustancias radiactivas en las aguas destinadas al consumo humano. En ella se fijan valores paramétricos, frecuencias y métodos de control de las sustancias radiactivas.

Los Estados miembros deberán adoptar todas las medidas necesarias para establecer un programa apropiado de control del agua destinada al consumo humano, para garantizar que, en caso de incumplimiento de los valores paramétricos establecidos de conformidad con la Directiva, se evalúe si dicho incumplimiento supone un riesgo para la salud humana que exija adoptar medidas y, si fuera necesario, se adopten medidas correctoras para mejorar la calidad del agua hasta situarla en un nivel que cumpla los requisitos de protección de la salud humana desde el punto de vista de la protección radiológica.

No obstante lo anterior, cabe indicar que, con fecha 30 de enero de 2014, el Parlamento Europeo ha interpuesto un recurso contra el Consejo de la UE solicitando que se anule esta Directiva, por interpretar éste que la base jurídica que la sostiene es incorrecta, ya que menoscaba la seguridad jurídica al establecer normas de control sobre las aguas ya vigentes por la Directiva 98/83/CE y, en su aprobación, se ha vulnerado el principio de cooperación leal entre instituciones.

⁴ <http://www.boe.es/doue/2013/296/L00012-00021.pdf>

- **Reglamento (EURATOM) nº 237/2014 del Consejo, de 13 de diciembre de 2013, por el que se establece un Instrumento de Cooperación en materia de Seguridad Nuclear⁵.**

Este Reglamento permitirá continuar con la asistencia a terceros países en materia de seguridad nuclear prestada mediante el anterior Reglamento 300/2007 del Consejo, de 19 de febrero, al que sustituyó a partir de 2014, siendo éste, a su vez, heredero de los programas TACIS y PHARE, destinados a proporcionar asistencia a los países de Europa del Este y Asia Central. El Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo debatió los aspectos más técnicos de la propuesta, mientras que los Grupos Financieros y de Relaciones Exteriores de la UE negociaron las cuestiones financieras.

El Instrumento continuará prestando asistencia en el fomento de una cultura de seguridad nuclear eficaz y en la aplicación de los niveles más altos de seguridad nuclear y mejora constante de la misma, en la protección radiológica, las salvaguardias, la gestión de residuos radiactivos, el desmantelamiento y la remediación de antiguos emplazamientos nucleares. Se incrementará notablemente la asistencia a los organismos reguladores, mientras que se reducirá hasta casos excepcionales la asistencia a los operadores de instalaciones. Cabe destacar también el previsible incremento en la cooperación con el OIEA y los programas regionales.

A pesar de que el Instrumento permite la asistencia a cualquier país, se dará mayor prioridad a los

⁵ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2014:077:0109:0116:ES:PDF>



países cercanos o vecinos de la UE, favoreciendo un enfoque por región en el caso de países más alejados. Los países que deseen cooperar con la Comunidad deberán suscribir totalmente los principios de la no proliferación. Además, deberán ser parte de las convenciones pertinentes, en el marco del OIEA, en materia de seguridad, como la Convención de 1994 sobre Seguridad Nuclear y la Convención conjunta sobre seguridad en la gestión del combustible gastado y sobre seguridad en la gestión de desechos radiactivos, o haber dado pasos que demuestren un compromiso firme de adherirse a dichas convenciones. Asimismo, se requerirá una solicitud formal del país beneficiario a la Comisión comprometiéndose con la asistencia demandada, y se valorará positivamente, a la hora de priorizar, la celebración en dichos países de misiones IRRS (Integrated Regulatory Review Service) u OSART (Operational Safety Review Team) del OIEA.

El Instrumento cuantifica la asistencia en 225 M€ para el periodo 2014-2020, lo que supone un descenso muy significativo respecto de los 524 (€2007) previstos por el Reglamento anterior.

- **Reglamentos de ejecución por los que se imponen condiciones especiales a la importación de piensos y alimentos originarios o procedentes de Japón a raíz del accidente en la central nuclear de Fukushima.**

Tras el accidente de Fukushima en marzo de 2011, y siguiendo el procedimiento establecido en el Reglamento Euratom 3954/87 del Consejo y en los Reglamentos Euratom 944/89 y 770/90 de la Comisión, ésta adoptó sucesivos Reglamen-

tos de ejecución (297/2011, 961/2011, 284/2012, 561/2012, 996/2012 y 322/2014), por los que se imponen condiciones especiales a la importación de piensos y alimentos originarios o procedentes de Japón a raíz de dicho accidente.

- **Reglamento (EURATOM) nº 1368/2013 del Consejo, de 13 de diciembre de 2013, sobre el apoyo de la Unión a los programas de ayuda para la clausura nuclear en Bulgaria y Eslovaquia, y por el que se derogan los Reglamentos (Euratom) nº 549/2007 y (Euratom) nº 647/2010 y (Euratom) nº 1369/2013 del Consejo, de 13 de diciembre de 2013, sobre el apoyo de la Unión para programas de ayuda a la clausura nuclear en Lituania, y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1990/2006.**

En los protocolos adjuntos a las actas de adhesión de Lituania y la República Eslovaca a la UE y en el Tratado de Adhesión de la República de Bulgaria se contemplaba, como compensación al compromiso de cierre de los reactores de primera generación de Ignalina, Bohunice y Kozloduy, la asistencia financiera a su desmantelamiento. Dicha asistencia, se ha venido prestando, hasta la fecha, con cargo a distintos Reglamentos bajo las Perspectivas Económicas 2007-2013, y dado que los trabajos en estas plantas están lejos de terminarse, es necesaria asistencia adicional.

El Reglamento Euratom 1368/2013 tiene por objeto extender la asistencia prestada para el desmantelamiento de las unidades 1 y 2 de su central de Ignalina (Lituania), para el periodo 2014-2020, en la cuantía de 229 M€. Los objetivos específicos para el Programa Ignalina in-

cluyen el vaciado de combustible del núcleo del reactor de la unidad 2 y las piscinas de combustible del reactor de las unidades 1 y 2 en el centro de almacenamiento seco del combustible gastado, el mantenimiento seguro de las unidades de reactores y la ejecución del desmantelamiento en la sala de turbinas y otros edificios auxiliares, así como la gestión segura de los residuos de la clausura de conformidad con un plan de gestión de residuos detallado.

Asimismo, este Reglamento tiene por objeto continuar prestando asistencia a Bulgaria (208 M€) y Eslovaquia (114 M€) durante el periodo 2014-2020 en el proceso de desmantelamiento de las unidades 1 a 4 de Kozloduy (Bulgaria) y de las unidades 1 y 2 de Bohunice V1 (Eslovaquia), conforme a sus planes de clausura respectivos, manteniendo al mismo tiempo los máximos niveles de seguridad.

Los objetivos específicos de la asistencia prestada al Programa de Kozloduy incluirán la ejecución del desmantelamiento en las salas de turbinas de las unidades 1 a 4 en los edificios auxiliares, el desmantelamiento de grandes componentes y equipos en los edificios de los reactores de las unidades 1 a 4, y la gestión segura de los residuos de la clausura.

Los objetivos específicos de la asistencia prestada al Programa de Bohunice incluirán la ejecución del desmantelamiento en la sala de turbinas y los edificios auxiliares del reactor V1, el desmantelamiento de grandes componentes y equipo en los edificios del reactor V1 y la gestión segura de los residuos de la clausura.

- **Acuerdo entre Euratom y el Gobierno de la República de Sudáfrica sobre usos pacíficos de la energía nuclear.**

A finales de 2010, el Consejo de la UE adoptó un mandato de negociación, con las directrices necesarias para que la Comisión negociara un Acuerdo Euratom-Sudáfrica sobre los usos pacíficos de la energía nuclear. Dichas negociaciones comenzaron en el 2011 y se prolongaron durante el primer semestre de 2012, hasta alcanzar un texto de consenso que fue adoptado por el Consejo de la UE en junio. Fue firmado por ambas Partes a mediados de 2013 y publicado en el DOUE de 31 de julio de 2013.

El Acuerdo permitirá a las partes beneficiarse mutuamente de su experiencia en el uso de la energía nuclear (Sudáfrica posee significativas reservas de uranio, plantas de concentración, 2 reactores nucleares en operación y ha diseñado un tipo de reactor denominado "Pebble Bed Modular Reactor").

El alcance de la cooperación abarca principalmente investigación y desarrollo en energía nuclear (incluyendo fusión nuclear), uso de materiales y tecnologías nucleares (incluyendo aplicaciones en salud y agricultura), transferencias de material y equipo nuclear, seguridad nuclear, gestión de residuos radiactivos y combustible gastado, desmantelamiento, protección radiológica, preparación ante emergencias, y salvaguardias, entre otras posibles áreas de actuación.

Adicionalmente a la transferencia de equipos y material nuclear, la transferencia de tecnología



estará sometida al Acuerdo sólo en el caso de aquellos Estados miembros que así lo soliciten por escrito a la Comisión.

- **Memorándum de Entendimiento (MoU) entre la Comunidad Euratom y el OIEA.**

Sobre la base del artículo 101 (3) del Tratado Euratom, la Comisión ha concluido un Memorándum de Entendimiento (Memorandum of Understanding-MoU) para la asociación entre Euratom y el OIEA sobre cooperación en materia de seguridad nuclear.

Mediante este MoU, las Partes buscan el establecimiento de un marco para la cooperación, entre otras, en las siguientes áreas:

- Estándares de seguridad nuclear, marco regulador, protección radiológica, preparación ante emergencias.
- Asistencia a los países que así lo soliciten en el desarrollo de autoevaluaciones completas de seguridad y de posteriores revisiones inter pares asociadas.
- Provisión de misiones IRRS (Integrated Regulatory Review Service) del OIEA a los Estados miembros de Euratom que así lo soliciten, a la luz de la Directiva 2009/71/Euratom sobre seguridad nuclear.
- Provisión de misiones de revisión inter pares del marco de gestión de residuos radiactivos del OIEA a los Estados miembros de Euratom que así lo soliciten, a la luz de la Directiva 2011/70/

Euratom de gestión segura de residuos radiactivos.

- Apoyo a la implementación del Plan de Acción del OIEA post-Fukushima.

Normativa comunitaria en elaboración

- **Nueva propuesta de Directiva de Seguridad Nuclear.**

Habitualmente, se ha venido considerando como “pilares” de la normativa nuclear tres: la protección radiológica, la seguridad nuclear y la gestión de los residuos radiactivos y el combustible gastado.

Hasta hace relativamente poco, la normativa comunitaria únicamente cubría la protección radiológica, mediante la Directiva 96/29/Euratom, recientemente revisada por la Directiva 2013/59/Euratom, de 5 de diciembre de 2013, por la que se establecen normas de seguridad básicas para la protección contra los peligros derivados de la exposición a radiaciones ionizantes. La adopción, en 2009, de la Directiva 2009/71/Euratom del Consejo, sobre seguridad nuclear y, en 2011, de la Directiva 2011/70/Euratom del Consejo, sobre gestión de residuos radiactivos y combustible gastado, han venido a completar el marco comunitario en materia de legislación nuclear.

No obstante, tras el accidente de Fukushima, la Comisión Europea recibió el mandato del Consejo Europeo celebrado en marzo de 2011 de revisar el marco legal y regulatorio en materia de seguridad de las instalaciones nucleares. Igualmente el Par-

lamiento Europeo afirmó, en la Resolución de 2011 sobre prioridades en infraestructura energética para 2020, que “las futuras iniciativas legislativas para establecer un marco común sobre seguridad nuclear serán esenciales para la mejora continua de los estándares de seguridad en Europa” y, en su Resolución de 2011 sobre el Programa de trabajo de la Comisión para 2012 llamó a la Comisión a “una revisión urgente de la directiva de seguridad nuclear con vistas a su fortalecimiento, teniendo en cuenta los resultados de los stress test”.

En respuesta al mandato del Consejo, la Comisión inició, a finales de 2011, un proceso de análisis para identificar potenciales áreas de mejora. Adicionalmente, a finales de 2011, abrió un proceso de consulta pública on-line permitiendo al público pronunciarse sobre las posibles áreas de refuerzo del marco comunitario de seguridad nuclear.

Resultado de este proceso, la Comisión destacó, en su Comunicación de 2012 sobre los stress tests, distintas posibles áreas comunitarias de mejora en el marco normativo y en los procedimientos de seguridad, en el papel y los medios de las autoridades reguladoras, en la apertura y la transparencia, o en el control y la verificación.

Finalmente, la Comisión presentó al Consejo, a mediados de 2013, una propuesta de Directiva, que actualmente se encuentra en debate en el Grupo de Cuestiones Atómicas y que será adoptada, previsiblemente, a lo largo de 2014. Entre las cuestiones actualmente en discusión se encuentran la cultura de seguridad, los objetivos de seguridad, las revisiones inter pares o la política de transparencia.

- **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 I+D 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.

La importancia del Acuerdo obedece fundamentalmente a razones comerciales, ya que Canadá es uno de los principales proveedores de uranio natural de Euratom. Asimismo, Canadá ocupa un puesto preponderante en los sectores de la investigación y la tecnología nuclear, y exporta sistemas de reactores completos. Facilitar los intercambios comerciales en el ámbito nuclear contribuye a la política comunitaria en materia de seguridad del abastecimiento energético y de diversificación de las fuentes energéticas.

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 las directrices que la Comisión debería seguir en la negociación del acuerdo. En



junio de 2009, bajo presidencia checa, se llegó a un acuerdo de mandato, que fue aprobado por el Consejo. La Comisión Europea ha venido manteniendo distintas rondas de negociación con la parte canadiense avanzando en un texto de consenso. El ámbito de la cooperación abarca, principalmente, la seguridad nuclear, el suministro de materiales nucleares, la transferencia de tecnología, la transferencia de equipos y la transferencia de tritio y de equipo relacionado con el tritio. Aunque las negociaciones se encuentran muy avanzadas, aún no se ha llegado a un acuerdo acerca de las transferencias de tecnología, por lo que se espera este se alcance a lo largo de 2014.

- **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 2003, la UE 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 merca-

do 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 que dichas centrales cesen su actividad.

No obstante, las negociaciones entre la Comisión y la Federación Rusa, cuyos primeros contactos tuvieron lugar durante el 2010, se encuentran estancadas, por lo que el Acuerdo de cooperación podría retrasarse más de lo previsto.

- **Mandato de directrices del Consejo a la Comisión para un Acuerdo de Cooperación Corea del Sur-Euratom, sobre los usos pacíficos de la energía nuclear.**

La Comisión recibió una petición formal del Gobierno de Corea del Sur para la elaboración de un Acuerdo de Cooperación en el campo de la energía nuclear, por lo que comenzará a elaborar una propuesta de mandato que presentará al Consejo para su adopción, previsiblemente, a lo largo del 2014.

- **Propuesta de Reglamento (Euratom) del Consejo por el que se establecen tolerancias**



máximas de contaminación radiactiva de los productos alimenticios y los piensos tras un accidente nuclear o cualquier otro caso de emergencia radiológica (Texto refundido).

Se trata de una propuesta legislativa que tiene por objeto la refundición de los tres Reglamentos vigentes en la actualidad (Reglamentos Euratom 3954/87, 944/89 y 770/90), estableciendo el procedimiento por el cual la Comisión, tras recibir notificación de un accidente nuclear, emitirá un reglamento de implementación declarando vigentes unos límites máximos de contaminación en alimentos y piensos importados desde el país afectado. Dichos niveles deberán ser revisados periódicamente, al menos cada tres meses, en función de la evolución los niveles de contaminación efectivamente medidos.

La Comisión, que había solicitado posponer las discusiones en el Grupo de Cuestiones Atómicas para proceder a un análisis en detalle de las competencias del Consejo y de la Comisión, ha vuelto a presentar la propuesta en enero de 2014, por lo que el Reglamento podría adoptarse a lo largo de 2014.

- **Propuesta de Reglamento del Consejo estableciendo un sistema comunitario de registro de transportistas de material radiactivo.**

A finales de 2011 se presentó en el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo esta propuesta de Reglamento, que trata de dar respuesta a los diferentes requisitos exigidos por cada Estado miembro en lo que a transportes de material radiactivo se refiere. La entonces vigente Directiva

96/29/Euratom, por la que se establecen normas básicas relativas a la protección sanitaria de los trabajadores y la población contra los riesgos que resultan de las radiaciones ionizantes, no homogeneizaba tales requisitos, pues aunque obligaba a que la práctica del transporte estuviera sometida a declaración a las autoridades, dejaba abierta la puerta a que cada Estado miembro pudiera exigir una autorización previa para la realización de transportes, permitiendo, en la práctica, requisitos diferentes según Estados miembros.

Aunque la propuesta original limitaba el Reglamento a la creación de un Registro de transportistas de material radiactivo a nivel europeo, las discusiones en el seno del grupo han ido modificando el texto para dar cabida a algunos requisitos más directamente relacionados con la seguridad nuclear que lo asemejan más a un sistema de licenciamiento que a un sistema de registro sin que, en la actualidad, haya amplio consenso al respecto.

No obstante, la propuesta se encuentra estancada y en estudio por parte de la Comisión a raíz de un informe de los Servicios Jurídicos del Consejo que cuestionan su base jurídica, por lo que no es previsible su adopción a corto plazo.

4.9 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 "salva-



guardias” al 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 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 complementó en abril de 2004 con la entrada en vigor de un Protocolo Adicional que amplía el ámbito de aplicación de las salvaguardias,

que otorga a los inspectores del OIEA derechos de acceso adicionales 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”. 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.

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 lo ha constituido el hecho de 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 de las que se venían llevando a cabo de forma anunciada para EURATOM, los Estados y los operadores.

Desde el 1-1-10, en España y en todos los Estados de la UE se vienen aplicando las salvaguardias

integradas. Su implementación durante estos primeros años se ha desarrollado satisfactoriamente, llevándose a cabo las actividades según lo previsto.

El siguiente paso que pretende el OIEA llevar a cabo en la implementación de las salvaguardias nucleares es lo que denomina "State Level Concept", que requiere una cooperación continua y estrecha entre el Sistema de Salvaguardias de EURATOM y el del OIEA. A mediados de 2011 se lanzó una iniciativa conjunta entre ambos organismos, para reflexionar sobre los mecanismos de cooperación existentes entre el OIEA y la Comisión Europea e identificar posibles medidas que refuercen dicha cooperación en el futuro. Existe un acuerdo mutuo sobre la necesidad de aprovechar al máximo el marco jurídico vigente, y tener debidamente en cuenta la eficacia del Sistema Comunitario de salvaguardias. Una mayor utilización por parte del OIEA de los resultados de la Comisión podría contribuir significativamente a una mayor eficacia de las salvaguardias y la no proliferación a nivel internacional, así como al uso más eficiente de los recursos en ambos lados.

A finales de 2013, había en España 24 instalaciones sometidas a salvaguardias del OIEA, entre las que se incluyen los 8 reactores nucleares en operación, un reactor en desmantelamiento, las instalaciones de almacenamiento de combustible gastado en los emplazamientos de las centrales (ATIs), la fábrica de elementos combustibles en Juzbado, la instalación de almacenamiento de residuos radiactivos de media y baja actividad de "El Cabril", la instalación del CIEMAT en Madrid y varias instalaciones radiactivas que emplean

fuentes con uranio empobrecido en su blindaje. Durante el año 2013, estas instalaciones fueron sometidas a un total de 48 inspecciones de salvaguardias que incluyen, entre otras, las inspecciones efectuadas en las recargas de combustible en las centrales nucleares y las asociadas a las cargas de los contenedores y su traslado a los ATIs.

4.10 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 2013.

Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE)

Además del Grupo de Cuestiones Atómicas, grupo de trabajo del Consejo cuyos trabajos ya se



han abordado en el apartado de normativa comunitaria, en el ámbito del Tratado EURATOM, los grupos y comités más relevantes en materia de energía nuclear son los siguientes:

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

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, 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. Durante 2013 este grupo ha celebrado dos reuniones.

En la reunión celebrada el 23 de enero en Bruselas, los representantes de las autoridades nucleares europeas abordaron, entre otras cuestiones, la revisión de la Directiva europea sobre seguridad nuclear y la presentación de los Planes de Acción Nacionales adoptados tras las pruebas de resistencia realizadas a los más de cien reactores de la UE.

Posteriormente, los días 11 y 12 de junio 2013, organizada por ENSREG, tuvo lugar la II Conferencia Reguladora de Seguridad Nuclear en Europa, a la que asistieron organismos reguladores competentes en esta materia, tanto de países de la UE como extracomunitarios, así como representantes de organismos internacionales, de organizaciones no gubernamentales y de asociaciones re-

lacionadas con el ámbito nuclear. En esencia, esta edición se dedicó a analizar las lecciones aprendidas del accidente de Fukushima Daiichi.

Entre otras cuestiones, se abordaron las actuaciones relacionadas con la respuesta ante emergencias, con el fin de intercambiar información sobre el refuerzo de la preparación ante situaciones ocurridas fuera del emplazamiento y la colaboración entre países vecinos en la UE. También se analizó el marco legal europeo y las iniciativas legislativas relacionadas con la seguridad nuclear aprobadas tras Fukushima, así como la contribución europea al futuro de la seguridad nuclear y las expectativas de los grupos de interés.

- **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, que tienen lugar con una periodicidad anual, habiéndose celebrado hasta la fecha ocho reuniones plenarios, la última de las cuales tuvo lugar en Praga, en mayo de 2013.

Dicho plenario fue abierto por el Primer Ministro checo, por su homólogo Eslovaco, y por el Comisario europeo de Energía, en presencia de miem-

bros del Parlamento Europeo, del Comité Económico y Social de la UE, líderes de la industria, autoridades de los Estados miembros, Organismos reguladores y representantes de la sociedad civil.

En el contexto de la actual crisis económica, el Foro subrayó la importancia de una energía económicamente al alcance y fiable, además de sostenible. Se invitó a la Comisión a desarrollar un marco coherente que permita una política energética a largo plazo a nivel europeo, respetando, no obstante, el mix energético elegido por cada Estado miembro, un marco que posibilite las necesarias inversiones en infraestructura energética, incluida la nuclear.

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:

- El Grupo de Oportunidades ha venido trabajando en tres subgrupos de trabajo referidos a financiación, competitividad y un “roadmap” legal nuclear. Por lo que se refiere a competitividad, ENEF respondió⁶ a la consulta realizada por la Comisión europea sobre “adecuación de

la generación, mecanismos de capacidad y mercado interno de electricidad”, así como presentó un documento de posición⁷ “La contribución de la energía nuclear a la Estrategia sobre clima y energía EU2013”. Asimismo, desarrolló un análisis prospectivo⁸ 2020-2050 de la evolución de los costes de cara al consumidor final en relación con el mix energético, mostrando como los mix que incluyen energía nuclear moderan el coste de la electricidad en los escenarios bajos en carbono, y un Estudio⁹ sobre los beneficios socio-económicos de la industria nuclear en la EU del año 2050. Por otro lado, este Grupo ha venido explorando distintos modelos alternativos de financiación para el sector nuclear, cuyos resultados se concretan en los documentos “ENEF contribution to the European Investment Bank lending policy consultation¹⁰” y “ENEF Nuclear Financing Final Report 2013¹¹”. Por último, desde el 2010, ENEF ha estado trabajando, de forma coordinada con el Grupo de Riesgos, en un “roadmap” con posibles alternativas que hi-

⁶ http://ec.europa.eu/energy/nuclear/forum/meetings/doc/2013_05_30/related_docs/enef_answering_to_the_european_commission_consultation_on_generation_adequacy,_capacity_mechanisms_and_the_internal_market_in_electricity.pdf

⁷ http://ec.europa.eu/energy/nuclear/forum/meetings/doc/2013_05_30/related_docs/the_contribution_of_nuclear_power_to_eu_2030_energy_and_climate_strategy.pdf

⁸ http://ec.europa.eu/energy/nuclear/forum/meetings/doc/2013_05_30/related_docs/final_report_kema_-_prospective_analysis_of_the_evolution_of_the_electricity_costs.pdf

⁹ http://ec.europa.eu/energy/nuclear/forum/meetings/doc/2013_05_30/related_docs/socio-economic_benefits_of_the_nuclear_industry_in_the_eu_to_2050.pdf

¹⁰ http://ec.europa.eu/energy/nuclear/forum/meetings/doc/2013_05_30/related_docs/enef_contribution_to_the_european_investment_bank_lending_policy_consultation.pdf

¹¹ http://ec.europa.eu/energy/nuclear/forum/meetings/doc/2013_05_30/related_docs/enef_nuclear_financing_final_report_2013.pdf



cieran viable la aceptación de diseño de reactor europeo, sobre la idea de que un diseño de reactor no tendría por qué ser revisado de forma independiente por cada regulador europeo.

- Referente a Riesgos, el Grupo ha centrado su trabajo en las áreas de Residuos, No-prolifera-ción y Seguridad de las instalaciones nucleares. Tras la adopción de la Directiva 2011/70/EURATOM del Consejo, ENEF ha desarrollado una guía¹² para el establecimiento de programas nacionales de gestión de residuos radiactivos y combustible gastado conforme a los requisitos exigidos por la misma (inventario nacional, planes y proyectos, soluciones técnicas, hitos, evaluación de costes y financiación, política de transparencia...), así como un documento guía para su notificación a la Comisión. A lo largo de este año continuará trabajando en la elaboración de una lista de puntos a chequear para verificar el cumplimiento de los programas nacionales, que se espera esté disponible a lo largo del 2014, y unos principios para la implementación de las revisiones inter pares de los marcos nacionales en gestión de residuos radiactivos. Asimismo, es mencionable la elaboración de un documento¹³ de revisión y posibles mejoras del marco regulador en seguridad nuclear existente en Euratom, teniendo en cuenta los resultados de los stress tests y las posteriores revisiones inter pares, así como las recomenda-

ciones de la Comisión. Adicionalmente, y tras el seminario organizado en 2011 sobre control de exportaciones de uso dual, organizó, de forma conjunta con el Grupo de Oportunidades y con los Estados miembros, un seminario de seguimiento sobre el régimen de control de exportaciones nucleares europeo.

- Por último, en el ámbito de la Transparencia, ENEF ha venido realizando un análisis de la transparencia mostrada en distintos procesos como los stress tests, la comunicación de crisis, el debate "Low Carbon" en el ámbito del Roadmap Energía 2050 o la visibilidad pública del propio ENEF.

- **Comité Consultivo de la Agencia de Provisiónamiento 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.

El informe de esta Agencia relativo a 2012 (aún no se encuentra disponible el correspondiente a 2013), 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, es público y se encuentra disponible en la página web de la Agencia¹⁴.

¹² http://ec.europa.eu/energy/nuclear/forum/risks/doc/waste_disposal/docs/napro_guide_web.pdf

¹³ http://ec.europa.eu/energy/nuclear/forum/meetings/doc/2013_05_30/related_docs/review_of_the_existing_euratom_nuclear_safety_regulatory_framework_in_the_light_of_the_fukushima_event.pdf

¹⁴ <http://ec.europa.eu/euratom/ar/ar2012.pdf>

- **Cooperación exterior en materia de seguridad nuclear.**

Desde 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 en dos aspectos: 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 preveía, para el periodo 2007-2013, una asistencia de 524 M€, asignadas a distintos proyectos anuales, propuestos por la Comisión pero sujetos al visto bueno de un Comité formado por representantes de los Estados miembros, conforme a las prioridades recogidas por la Estrategia plurianual y a los Programas Indicativos trianuales.

Finalizado el periodo de vigencia del Reglamento por el que se aprobó este Instrumento, cabe destacar que, de los 524 M€ presupuestados inicialmente, fueron asignados 460, en parte por la reasignación de fondos hacia otros Instrumen-

tos con motivo de la crisis siria. Aunque inicialmente estaba previsto que el reparto de fondos asignara un tercio de los fondos a Rusia, un tercio a Ucrania y un tercio al resto de regiones, el decreciente interés por parte de las autoridades rusas ha mermado la cooperación con este país. Cabe destacar, no obstante, la entrada de nuevos países como receptores de cooperación, la cooperación con y a través del OIEA y las significativas aportaciones a los Fondos de la Cuenta de Seguridad y del Sarcófago de Chernobyl en Ucrania.

Por regiones, la principal beneficiaria ha seguido siendo Europa del Este, y fundamentalmente Ucrania a través de las contribuciones al CSF (Chernobyl Shelter Fund) y a la NSA (Nuclear Safety Account).

Por tipo de proyecto, cabe resaltar el crecimiento de proyectos de apoyo a los reguladores frente al estancamiento de los de apoyo a operadores de centrales nucleares, para los que está prevista una asistencia limitada en el futuro. Igualmente, es previsible que, en un futuro, continúe creciendo la asistencia a través del OIEA y a proyectos para la gestión segura de residuos radiactivos. Por otra parte, la mayor parte de la asistencia se ha destinado a los Fondos internacionales relacionados con el Sarcófago de Chernobyl.

A continuación se recoge la participación española en proyectos con cargo a este Instrumento:

- Por lo que se refiere a la cooperación española en proyectos de apoyo a los reguladores, cabe destacar la activa participación del Consejo de



GRÁFICO 4.1 DISTRIBUCIÓN DE FONDOS POR REGIONES (M€)

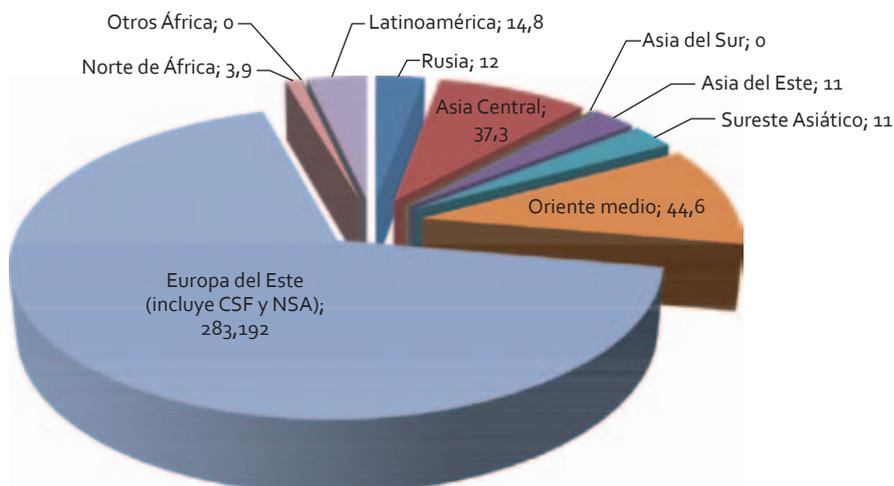


GRÁFICO 4.2 DISTRIBUCIÓN DE FONDOS POR TIPO DE PROYECTO (M€)



Seguridad Nuclear en países como Egipto, Jordania, o Brasil, asistido en algunos casos por empresas como Empresarios Agrupados.

– En cuanto a la cooperación con Brasil, la empresa Tecnatom, en consorcio con una empre-

sa austriaca, consiguió la adjudicación de un proyecto de evaluación de seguridad para la central nuclear de Angra 1, por un importe de unos 730.000 € y una duración estimada de dos años. Iberdrola Ingeniería consiguió un contrato estimado en unos 665.000 €, consistente en



la introducción de mejoras en la seguridad de la central de Angra 2, debido a la obsolescencia de algunos de sus sistemas.

- En Méjico, ENRESA, en consorcio con Empresarios Agrupados, Iberdrola Ingeniería e Initec (amén de otros socios europeos) continúa trabajando en un proyecto que tiene por objeto asistir al Gobierno en la elaboración de una estrategia de gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado. El proyecto cuenta con un presupuesto de 1,2 M€ y una duración estimada de dos años más.
- En Ucrania, el consorcio formado por Iberdrola Ingeniería e Iberdrola Generación consiguió, a finales de 2011, un contrato para mejorar la cultura de seguridad de las plantas ucranianas, por un importe de 800.000 €. Adicionalmente ENRESA participa, como socio, en un proyecto adjudicado, por valor de 500.000 €, a un consorcio liderado por DBE, para la definición de criterios genéricos de aceptación y requisitos para la caracterización de residuos. Cabe destacar, también, la adjudicación, en junio de 2012, a un Consorcio de Iberdrola Ingeniería con Scan Power y Algiz, de un contrato para la implementación de una metodología de adaptación de Análisis Probabilístico de Seguridad a las Plantas Ucranianas. Por último, un consorcio liderado por Iberdrola Ingeniería con Tecnatom consiguió la adjudicación, por valor de 1,9 M€, de un contrato para el desarrollo e implementación de metodologías para la inspección en servicio de tuberías y equipo relacionado con la seguridad.

- **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 (Recomendación 2006/851/EURATOM).

Posteriormente, el Grupo comenzó a trabajar en el desarrollo de una guía de la Recomendación, que finalizó en mayo de 2010 y que recoge la interpretación que el DFG hace de cada artículo de la misma.

En paralelo, el DFG asesoró 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 sobre la utilización de los recursos financieros destinados al desmantelamiento de instalaciones nucleares, cuyo borrador fue elaborado durante los años 2011 y 2012 y su publicación, que está a disposición del público en la página web de la Comisión²⁵, se produjo a comienzos de 2013.

- **Nuclear Decommissioning Assistance Program (NDAP)**

Durante las negociaciones de adhesión a la UE, los gobiernos lituano, eslovaco y búlgaros se compro-

²⁵ http://ec.europa.eu/energy/nuclear/decommissioning/decommissioning_en.htm



metieron, como parte de sus tratados de adhesión, a cerrar secuencialmente los reactores de Ignalina, Bohunice y Kozloduy, respectivamente. Para ayudarles a cumplir con este compromiso, la Unión Europea estableció este programa de asistencia específico.

La ayuda financiera incluye proyectos en los siguientes ámbitos:

- El desmantelamiento y la gestión de residuos.
- El sector energético, para mitigar las consecuencias del cierre (nuevas fuentes de producción de electricidad, eficiencia energética, calefacción etc....).
- Mitigación de las consecuencias sociales del cierre de los reactores.

La UE aprobó apoyo financiero para los tres programas por un monto total de 2.487 M€, que ha cubierto el apoyo a Bulgaria, Lituania y Eslovaquia hasta 2013. La asistencia es implementada, fundamentalmente, a través del Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo (BERD)

Recientemente la Comisión ha aprobado una financiación adicional que prolongará el programa hasta 2020

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 31 países [casi todos los Estados de la OCDE, a excepción de Nueva Zelanda, y la mayor

parte de los Estados miembros de la UE (Austria, Bélgica, Chequia, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Holanda, Polonia, Portugal, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia y Reino Unido]. Desde el 1-1-13 Rusia se ha incorporado como nuevo país miembro de este organismo. La Comisión Europea también interviene en los trabajos de la Agencia, aunque no es miembro. Esta Agencia cuenta con un presupuesto de 14,2 M €, suplementado por las contribuciones voluntarias (2≈3 M€) de algunos países.

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 los Estados miembros de la NEA, asistidos para sus

funciones por la Secretaría. Se reúne dos veces al año, toma las decisiones de carácter estratégico, tales como la aprobación del Presupuesto o la adopción del Plan Estratégico, y revisa los resultados de los distintos grupos de trabajo.

Entre las cuestiones principales analizadas por este Comité en 2013 se incluyeron: la aprobación del texto de una declaración conjunta sobre los usos pacíficos de la energía nuclear entre la Autoridad China de Energía Atómica y la NEA; las principales líneas del Programa de Trabajo y del Presupuesto para 2013-2014; adoptó el borrador de Informe anual relativo 2012; las actividades de la Agencia en relación con el accidente de Fukushima y las lecciones aprendidas de este accidente; un plan para la participación de la NEA en actividades de cooperación con países no miembros; y la presentación de los resultados de los distintos grupos de trabajo.

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

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

El Comité centró su trabajo en 2013 en la elaboración de distintas publicaciones. Se desarrollaron

estudios de su programa de trabajo como "Costs of Nuclear Accidents, Liability Issues and their Impact on Electricity Costs", que analiza los diferentes regímenes de responsabilidad en los países de la OCDE, sus implicaciones y mejoras potenciales; o "Climate Change: Assessment of the Vulnerability of Nuclear Power Plants and Cost of Adaptation", estudio de dos años de duración enfocado a los impactos del cambio climático sobre las centrales nucleares y los costes asociados a la mejora de su resistencia. Otro estudio relevante actualmente en periodo de inicio es "Projected Costs of Electricity – 2014 Update", que se desarrolla en conjunción con la Agencia Internacional de la Energía.

- **Comité de Derecho Nuclear (NLC).**

Este Comité 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.

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, aún siguen poniéndose de manifiesto algunas 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. No se espera que estos Protocolos entren en vigor antes de finales de 2014.

En relación a estos Convenios, el Comité, en coordinación con el Comité de Protección Radiológica y Salud Pública de la NEA (CRPPH), está evaluando actualizar los criterios técnicos que permitan excluir a instalaciones en proceso de desmantelamiento de la aplicación de los citados Convenios, así como permitir la exclusión de dicha aplicación a instalaciones de almacenamiento de residuos de muy baja actividad, al objeto de evitar a los operadores de las mismas cargas desproporcionadas en comparación con el riesgo que suponen dichas instalaciones.

Asimismo, las Partes Contratantes del Convenio de París vienen considerando la posibilidad de modificar el Convenio para incluir las instalaciones de fusión (actualmente excluidas), en su ámbito de aplicación, al objeto de poder incluir a la futura instalación de fusión ITER, a construir en Francia.

En mayo y diciembre de 2013 tuvieron lugar en París sendos workshops, relativos, respectivamente, a la estimación de costes de accidentes nucleares, y a daños nucleares y cuestiones de responsabilidad civil nuclear por daños nucleares y regímenes de indemnización.

Finalmente, el grupo de expertos creado en el seno del Comité al objeto de revisar el procedimiento de asignación de jueces del "Tribunal Europeo de

Energía Nuclear", al que compete la resolución de conflictos que pudieran surgir entre las Partes Contratantes de los Convenios de París o Bruselas en la aplicación de los Convenios, presentó una propuesta de procedimiento, que fue aprobada por el Comité a principios del año 2014, y consecuentemente elevada al Comité de Dirección.

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

- **Conferencia General.**

En ella se reúnen todos los Estados miembros una vez al año, y se debate la línea de conducta y el programa del Organismo. Examina y aprueba, en su caso, el presupuesto y el informe anual de la Junta de Gobernadores. Examina las peticiones de ingreso en el Organismo, y puede decidir la suspensión de un Estado miembro en caso de violación persistente del Estatuto. Elige nuevos miembros de la Junta de Gobernadores para reemplazar a aquellos cuyo mandato haya terminado y aprueba el nombramiento del Director General que haya hecho la Junta de Gobernadores, cuando termina el mandato de aquel. También da su aprobación a los acuerdos que el Organismo pueda suscribir con otras organizaciones.

La Conferencia General de este año fue la 57ª y tuvo lugar del 16 al 20 de septiembre de 2013. En ella participaron unos 3.000 delegados de los 159 Estados miembros, organismos internacionales ONGs y medios de comunicación.

Entre los temas tratados en ella se incluyeron:

- Solicitudes de admisión como Estados Miembros del Organismo
- Aprobación del nombramiento del Director General
- Contribuciones al Fondo de Cooperación Técnica para 2014
- Debate general e Informe Anual para 2012
- Elección de Miembros de la Junta de Gobernadores
- Programa y presupuesto del Organismo para 2014-2015
- Medidas para fortalecer la cooperación internacional en materia de seguridad nuclear, radiológica, del transporte y de los desechos
- Seguridad física 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 en relación con el TNP entre el Organismo y la República Popular Democrática de Corea

- Aplicación de las salvaguardias del OIEA en el Oriente Medio

Las resoluciones en relación con estos temas se pueden encontrar en la página web del OIEA¹⁶.

Asimismo, se presentó el Informe anual de 2012, se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo para 2014, de 349, 8 millones de euros.

• **Junta de Gobernadores.**

Esta Junta es el órgano ejecutivo del Organismo y examina todas las cuestiones de importancia, incluyendo 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. Por regla general se reúne cinco veces al año: marzo, junio, septiembre (antes y después de la Conferencia General) y noviembre.

Está compuesta por 35 miembros, de los que 13 son designados por la propia Junta, de acuerdo con el criterio de desarrollo alcanzado en tecnología nuclear, y 22 son elegidos por la Conferencia General, de acuerdo con el criterio de representación geográfica equitativa, con un mandato de dos años, eligiendo 11 cada año. España terminó su mandato en esta Junta en septiembre de 2010 y no le volverá a corresponder ser miembro de la misma hasta septiembre de 2014.

• **Celebración de la Primera Reunión Entre-sesiones de la Convención Conjunta sobre la**

¹⁶ <http://www.iaea.org/>



Seguridad en la Gestión del Combustible Gastado y sobre la Seguridad en la Gestión de los Residuos Radiactivos (en adelante la Convención Conjunta).

La Convención Conjunta, de la que actualmente son Parte Contratante 68 Estados y Euratom, entró en vigor, de forma general y para España, el 18 de junio de 2001. Desde entonces, las Partes Contratantes de la Convención se esfuerzan por contribuir a sus objetivos:

- i) Lograr y mantener en todo el mundo 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, incluida, cuando proceda, la cooperación técnica relacionada con la seguridad;
- ii) Asegurar que en todas las etapas de la gestión del combustible gastado y de desechos radiactivos haya medidas eficaces contra los riesgos radiológicos potenciales a fin de proteger a las personas, a la sociedad y al medio ambiente de los efectos nocivos de la radiación ionizante, actualmente y en el futuro, de manera que se satisfagan las necesidades y aspiraciones de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus necesidades y aspiraciones;
- iii) Prevenir los accidentes con consecuencias radiológicas y mitigar sus consecuencias en caso de que se produjesen durante cualquier etapa de la gestión de combustible gastado o de desechos radiactivos.

La Primera Reunión Entre-sesiones de la Convención Conjunta se celebró en Viena, en la sede del OIEA, los días 16 a 18 de abril de 2013. Fue convocada a solicitud de las Partes Contratantes de la Convención en la cuarta reunión de revisión de la misma y tuvo por objeto facilitar el debate de las distintas propuestas presentadas por las Partes para mejorar el funcionamiento de la Convención Conjunta y sus mecanismos de revisión. Las propuestas resultantes serán remitidas, para su debate y adopción, a la Reunión Extraordinaria de la Convención, que tendrá lugar en Viena, en mayo de 2014.

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 Europa 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 confina-



miento 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 1.151 M€ de 24 países contribuyentes (entre ellos, España, cuya contribución asciende a 5 M€) y de la UE, así como 16 países donantes.

Los proyectos más importantes que actualmente son financiados en relación con esta central 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. La empresa NOVARKA ya lleva avanzada la construcción del nuevo confinamiento que consiste en un medio arco de estructura metálica que cubrirá el antiguo sarcófago. Dadas las dimensiones del mismo (más de 100 m de alto y de largo y más de 200 de ancho) su ensamblado se está llevando a cabo en una superfi-

cie adyacente al sarcófago para, posteriormente, desplazarlo sobre éste.

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 ha sido bastante limitada. Como excepción, Empresarios Agrupados ha sido recientemente adjudicatario de un proyecto de auditoría en Chernóbil, por valor de unos 100.000 €, que empezó a desarrollar a comienzos de 2012, y que tiene por objeto identificar fortalezas y debilidades de la PMU (Project Management Unit) de cara a la construcción del nuevo sarcófago de contención.

- **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 750 M€, de los cuales España aportó 1,5 M€ en 2002. Lituania, no obstante, estima que serán necesarias contribuciones por valor de unos 2.900 M€ para completar los trabajos de desmantelamiento.

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.

La principal contribución española ha consistido, hasta la fecha, en la construcción de un ciclo combinado de 455 MW de potencia, por valor de 165 M€, que entró en funcionamiento a finales de 2012.

Fondo de Kozloduy

Bulgaria cumplió su compromiso de cierre de los 4 reactores de diseño VVER 440–230 en 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 807 M€, de los cuales España ha aportado 1,5 M€ en 2002.

Respecto de la participación española, cabe resaltar la adjudicación en 2009 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 por un total de 29,9 M€ y una duración estimada de cuatro años, en la que continúa trabajando.

Asimismo, Empresarios Agrupados, líder de un consorcio formado con otras empresas europeas, completó un contrato de consultoría a SERAW, la agencia búlgara de gestión de residuos radiactivos, por valor de unos 3,6 M€, para llevar a cabo la gestión del diseño y construcción de un almacenamiento de residuos radiactivos de baja y media actividad en el emplazamiento de Radiana.

Empresarios Agrupados consiguió, también, en enero de 2013, la adjudicación de la Decommissioning Repository Project Management Unit o “PMU-Conjunta” para el desmantelamiento de los reactores y la construcción del mencionado repositorio de residuos radiactivos, por un valor estimado de unos 14 M€.

El consorcio constituido por ENRESA, la empresa de ingeniería Westinghouse Electric España y la compañía alemana DBE Technology fue elegido en 2011 como contratista para la preparación del diseño técnico y la elaboración del estudio de seguridad preliminar para la instalación nacional del mencionado emplazamiento de Radiana, en el que continúan trabajando. El total adjudicado a este consorcio fue de 8.116.000 €.

Por último, ENSA y Gas Natural Fenosa Ingeniería continúan trabajando, desde 2005, en el acondicionamiento y retirada de resinas iónicas de unos



tanques de la central, por un valor total de unos 5 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 560 M€, de los cuales España aportó 1,5 M€ en 2002.

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

Respecto de la participación española, es reseñable la asignación en el 2004 de la Unidad de Ges-

tión del Proyecto para la central de Bohunice a un consorcio formado por las empresas españolas Iberdrola Ingeniería y Consultoría, Empresarios Agrupados y Soluziona (ésta última, adquirida por Indra en la actualidad), junto con la empresa francesa EDF. En 2012, el consorcio, formado en la actualidad solo por empresas españolas, se adjudicó la sexta fase de la Unidad de Gestión del Proyecto para el desmantelamiento de la central de Bohunice V1, hasta finales de 2014, que consiste en la continuación y ampliación de los trabajos iniciados en 2004. El importe total del proyecto asciende a unos 34 M€, y su alcance incluye proporcionar la ingeniería necesaria y los recursos de gestión del proyecto para la planificación, ejecución, gestión, coordinación y seguimiento de todas las labores de apoyo al desmantelamiento de la central.

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 predesmantelamiento de las citadas centrales.

5. SECTOR CARBÓN

5.1 SITUACIÓN ACTUAL

5.1.1 Panorámica general del sector

La producción nacional de carbón disminuyó en 2013 respecto a 2012 cerca de un 30%, la de hullas y antracitas en un 35,4 %, y en menor medida la de lignitos negros en un 19,7%. Dicha disminución se explica en gran medida por el todavía elevado volumen de toneladas en stock existentes, parte de las cuales componen las reservas del Almacén Estratégico Temporal de Carbón (en adelante AETC), otra parte son los stocks de las propias empresas mineras y en último lugar las cantidades almacenadas en las centrales térmicas. La reducción de producción en los lignitos fue menor que en la hulla y antracita, debido a su mejor precio

lo que permite que sea más competitiva la oferta de electricidad de las centrales que lo consumen.

Por otro lado, la aplicación del procedimiento de restricciones por garantía de suministro, en virtud del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, no ha tenido el efecto deseado de incrementar el consumo de carbón para generación eléctrica. En efecto, el funcionamiento de las centrales de generación eléctrica de carbón autóctono decayó ocasionado principalmente por la consolidación de la tendencia a la baja en el precio del carbón importado, su principal competidor, la evolución en contra del precio de las emisiones de CO₂ y una mayor participación de las energías renovables en la estructura de generación eléctrica. (Cuadro 5.1.1).

CUADRO 5.1.1 BALANCE DE CARBÓN

PRODUCCION INTERIOR:					
miles de toneladas	Antracita	Hulla	Lignito Negro	TOTAL	Tasa de variación
2009	4.061	2.891	2.493	9.445	-7,3%
2010	3.209	2.777	2.444	8.430	-10,7%
2011	2.487	1.775	2.359	6.621	-21,5%
2012	2.258	1.652	2.275	6.185	-6,6%
2013	747	1.781	1.827	4.354	-29,6%
miles de tep					
2009	1.767	1.263	780	3.810	-9,1%
2010	1.396	1.134	766	3.296	-13,5%
2011	1.133	762	753	2.648	-19,6%
2012	1.016	697	748	2.462	-7,0%
2013	340	764	583	1.688	-31,4%
VARIACIÓN DE STOCKS (1):					
miles de toneladas	Hulla y Antracita	Lignito negro			
2011	2692	21		2.713	
2012	1623	-275		1.348	-50,3%
2013	879	-324		555	-58,8%

SECTOR CARBÓN

CUADRO 5.1.1 BALANCE DE CARBÓN (Continuación)

SALDO EXTERIOR (IMPORTACIONES-EXPORTACIONES):				
miles de toneladas	Hulla coquizable	Carbón energético		
2011	2.490	12.419	14.909	
2012	2.260	18.293	20.553	37,9%
2013	2.528	10.427	12.955	-37,0%
CONSUMO INTERIOR BRUTO (2):				
miles de tep				
2011			12.698	
2012			15.510	22,1%
2013			10.531	-32,1%

Notas: (1) Existencias iniciales-Existencias finales.(2) Incluye gases siderúrgicos.

FUENTE: SEE

5.1.2 Demanda interior

El consumo primario de carbones, medido en tep e incluyendo gases siderúrgicos derivados, bajó un 32,1% en 2013 sobre el del año anterior. El consumo en el sector eléctrico bajó un 29,8%, correspondiendo al consumo de hulla y antracita, tanto de producción nacional como de importación, un descenso del 31,1%, mientras bajó un 22,3% el de lignito negro y aumentó un 27,9% el de gases siderúrgicos, debido a la mayor actividad del sector siderúrgico.

Aunque la tendencia del precio del carbón importado ha seguido una senda bajista, la importación de hulla bajó un 39% en 2013 respecto al año anterior, debido, como se ha indicado, al menor uso en generación eléctrica.

El consumo final de carbones, medido en tep, aumentó un 8,3% en 2013 respecto del año anterior. El consumo en siderurgia aumentó un 20,7%, debido a la recuperación de actividad de este sector, que es el principal consumidor, después del de generación eléctrica. El consumo del resto de sectores tiene cuantías son menos significativas que en los sectores anteriores (Cuadros 5.1.2 y 5.1.3).

CUADRO 5.1.2 CONSUMO DE CARBÓN EN GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	Antracita Miles de toneladas	Hulla	Lignito negro	Gas siderúrgico (millones de termias)	TOTAL	Tasa de variación
2011	3894	13916	2839	2603		
2012	3991	18690	2203	2030		
2013	1618	13487	1623	2598		
Miles de tep						
2011	1936	7605	902	260	10.703	
2012	2001	10168	667	203	13.039	21,8%
2013	809	7569	518	260	9.156	-29,8%

FUENTE: SEE

CUADRO 5.1.3 CONSUMO FINAL DE CARBÓN (MILES DE TONELADAS)

	SIDERURGIA		CEMENTO		RESTO DE INDUST.		OTROS USOS		TOTAL	
	Ktep.	% var anual	Ktep.	% var anual	Ktep.	% var anual	Ktep.	% var anual	Ktep.	% var anual
2009	913	-28,8%	17	-89,1%	237	-9,1%	242	-22,2%	1.410	-30,0%
2010	1.150	26,0%	23	30,0%	207	-12,8%	223	-7,9%	1.603	13,7%
2011	1.283	11,6%	164	625,6%	270	30,4%	198	-11,3%	1.915	19,5%
2012	1.076	-16,1%	9	-94,4%	238	-11,6%	183	-7,6%	1.507	-21,3%
2013	1.299	20,7%	9	-4,3%	64	-73,3%	261	42,5%	1.633	8,3%

FUENTE: SEE.

5.1.3 Características de la oferta y del proceso productivo

Valoración estimada de la producción e ingreso por ventas de carbón

Durante 2013, el precio medio en factura del carbón nacional (hulla, antracita y lignito negro) beneficiario de ayudas públicas fue de 71,66 euros por tonelada para un carbón con un Poder Calorífico Superior (en adelante, PCS) de 4.352 Kcal/Kg, que supone un incremento del 12,6% respecto al del año anterior (62,65 €/Tm).

Expresado el precio en céntimos de euro por termia de PCS, fue de 1,6467, con aumento del 14,5% respecto al de 2012. Una disminución en el poder calorífico de los carbones ha causado en parte el aumento del precio por termia de PCS. Durante 2013 se suministraron un total de 3,74 millones de Tm, de los cuales 2,24 Mt fueron de hullas y an-

tracitas y 1,5 Mt de lignitos negros; en total a las centrales térmicas se suministró un 45% menos que en 2012.

En el cuadro 5.1.4 se indica la evolución media de los ingresos para las empresas mineras, como suma de los precios cobrados por ventas a centrales térmicas y de las ayudas para la cobertura de la diferencia entre ingresos y costes, aplicada a la producción de carbón autóctono.

Por tanto, el valor de la producción de carbón por el que se pagaron ayudas, adquirido por centrales eléctricas fue de 268,18 millones de euros frente a los 425,25 millones de euros de 2012 lo que implica una reducción de cerca del 37% debido a la caída tanto de producciones como de suministro desde los cerca de 6,3 millones de Tm de suministro de 2012 a los 3,7 millones de Tm de 2013 que diluyen el efecto del incremento de precios unitarios descrito anteriormente.

CUADRO 5.1.4 EVOLUCIÓN MEDIA DE LOS INGRESOS DE LAS EMPRESAS MINERAS (EN C€/TERMIA)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ingreso P+A	1,378	1,478	1,466	1,497	1,581	1,569	1,545	1,597	1,566	1,732	1,782	1,932	1,910	1,963	2,439	2,041	2,361
Precio (P)		0,775	0,739	0,775	0,823	0,811	0,789	0,838	0,903	0,971	1,003	1,172	1,279	1,131	1,338	1,439	1,647
Ayuda (A)		0,703	0,727	0,721	0,757	0,757	0,755	0,759	0,662	0,761	0,779	0,760	0,631	0,832	1,101	0,602	0,714

FUENTE: IRMC-SEE.

A la cifra anterior hay que añadir las ayudas para cubrir la diferencia entre costes e ingresos (38,4 millones de euros en 2013) más los 77,9 millones de euros que percibe HUNOSA desde los Presupuestos Generales del Estado, con lo que los ingresos totales que percibe el sector serían de cerca de 384,5 millones de euros. Este valor es un 35,2% inferior al correspondiente a 2012.

Empleo en el sector

La plantilla propia en el subsector de carbones que percibe ayudas, al final del año 2013 estaba compuesta de 3.308 trabajadores, frente a los 3.407 del año precedente, lo que supone una disminución de empleo de cerca de un 3%, como se indica en el cuadro 5.1.5.

Para que sean comparables la reducción de producción y la del empleo, es necesario completarlo con las plantillas en empresas contratistas. En 2013 el personal contratado se redujo en 360 personas hasta alcanzar las 1.127.

5.1.4 Comercio Exterior

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

to que prácticamente no existe exportación de carbón español, aunque se reexportan carbones importados.

En 2013, medido en toneladas, la importación neta de hulla y de antracita se redujo en un 37,1%, pasando de 20,9 millones de toneladas en 2012 a 13,15 millones de toneladas en 2013. La razón principal se encuentra en el retroceso de la generación eléctrica con carbón, habiendo recibido las empresas eléctricas 11,7 millones de toneladas en 2013 frente a 15,9 millones en 2012. La reexportación alcanzó en 2013, 1,1 millones de toneladas frente a los 2,1 millones de toneladas en 2012. La mayor parte de las exportaciones se deben al aprovechamiento de fletes de buques (cuadro 5.1.6).

En unidades monetarias la importación evolucionó desde 1.876,86 millones de euros en 2012 a 1.054,12 millones de euros en 2013. El valor del carbón neto importado en 2013 alcanzó 983,26 millones de € frente a los 1.720,46 millones € del año precedente. El precio unitario medio de compra CIF del carbón térmico disminuyó desde un promedio de 83,72 euros por tonelada en 2012 hasta 77,15 euros por tonelada en 2013, quedando patente una vez más el sobreabastecimiento en el mercado europeo de carbones en el que, España junto con Reino Unido y Alemania, han sido los mayores compradores.

CUADRO 5.1.5 MANO DE OBRA EMPLEADA EN LA MINERÍA

Minerales	2010	2011	2012	2013	% 12/11	%13/12
Hulla	2.723	2.329	2.145	2.117	-7,9%	-1,3%
Antracita	1.542	1.325	1.026	1.018	-22,6%	-0,8%
Lignito Negro	329	309	236	173	-23,6%	-26,7%
TOTAL	4.594	3.963	3.407	3.308	-14,0%	-2,9%

FUENTE: IRMC.

CUADRO 5.1.6 SALDO DE COMERCIO EXTERIOR (MILES T)

Minerales	2010	2011	2012	2013	% 12/11	%13/12
HULLA importada	11.971	15.316	22.414	13.663	46,3%	-39,0%
HULLA exportada	1.150	852	1.861	708	118,4%	-61,9%
HULLA neta	10.821	14.464	20.553	12.955	42,1%	-37,0%
ANTRACITA importada	846	853	594	544	-30,3%	-8,5%
ANTRACITA exportada	338	407	241	352	-40,9%	46,3%
ANTRACITA neta	508	446	354	192	-20,7%	-45,7%
TOTAL neto importado	11.329	14.910	20.907	13.147	40,2%	-37,1%

FUENTE: IRMC.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2013 por las empresas eléctricas fue de 58,34 euros por tonelada en situación CIF, para un carbón con un PCI medio de 5.558 kcal/kg, frente a 69,12 euros por tonelada para un carbón de 5.612 kcal/kg del año 2012.

Tradicionalmente las importaciones han tenido su origen en Colombia, Rusia y Sudáfrica, existiendo algunas plantas que utilizan carbón indonesio, aunque su consumo fue minoritario en 2013.

Respecto el precio medio estimado de hulla coquizable, CIF puerto español en el mismo período, fue de 129,30 euros por tonelada frente a 172,88 euros por tonelada del año 2012, manteniéndose el proceso de desaceleración de la demanda mundial de hulla coquizable.

5.2 ESTRUCTURA DEL SECTOR

El sector de la minería de carbón en España viene experimentando en las últimas décadas una constante reestructuración enmarcada en las distintas regulaciones europeas sobre ayudas a la industria del carbón, primero en el marco del Tratado de la

CECA, después en el ámbito de la normativa de la UE, concretamente del Reglamento (CE) Nº 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón y, a la expiración de este, en el marco de la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas destinadas a facilitar el cierre de minas no competitivas.

En aplicación de la evolución de la citada normativa se han aprobado en España distintos Planes de reestructuración de la minería del carbón: un plan 1990-1993, otro de 1994-1997 y más recientemente los Planes 1998-2005 y 2006-2012.

La consecuencia de estos planes ha sido la reducción constante del número de empresas del sector, de la producción, de las plantillas y del volumen de ayudas. Así, en el año 1990 había 234 empresas con una producción de 19,32 millones de toneladas y 45.212 trabajadores, mientras que a finales del Plan 2006-2012 el número de empresas era de 15, la producción fue de 6,2 millones de toneladas y la plantilla propia de trabajadores a 31 de diciembre estaba compuesta por 3.407 efectivos repartidos en 26 unidades de producción. En 2013, 12 empresas produjeron 4,4 millones de

toneladas, con una plantilla propia de 3.308 personas.

Dentro del marco de la Decisión 2010/787/UE del Consejo antes mencionada, se ha elaborado un Plan de Cierre para la minería del carbón no Competitiva, con un horizonte temporal que abarca el periodo 2013-2108. Dicho Plan de cierre se encuentra bajo revisión por parte de la Comisión Europea. Sin duda, las cifras antes indicadas se reducirán en los próximos años con un escenario final de cierre de las explotaciones receptoras de ayudas que no superará 2018.

5.3 La política carbonera en el año, en España y en la UE

Tras la finalización del Tratado CECA (2002), se entendió necesario en el ámbito comunitario continuar con la reordenación y reestructuración de la minería del carbón a nivel europeo. Como consecuencia de ello, se aprobó un marco comunitario que regulaba las actuaciones a desarrollar para la reestructuración de este sector económico y la reactivación de las comarcas afectadas. Este marco regulatorio fue el Reglamento (CE) N°1407/2002, del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre ayudas estatales a la industria del carbón, que tenía como límite de vigencia el año 2010.

Este nuevo marco regulatorio facilitó la continuación de las actuaciones contempladas en el Plan 1998-2005, que se habían iniciado bajo el marco legal comunitario establecido en la Decisión 3632/93/CECA, de 28 de diciembre de 1993. Por lo tanto, el desarrollo del Plan 1998-2005 se realizó entre dos marcos regulatorios comunitarios.

Plan 2006-2012

Finalizado el Plan 1998-2005 y, entendiendo que era necesario continuar con la reordenación y reestructuración del sector en España, y bajo el marco del mencionado Reglamento comunitario, se decidió prolongar las actuaciones sobre el sector del carbón en España y se estableció un nuevo Plan (Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras).

El objeto del plan era encauzar el proceso de ordenación de la minería del carbón teniendo en cuenta los aspectos sociales y regionales derivados de la misma, así como la necesidad de mantener determinada producción de carbón autóctono que permita garantizar el acceso a las reservas. Asimismo, se pretendía atenuar el impacto que produce la pérdida de puestos de trabajo en el sector, fomentando la creación de empleo alternativo al monocultivo del carbón mediante el apoyo a proyectos empresariales generadores de empleo, la potenciación de los recursos humanos de las comarcas financiando actividades de formación y la creación de infraestructuras.

En consecuencia, ese Plan mantuvo activas, además de las ayudas propias para la reordenación de la actividad minera del carbón (ayudas a la producción y ayudas para cubrir costes sociales y técnicos), las tres líneas de ayudas complementarias que existían en el Plan 1998-2005:

- Ayudas al desarrollo de las infraestructuras
- Ayudas a la financiación de proyectos empresariales



- Ayudas a la formación.

De esta manera se continuó potenciando el tejido productivo alternativo en las comarcas al mismo tiempo que se fue reduciendo la actividad minera.

Decisión 2010/787/UE de 10 de diciembre

La Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de las minas no competitivas de carbón, (en adelante, Decisión 2010/787/UE) sustituye al citado Reglamento (CE) Nº1407/2002 de Consejo de 23 de julio de 2002, que expiró el 31 de diciembre de 2010.

La diferencia fundamental entre ambas normativas radica en que desaparecieron las ayudas a la producción corriente con la finalidad de acceder a reservas, de manera que a partir de la aprobación de la citada decisión esas ayudas quedaron condicionadas a que la explotación cerrase antes del 31 de diciembre de 2018 (artículo 3.1.a). Así, debe establecerse un plan de cierre en el que se incorporen todas aquellas unidades de producción de carbón que vayan a recibir ayudas del Estado, las cuales deberán cerrarse definitivamente de acuerdo con el plan de cierre y como límite la fecha mencionada de 31 de diciembre de 2018.

Por otra parte, el cierre de las unidades de producción de una actividad industrial, y máxime de una actividad como la minería del carbón, lleva aparejado una serie de repercusiones sociales y regio-

nales, sobre el empleo, el mercado de trabajo y el impacto medioambiental que es preciso mitigar. Se contemplaron, por consiguiente, una serie de ayudas que sin estar directamente relacionadas con la producción corriente de las unidades de producción permiten cubrir lo que se denomina como costes excepcionales: el pago de pensiones o indemnizaciones excepcionales, las obras adicionales de seguridad en el interior de las minas, el coste de prestaciones sociales derivadas de la jubilación de trabajadores, la rehabilitación de antiguas zonas de extracción, etc. De este modo, conforme al artículo 4 de la decisión todas las ayudas que se concediesen para cubrir esos costes excepcionales serían consideradas compatibles con el mercado interior.

Era necesario, pues, para dar validez a las ayudas ya concedidas y para otorgar ayudas en el futuro, que España presentase un plan de cierre, con los contenidos recogidos en la citada decisión, de las explotaciones que recibiesen o pretendiesen recibir ayudas dentro de este marco comunitario.

Para el cumplimiento con lo establecido en la Decisión 2010/787/UE, durante 2012 se solicitó a las empresas mineras que enviaran sus planes de cierre de unidades de producción a lo que, salvo excepciones puntuales, contestaron que por la incertidumbre existente en cuanto a las ayudas que podrían percibir hasta el año 2018, y su evolución temporal, no les era posible presentar un calendario de cierre, por lo que manifestaron su intención de continuar con la producción, si les era factible, hasta el 31 de diciembre de 2018 presentando planes en ese sentido.

Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el período 2013-2018

El Nuevo Marco de Actuación 2013-2018, y en el que se circunscribe el Plan de Cierre antes mencionado, se configura como el instrumento de planificación de las políticas públicas de reordenación del sector de la minería del carbón y promoción de una economía alternativa en las zonas mineras en el escenario establecido por la Decisión del Consejo 2010/787/UE, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas no competitivas, y son de destacar los siguientes grandes objetivos que se persiguen:

- Favorecer el mantenimiento de una producción de carbón autóctono competitiva que permita garantizar cierto nivel de producción de electricidad que, apoyando la seguridad de suministro, contribuya al desarrollo de las fuentes de energías renovables.
- Asegurar una participación suficiente del carbón nacional en el mix de generación eléctrica, dentro de los límites establecidos por la normativa europea, y para todo el período cubierto por este Marco.
- Encauzar un cese ordenado de las minas de carbón no competitivas y atenuar el impacto que produce la pérdida de puestos de trabajo, así como su repercusión en la economía regional.
- Fomentar el desarrollo de proyectos empresariales generadores de empleo y el apoyo a la creación de infraestructuras vinculadas a los

misimos, a la vez que se incentiva la contratación de los trabajadores desempleados como consecuencia del cese de la explotación minera.

Las disposiciones normativas nacionales que regularon la actividad de la minería del carbón fueron las siguientes:

1. *Regulación de ayudas a la producción, que cubren la diferencia entre costes e ingresos.*
- ORDEN ITC/3007/2011, de 3 de noviembre (BOE nº 269 de 8/11/2011), por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2011 y 2012, correspondientes a las previstas en el artículo 3 de la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas.
 - Corrección de errores de la Orden ITC/3007/2011, de 3 de noviembre, de ayudas destinadas a la industria minera del carbón. (B.O.E. 22.11.2011).
 - RESOLUCIÓN del 19 de septiembre de 2012, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, (BOE nº 228 de 21/09/2012) por la que se convocan las ayudas a la industria minera del carbón para el ejercicio 2012, correspondientes a las previstas en el artículo 3 de la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010.
 - RESOLUCIÓN de 22 de febrero de 2013, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del



Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (BOE nº 52 de 1/03/2013), por la que se resuelve la convocatoria de ayudas prevista en la Resolución de 19 de septiembre de 2012.

- RESOLUCIÓN de 20 de mayo de 2013, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se publica la concesión de ayuda a la industria minera del carbón correspondiente a 2012 solicitada por la Empresa Sociedad Anónima Hullera Vasco-Leonesa
- ORDEN IET/2095/2013, de 12 de noviembre, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas para los ejercicios 2013 a 2018 destinadas específicamente a cubrir las pérdidas de la producción corriente de unidades de producción incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva y se efectúa la convocatoria de ayudas para el ejercicio 2013.
- RESOLUCIÓN de 4 de abril de 2014, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se resuelve la convocatoria de ayudas para el ejercicio 2013, efectuada por la Orden IET/2095/2013, de 12 de noviembre.

II. Régimen de ayudas a proyectos empresariales generadores de empleo que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras

- ORDEN ITC/1044/2007, de 12 de abril, (BOE nº 45 de 20/4/2007), por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el período 2007-2012.
- ORDEN ITC/3741/2007, de 18 de diciembre, (BOE nº 204 de 20/12/2007) 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/1347/2009, de 22 de mayo, (BOE nº 129 de 28/5/2009) 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, (BOE Nº 195 de 13/8/2009) 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 21 de octubre de 2013, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se publica la relación de empresas que obtuvieron subvención



para sus proyectos empresariales, en los años 2010 y 2011.

- En 2013, al igual que en 2012, no ha habido resoluciones de convocatoria de ayudas a proyectos empresariales generadores de empleo.

III. Disposiciones sobre las cargas excepcionales de reestructuración de la minería del carbón

- 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.
- REAL DECRETO 1545/2011, de 31 de octubre, por el que se modifica el 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.
- 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 de 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.

- ORDEN IET/594/2014, de 10 de abril, por la que se aprueban las bases reguladoras para los ejercicios 2013 a 2018 de las ayudas destinadas específicamente a cubrir costes excepcionales que se produzcan o se hayan producido a causa del cierre de unidades de producción de carbón incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva.

- En 2013, al igual que en 2012, no ha habido resoluciones de convocatoria de ayudas por costes laborales y bajas incentivadas asociadas al cierre de explotaciones mineras.

IV. 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.
- Corrección de errores del 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.
- REAL DECRETO 1219/2009, de 17 de julio, por el que se modifica el 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.

V. Regulación sobre consumo de carbón autóctono

Referido al mecanismo de resolución de Restricciones por Garantía de Suministro instrumentado por la Secretaría de Estado de Energía en la normativa que se detalla a continuación.

- REAL DECRETO 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el real decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- REAL DECRETO 1221/2010, de 1 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el real decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- RESOLUCIÓN de 13 de febrero de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2013, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.
- RESOLUCIÓN de 20 de marzo de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica la de 13 de febrero de 2013, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2013, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.
- RESOLUCIÓN de 30 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2014, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro
- Corrección (08/01/2014) de errores de la Resolución de 30 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2014, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro

5.3 ACTIVIDAD DEL INSTITUTO PARA LA REESTRUCTURACIÓN DE LA MINERÍA DEL CARBÓN Y DESARROLLO ALTERNATIVO DE LAS COMARCAS MINERAS

El Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (en adelante, el Instituto), es un Organismo Autónomo, adscrito al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, presidido por el Secretario de Estado de Energía.

Fue creado mediante la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social y está dotado de personalidad jurídica y plena capacidad de obrar como órgano gestor del “régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras”.

El Instituto tiene por objeto la ejecución de la política de reestructuración de la del carbón, como el desarrollo y ejecución de cuantas medidas se dirijan a fomentar el desarrollo económico de aquellas zonas que, de acuerdo con la normativa aplicable, tengan la consideración de municipios mineros del carbón.

En relación con este último aspecto, el Instituto gestiona las ayudas de cualquier naturaleza que se concedan a las empresas dedicadas a la minería del carbón y las ayudas que puedan corresponder a los sujetos productores de energía eléctrica como titulares de centrales térmicas; llevará a cabo la inspección y el control de las producciones de carbón de las empresas mineras; gestionará, tanto las ayudas destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de modernización y racionalización de las empresas mineras del carbón como los fondos dedicados al desarrollo económico de las zonas mineras del carbón; suscribirá aquellos convenios que se estimen pertinentes

para el mejor cumplimiento de su objeto y ejecutará cuantas otras medidas se precisen para desarrollar la política de reordenación de la minería del carbón y de promoción del desarrollo alternativo de las zonas mineras.

Durante estos últimos años, la actividad del Instituto ha girado en torno a conseguir los dos grandes objetivos marcados en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras, esto es: (i) Ejecutar la política de reestructuración de la minería del carbón y (ii) desarrollar y ejecutar medidas que fomenten el desarrollo económico de aquellas zonas consideradas municipios mineros del carbón.

En la actualidad, la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de las minas no competitivas de carbón que, constituye el marco general de la futura base estratégica de actuación del Instituto.

El Instituto ha articulado el “Plan de Cierre del Reino de España para la minería del carbón no competitiva en el marco de la Decisión 2010/787/UE” que en estos momentos se encuentra bajo revisión por parte de la Comisión Europea.

6. SECTOR GAS NATURAL



6.1 DEMANDA

El consumo total de gas natural, de acuerdo a los Balances energéticos oficiales, fue en 2013 303278 GWh, con descenso del 7,5% respecto al año 2012 (cuadro 6.1). Las demanda final en la industria subió significativamente, mientras el consumo doméstico-comercial bajó de forma importante, por lo que el descenso de la demanda total se ha debido al del consumo en centrales eléctricas de ciclo combinado. La participación del gas natural en el balance de energía primaria fue del 21,4% en 2013, inferior al peso del año anterior.

El consumo de gas se estima que se distribuyó en un 21,1% en el mercado doméstico-comercial y un 34,6% 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 ha bajado en 2013 un 9,4%, derivado de su actividad, dado que no han tenido influencia significativa las diferencias de laboralidad y temperatura respecto del año anterior. En el

sector industrial, el consumo subió un 7%, debido a la mayor actividad de sectores intensivos en el consumo de gas.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2013 se estima en 107591 GWh, un 35,5% del total, de los que el 35,4% es el consumo atribuido a generación eléctrica en la cogeneración (gráfico 6.1) y el resto corresponde al consumo en centrales del sistema eléctrico y a otros consumos auxiliares. En el último año, el conjunto de consumos para generación eléctrica ha bajado un 16,9%, debido al descenso de la demanda eléctrica y al cambio de la estructura de generación, con fuerte crecimiento de las energías renovables. También en 2013 ha bajado el consumo de gas atribuido a la generación eléctrica por cogeneración, rompiendo la tendencia de crecimiento anterior.

6.2 OFERTA

Procedencia de los abastecimientos

Como en años anteriores, en 2013 los abastecimientos de gas natural para el consumo interior

CUADRO 6.1 DEMANDA DE GAS (GWH)

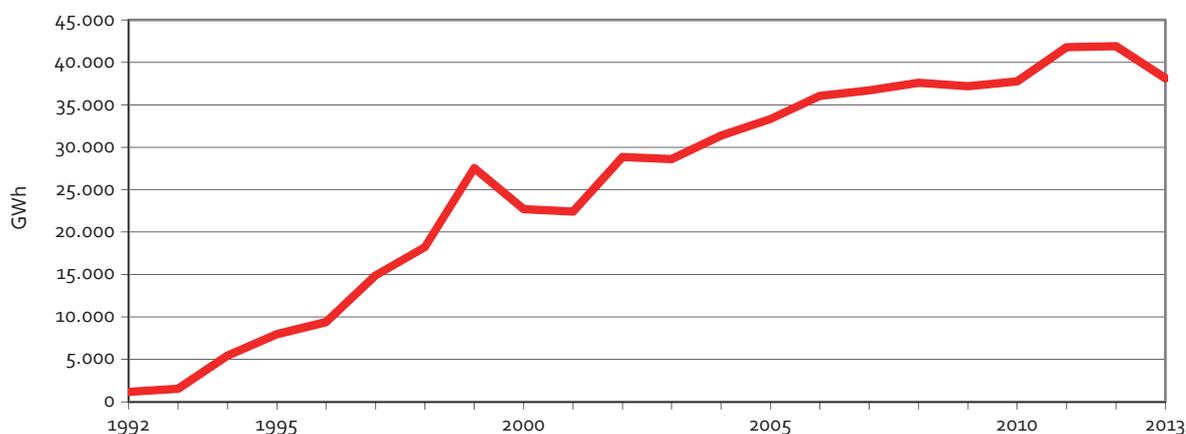
	2012	2013	Estructura %	%2013/12
Doméstico-comercial	70553	63896	21,1%	-9,4
Industrial	98191	105064	34,6%	7,0
Materia prima	4339	6260	2,1%	44,3
Cogeneración (1)	41899	38140	12,6%	-9,0
Generación eléctrica	87546	69452	22,9%	-20,7
Consumos propios, pérdidas y dif. estadísticas	25254	20466	6,7%	-19,0
Total gas natural	327781	303278	100,0%	-7,5

(1) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

FUENTE: SEE.



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



proviene de importaciones e intercambios comunitarios, al ser poco significativa la producción interior. Las importaciones durante el año 2013 ascendieron a 375.421 GWh lo que supone un descenso del 1,1% respecto al año 2012 (cuadro 6.2).

En 2013, el Sistema gasista español recibió gas natural procedente de 11 países distintos, con cuotas de participación muy repartidas, manteniendo, como en años anteriores, un alto grado de diversificación, lo que dota al sistema de un importante grado de flexibilidad. Argelia, se mantiene como primer proveedor de suministro gasista hasta alcanzar el 51% del suministro total, siguiendo Qatar con un 11% y Nigeria con un 9,6%.

Por primera vez desde el año 2000, los suministros en forma de GN han superado los de GNL, realizándose un 54% del aprovisionamiento a través de las conexiones de gasoductos internacionales. Un 46% de los aprovisionamientos llega en forma de gas natural licuado (GNL) a las plantas de regasificación disponibles en el sistema, Por tercer año consecutivo, el GNL perdió cuota en la

estructura del aprovisionamiento por el ascenso del gas procedente de Francia y Argelia con la conexión internacional de Almería, que ha registrado volúmenes crecientes desde su incorporación al sistema en marzo de 2011.

Se han recepcionado 228 buques, 63 menos que en 2012, debido al incremento de las entradas por gasoductos y al diferencial de precios con otros mercados. Debido a la situación de los precios en los mercados internacionales, con precios más elevados en la cuenca pacífica, Japón, China, India, así como Brasil y Argentina, se ha efectuado el desvío de un gran número de cargamentos de GNL hacia esos destinos.

Exploración y producción interior de hidrocarburos

Investigación de hidrocarburos

Durante el año 2013, se mantuvo el interés del sector de la exploración y producción de hidrocarburos

CUADRO 6.2 IMPORTACIONES DE GAS NATURAL (UNIDAD: GWH)

	2011	%	2012	%	2013	%	% 2013/2012
Argelia GN	103.970		118.638		155.338		30,9%
Argelia GNL	43.359	36,90%	41.658	40,59%	36.702	51,15%	-11,9%
Qatar GNL	51.540	12,91%	46.181	11,69%	40.639	10,82%	-12,0%
Omán GNL	1.918	0,48%			2.805	0,75%	
Nigeria GNL	74.180	18,58%	59.928	15,17%	37.106	9,88%	-38,1%
Egipto GNL	25.933	6,49%	7.153	1,81%	464	0,12%	-93,5%
Noruega GNL	13.916	3,49%	19.563	4,95%	13.366	3,56%	-31,7%
Francia GN	25.482	6,38%	35.328	8,95%	44.215	12,14%	25,2%
Francia GNL					1.350		
Libia GNL	967	0,24%					
Trinidad y Tobago GNL	27.640	6,92%	27.493	6,96%	22.440	5,98%	-18,4%
EEUU GNL	1.850	0,46%					
Perú GNL	21.086	5,28%	28.299	7,17%	16.898	4,50%	-40,3%
Bélgica GNL	2.965	0,74%	7.462	1,89%	2.174	0,58%	-70,9%
Portugal GN	4.485	1,12%	3.225	0,82%	1.924	0,51%	-40,3%
TOTAL	399.291	100%	394.928	100%	375.421	100%	-1,1%

FUENTE: ENAGAS (GTS).

ros en España, en un entorno internacional donde la prospección de recursos no convencionales de gas, "shale gas" y "cbm", ha supuesto una revolución, especialmente en Estados Unidos, con disminución significativa de los precios y un notable incremento de la producción. Las empresas especializadas, con matrices principalmente estadounidenses o canadienses, buscan en Europa la expansión natural de sus mercados, animados por un precio del gas superior y la existencia de una vasta red de gasoductos.

En este campo se recoge en este capítulo la situación normativa existente en el momento de redactar este Informe, por lo que en el momento de su publicación, pueden haber surgido cambios.

Los distintos proyectos existentes en España, principalmente en la cuenca vasco-cantábrica,

se encuentran en una etapa preliminar de investigación por lo que no parece probable hablar de una explotación comercial en el corto plazo. En todo caso, será preciso demostrar previamente la existencia de recursos en cantidades económicas y validar la aplicabilidad de las técnicas empleadas en Norteamérica a la geología y características nacionales, sin olvidarnos de la mayor exigencia de los procedimientos de autorizaciones, especialmente en el campo medioambiental. Así mismo, hay que destacar la sensibilidad social que este tipo de proyectos despiertan en el entorno. En este sentido, cabe destacar la aprobación de diversas iniciativas legislativas autonómicas orientadas a la prohibición de este tipo de proyectos, a destacar las siguientes:

- Ley 1/2013, de 15 de abril, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad



Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.

- Ley 7/2013, de 21 de junio, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de La Rioja de la técnica de la fracturación hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.
- Ley Foral 30/2013, de 15 de octubre, por la que se prohíbe en el territorio de la Comunidad Foral de Navarra el uso de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.
- Ley 2/2014, de 27 de enero, de medidas fiscales, administrativas, financieras y del sector público de Cataluña, cuyo artículo 167 modifica la Ley de Urbanismo, aprobada por Decreto Legislativo 1/2010, de 3 de agosto, prohibiendo la técnica de fracturación hidráulica en determinadas circunstancias.

Además de las indicadas más arriba, existen otras iniciativas parlamentarias con diversos rangos normativos y estados de tramitación.

Es de destacar que tanto la Ley de Cantabria 1/2013, de 15 de abril, como la Ley de La Rioja 7/2013, de 21 de junio han sido objeto de recurso de inconstitucionalidad por parte del Gobierno estatal.

A nivel estatal, cabe destacar las siguientes iniciativas legislativas que afectan a la exploración y explotación de recursos no convencionales:

- La Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, introdujo dos modificaciones en lo que se refiere al régimen de los hidrocarburos no convencionales:
 - Con el objetivo de clarificar aspectos jurídicos relacionados con técnicas de exploración y producción de hidrocarburos y de garantizar la unidad de criterio en todo el territorio español, se introducen explícitamente en el ámbito objetivo de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, determinadas técnicas habituales en la industria extractiva reconociéndose su carácter básico, en concreto, las técnicas de fracturación hidráulica
 - Modificación del Texto Refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, introducida por la disposición final tercera de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Se añade el apartado e) al grupo 2 del Anexo I incluyendo entre los proyectos sometidos necesariamente a evaluación de impacto ambiental “Los proyectos consistentes en la realización de perforaciones para la exploración, investigación o explotación de hidrocarburos que requieran la utilización de técnicas de fracturación hidráulica”.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, que en su Anexo I, grupo 2, apartado d) mantiene la obligatoriedad de realizar eva-



luación ambiental ordinaria de los sondeos que requieran la utilización de técnicas de fracturación hidráulica. Asimismo, se recoge la técnica de exploración sísmica marina en el Anexo II de la misma.

Por último, a nivel europeo cabe destacar la Recomendación de la Comisión, de 22 de enero de 2014, relativa a unos principios mínimos para la exploración y producción de hidrocarburos (como el gas de esquisto) utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen.

Por otra parte, la actividad en medio marino ha experimentado un gran repunte, en línea con la tendencia internacional, donde la evolución tecnológica ha permitido operar en aguas profundas y regiones más inhóspitas. Así, se confirma el interés exploratorio en el Mediterráneo español con nuevas solicitudes de permisos, en parte impulsada por los descubrimientos de yacimientos de gas frente a las costas de Israel en la cuenca del Mediterráneo. No es descartable que este interés en el Mediterráneo español se extienda hacia otras zonas marinas.

En el ámbito legislativo, a nivel europeo, cabe destacar la aprobación de la Directiva 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de

junio de 2013, sobre la seguridad de las operaciones relativas al petróleo y al gas mar adentro, y que modifica la Directiva 2004/35/CE, cuya transposición al ordenamiento nacional está actualmente en curso.

Asimismo, a nivel nacional, es de destacar la inclusión en el Anexo I de la ya mencionada Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, en su grupo 2, apartado c), de la extracción o almacenamiento subterráneo de petróleo y gas natural con fines comerciales cuando se realicen en medio marino. Asimismo, y como novedad, la exploración mediante sísmica marina se ha incluido en el Anexo II, Grupo 3, b), de la Ley 21/2013, correspondiente a proyectos sometidos a la evaluación ambiental simplificada.

En cuanto a la evolución del dominio minero, durante el año 2013 cabe destacar el otorgamiento de 259.707,10 hectáreas de nuevos permisos de investigación de hidrocarburos, según se desglosa en el cuadro 6.3.

Por otra parte, durante el año 2013, se han solicitado 14 nuevos permisos de investigación de hidrocarburos, principalmente en medio marino, lo que pone de manifiesto que el interés del sector en el offshore español, como se indica en el cuadro 6.5.

CUADRO 6.3 PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS OTORGADOS EN 2013

Ámbito	Denominación	Titulares	Ubicación	Superficie (Ha)
AGE	AQUILES	FRONTERA ENERGY CORPORATION, S.L.	CCAA Aragón	102.355,90
	CRONOS		CCAA Castilla y León; CCAA Castilla-La Mancha	96.961,20
	LEO	OIL & GAS CAPITAL	CCAA Castilla-La Mancha; CCAA Murcia	40.260,00
CCAA	ESCORPIO	OIL & GAS CAPITAL	CCAA Murcia	20.130,00
TOTAL	4			259.707,10

FUENTE: SEE.

SECTOR GAS NATURAL

CUADRO 6.4 PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS EXTINGUIDOS EN 2013

Ámbito	Denominación	Titulares	Estado Anterior	Extinción	Observaciones
AGE	BURGOS 4	TROFAGAS	ESTATAL SOLICITADO	RENUNCIADO	
	CALDERÍN	PETROLEUM	ESTATAL VIGENTE	RENUNCIADO	
	HORQUILLA		ESTATAL VIGENTE	RENUNCIADO	
	ABIEGO	SERICA ENERGÍA IBÉRICA S.L.U.	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	CCAA Aragón
	PERALTILLA	SERICA ENERGÍA IBÉRICA S.L.U.	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	CCAA Aragón
	BARBASTRO	SERICA ENERGÍA IBÉRICA S.L.U.	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	CCAA Aragón
	BINEFAR	SERICA ENERGÍA IBÉRICA S.L.U.	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	CCAA Aragón
CCAA	VILLAVICIOSA	PETROLEUM /VANCAST EXP.	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	CCAA Asturias
	BURGOS 1	TROFAGAS	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Castilla y León
	BURGOS 2	TROFAGAS	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Castilla y León
	BURGOS 3	TROFAGAS	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Castilla y León
	PALENCIA 2	TROFAGAS	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Castilla y León
	PALENCIA 4	TROFAGAS	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Castilla y León
	RIPOLL	TEREDO OILS LIMITED	AUTONÓMICO VIGENTE	EXTINGUIDO POR LA COMUNIDAD AUTÓNOMA	CCAA Cataluña
	MORCIN	HUNOSA / PETROLEUM	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	CCAA Asturias
	LENI	COMPAÑÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Castilla y León
	EL CARPIO	RIPSA	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Andalucía
	ADAMUZ	RIPSA	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Andalucía
	PORCUNA	RIPSA	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Andalucía
	GUADIATO	LAXTRON ENERGÍAS RENOVABLES SL	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Andalucía
	GUADALQUIVIR	PORTLAND GAS ESP, S.L.	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Andalucía
	DARWIN	MONTERO ENERGY CORPORATION, S.L.	AUTONÓMICO SOLICITADO	DENEGADO	CCAA Cataluña
	LEONARDO	MONTERO ENERGY CORPORATION, S.L.	AUTONÓMICO SOLICITADO	DENEGADO	CCAA Cataluña
	MARISMAS D	PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	CCAA Andalucía
GRANDA	VANCAST EXP./HUNOSA/PETROLEUM	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	CCAA Asturias	

FUENTE: SEE.

En la página Web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo se publica el mapa del dominio de hidrocarburos, actualizado con periodicidad trimestral y en él pueden consultarse tanto los permisos vigentes como solicitados a la fecha señalada en el ámbito competencial de la Administración General de Estado y en el de las diferentes Comunidades Autónomas. La cuenca vasco-cantábrica es, con diferencia, la que más actividad está desarrollando, si bien el interés exploratorio

se está extendiendo a otras zonas como la cuenca del Ebro y la cuenca del Guadalquivir.

Explotación de hidrocarburos

El cuadro 6.6 indica las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos en vigor en España a 31 de diciembre de 2013. En líneas generales podemos agruparlas en tres grandes grupos. El primero estaría formado en exclusiva por

CUADRO 6.5 PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS SOLICITADOS EN 2013

Ámbito	Denominación	Solicitantes	Ubicación	Superficie (Ha)
AGE	NORDESTE 1			94.815,00
	NORDESTE 2			96.015,00
	NORDESTE 3			96.015,00
	NORDESTE 4			96.015,00
	NORDESTE 5			94.815,00
	NORDESTE 6	CAPRICORN SPAIN LIMITED	MEDITERRÁNEO - GOLFO DE VALENCIA	97.976,00
	NORDESTE 7			95.815,00
	NORDESTE 8			99.225,00
	NORDESTE 9			96.315,00
	NORDESTE 10			96.315,00
	NORDESTE 11			96.315,00
	NORDESTE 12			96.315,00
CCAA	BURGOS 5	EXPLOR. REC. NATU. GEOLÓGICOS, S.A.	CCAA Castilla y León	101.136,00
	ACUARIO	PETROLEUM OIL AND GAS	CCAA Murcia	20.130,00
TOTAL	14			1.277.217,00

FUENTE: SEE.

la concesión "Lora", el único campo terrestre que desde los años 60 viene siendo explotado ininterrumpidamente. El segundo lo componen diversas concesiones ubicadas en el valle del Guadalquivir, productoras de gas natural (Marismas, El Romeral, El Ruedo, Las Barreras). En este segundo grupo podríamos incluir el campo Poseidón, si bien este se encuentra en zona marina, frente a las costas de Huelva. Por último, el tercer grupo está constituido por las concesiones que tienen a la plataforma Casablanca como núcleo común de procesado, frente a las costas de Tarragona (Casablanca, Angula, Montanazo D, Rodaballo y Lubina).

Hay que destacar el otorgamiento de la concesión de explotación Lubina a Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. mediante Real Decreto 1105/2012, de 13 de julio derivada del permiso de investigación de hidrocarburos denominado Lu-

bina II. Dicha concesión, situada en zona marina, se encuentra entre las concesiones que tienen a Casablanca como núcleo común de procesado.

Almacenamiento subterráneo de gas natural

De acuerdo con la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la utilización de estructuras subterráneas para el almacenamiento de gas natural, requiere el otorgamiento de una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo.

El cuadro 6.7 refleja las concesiones de almacenamiento subterráneo existentes a 31 de diciembre de 2013, todas ellas con la finalidad de almacenar gas natural para el sistema gasista, lo cual significa que pertenecen a la red básica y funcionan bajo un régimen de acceso de terceros.

SECTOR GAS NATURAL

CUADRO 6.6 CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS VIGENTES A 31 DICIEMBRE 2013

Empresas	Concesiones	B.O.E.	Vigencia	Superficie (Ha)	Observaciones
COMPAÑÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	LORA	1/31/1967	1/31/1967 1/30/2017	10.619,28	
RIPSA PETROLEUM CNWL CIEPSA	CASABLANCA	12/27/1978 3/17/2009	12/28/1978 12/27/2008 12/27/2018	7.036,00	4.786 Ha. a Unitización con MONTANAZO D y 266,76 Ha. a Unitización con ANGULA. 1ª Prórroga
PETROLEUM RIPSA CIEPSA CNWL	MONTANAZO D	1/4/1980 12/2/2009	1/5/1980 1/4/2010 1/4/2020	3.259,50	1.110 Ha. a Unitización con CASABLANCA 1º Prórroga
RIPSA MURPHY	GAVIOTA I	7/14/1983 12/29/2007	7/15/1983 7/14/2013	7.960,00 4.726,44	Superficie inicial Conversión de parte de la superficie de Gaviota I (3.233,88 ha) en concesión almacenamiento Gaviota (4.229ha)
RIPSA MURPHY	GAVIOTA II	7/14/1983 12/29/2007	7/15/1983 7/14/2013	3.234,00 2.238,84	Superficie inicial Conversión de parte de la superficie de Gaviota II (995,04 ha) en concesión almacenamiento Gaviota (4.229 ha)
RIPSA CNWL	ANGULA	12/3/1985	12/4/1985 12/3/2015	3.129,00	177,84 Ha. a Unitización con CASABLANCA
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS B-1	9/14/1988 8/3/2011	9/15/1988 9/14/2018	6.529,92	Adaptación a CE almacenamiento subterráneo y ampliación spf en 272.08 Ha (total: 6529,92)
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-1	9/14/1988	9/15/1988 9/14/2018	8.434,50	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-2	7/14/1989 8/3/2011	7/15/1989 7/14/2019	3.128,92	Adaptación a CE almacenamiento subterráneo
NUELGAS	LAS BARRERAS	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	13.604,00	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	REBUJENA	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	3.264,96	



CUADRO 6.6 CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS VIGENTES A 31 DICIEMBRE 2013 (Continuación)

Empresas	Concesiones	B.O.E.	Vigencia	Superficie (Ha)	Observaciones
NUELGAS	EL RUEDO-1	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	14.877,00	
NUELGAS	EL RUEDO-2	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	14.050,50	
NUELGAS	EL RUEDO-3	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	13.224,00	
RIPSA MURPHY	ALBATROS	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	3.233,88	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 1	7/28/1994	7/29/1994 7/28/2024	8.162,40	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 2	7/28/1994	7/29/1994 7/28/2024	14.964,40	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 3	7/28/1994	7/29/1994 7/28/2024	7.890,32	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS A	5/30/1995	5/31/1995 5/30/2025 8/3/2011	8.842,60	Adaptación a CE almacenamiento subterráneo
RIPSA	POSEIDON NORTE	12/7/1995	12/8/1995 12/7/2025	10.751,52	
RIPSA	POSEIDON SUR	12/7/1995	12/8/1995 12/7/2025	3.583,84	
RIPSA CNWL CIEPSA PETROLEUM	RODABALLO	9/19/1996	9/20/1996 12/3/2015	4.954,44	
RIPSA	LUBINA	7/17/2012	7/18/2012 7/17/2042	4.165,25	

FUENTE: SEE.

Producción interior de Gas natural

Durante el año 2013 se produjeron 644 GWh de gas natural, equivalentes a 60 millones de m³(n), cifra un 3,9% inferior a la del ejercicio anterior, como se refleja en el Cuadro 6.8. Esta producción

supone tan solo el 0,16% del consumo nacional de gas natural.

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

SECTOR GAS NATURAL

CUADRO 6.7 CONCESIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Titular	Concesión	BOE	Superficie (Ha)	Vigencia	Ubicación	Observaciones
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	SERRABLO	7/4/2007 (por Ley 12/2007)	11.124,96	7/4/2007 7/3/2037	Huesca	En operación
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	YELA	B.O.E. (11/09/2007)	6.519,00	9/12/2007 9/11/2037	Guadalajara	Puesta en marcha provisional el 30/04/2012.
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	GAVIOTA	B.O.E. (29/12/2007)	4.229,00	12/30/2007 12/29/2037	Frente costas Vizcaya	Cesión de RIPSA-MURPHY a ENAGAS según Orden ITC/1767/2011, de 22 de junio (BOE 27/06/2011). En operación
ESCAL-UGS, SL	CASTOR	B.O.E. (05/06/2008)	6.519,00	6/6/2008	Frente costas Castellón	Puesta en marcha provisional el 05/07/2012. Operación suspendida por resolución de 26/09/2013.
GAS NATURAL ALMACENAMIENTOS ANDALUCÍA S.A.	MARISMAS	B.O.E. (03/08/2011)	18.501,44	04/08/2011 03/08/2041	Sevilla y Huelva	En operación

FUENTE: SEE.

CUADRO 6.8 PRODUCCIÓN INTERIOR DE GAS NATURAL

	PRODUCCIÓN 2012		PRODUCCIÓN 2013		Var 13/12
	GWh	Mm3(n)	GWh	Mm3(n)	
El Romeral	82	9	125	12	53,3%
El Ruedo	13	1	63	6	396,7%
Marismas	5	0	5	0	-8,0%
Poseidón	575	52	451	41	-21,5%
TOTAL	671	63	644	60	-3,9%

FUENTE: SEE.

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, a 31 de diciembre de 2013, son las siguientes:

- Enagas Transporte, S.A.: principal empresa transportista en España (con una cuota del 90%).
- Enagás Transporte del Norte, S.A.
- Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG): empresa titular de la planta de regasificación localizada en el puerto exterior de Bilbao (Zierbana).
- Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (SAGGAS).
- Regasificadora del Noreste, S.A.
- Gas natural transporte, SDG, S.L.
- Transportista Regional del Gas, S.L.
- Redexis Gas Transporte, S.L.
- Gas Extremadura Transportista, S.L.



- Gas Natural CEGAS, S.A.
- Gas Aragón, S.A.
- Gas Natural Andalucía SDG, S.A.
- Gas Natural Castilla -La Mancha, S.L.

Empresas distribuidoras

Son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción operación y mantenimiento de instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo. Las empresas distribuidoras que actualmente figuran en el registro de empresas distribuidoras de gas natural son las siguientes:

- Gas Natural Distribución, SDG, S.A.
- Gas Natural Castilla y León, S.A.
- Gas 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.
- Redexis Gas Aragón, S.A.
- Distribuidora Regional del Gas, S.A.
- Redexis Gas Distribución, S.A.
- Redexis Gas Baleares, S.A.U.
- Naturgas Energía Distribución, S.A.
- Gas Directo, S.A.
- Tolosa Gasa, S.A.
- Gasificadora Regional Canaria, S.A.
- Madrileña Red de Gas, S.A.
- Gas Natural Madrid SDG, S.A..
- Inverduero Gas Distribución, S.A.

Empresas comercializadoras

Los comercializadores son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en la normativa, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales. Asimismo, son comercializadores las sociedades mercantiles que realicen la venta de Gas Natural Licuado (GNL) a otros comercializadores dentro del sistema gasista o a consumidores finales.

Las empresas comercializadoras que figuran en el listado de empresas comercializadoras publicado en la web de la CNMC en el momento de redactar este Informe, son las siguientes:

- Iberdrola, S.A.
- Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.
- Cepsa Gas Comercializadora S.A.
- BP Gas Europe, S.A.U.
- Shell España, S.A.
- Carboex, S.A.
- Gas Natural Comercializadora, S.A.
- Gas Natural Servicios SDG, S.A.
- Endesa Energía, S.A.
- Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.
- Shell Spain LNG, S.A.
- GDF Suez Energía España, S.A.U.
- Ingeniería y Comercialización de Gas, S.A.
- Hidrocarbónico Energía S.A.U.
- Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.
- Molgas Energía, S.A.
- Nexus Energía, S.A.
- Liquid Natural Gaz, S.L.
- Investigación Criogenia y Gas, S.A.
- ENERGYA VM Gestión de Energía S.L.

- Multiservicios Tecnológicos, S.A.
- Comercializadora Ibérica de Gas y Energía Eléctrica, S.A.U.
- E.ON Energía, S.L.
- Sonatrach Gas Comercializadora, S.A.U.
- E.ON Generación, S.L.
- EDF Trading Limited
- Galp Energía España, S.A.U.
- Axpo Iberia, S.L.
- Sampol Ingeniería y Obras, S.A.
- Gas Natural SUR, SDG, S.A.
- Iberdrola Generación, S.A.U.
- Iberdrola Comercializadora de Último Recurso, S.A.U.
- Madrileña Suministro de Gas, S.L.
- Madrileña Suministro de Gas SUR, S.L.
- EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.
- Endesa Energía XXI, S.L.U.
- ENOI SPA
- Servigas S.XXI, S.A.
- Villarmir Energía, S.L.U.
- E.ON Global Commodities, S.E.
- Fertiberia, S.A.
- RWE Supply & Trading GmbH
- Fortia Energía, S.L.
- EDP Energía Gas, S.L.
- Alpiq Energía España, S.A.U.
- Centrogas, GmbH
- Orus Energía, S.L.
- On Demand Facilities, S.L.
- Petronavarra, S.L.
- Gasindur, S.L.
- Morgan Stanley Capital Group Inc.
- Morgan Stanley & Co International PIC
- Statoil ASA
- Factor Energía, S.A.
- Switch Energy, S,L,
- Solvay Energy Services, SAS
- Capital Energy Read, S.L.
- Methane Logistics, S.L.
- Cepsa COMERCIAL PETROLEO, S.A.
- Climdom Energy, S.L.
- Primagas Energía, S.A.U.
- Vitogas España, S.A.U.
- Eni Gas & Power España, S.A.U.
- Eni SPA
- Noble Clean Fuels Limited
- Merrill Lynch Commodities (Europe) Limited
- Total Gas & Power Limited
- Gold Energy-Comercializadora de Energía, S.A.
- Repsol LNG Holding, S.A.
- Alpiq AG
- Gasela GmbH
- Compañía Española de Petróleos, S.A.U.
- Koch Supply & Trading SARL
- Audax Energía, S.L.U.
- Gunvor Internacional B.V.
- Axegaz, S,A.S.

El Gestor Técnico del Sistema

El Gestor Técnico del Sistema es el responsable de la operación y gestión de la Red Básica y de las redes de transporte secundario definidas en la Ley. Asimismo, será responsable de mantener las condiciones para la operación normal del sistema.

Con efectos de 2 de julio de 2012, se inscribió en el Registro Mercantil el acuerdo de segregación y la creación de dos filiales, ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U y ENAGÁS GTS, S.A.U., esta última tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema.



6.3 RÉGIMEN ECONÓMICO DE GASES Y PRODUCTOS ASIMILADOS

La Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, dedica su capítulo VIII al régimen económico del gas natural, incluyendo en este concepto, las retribuciones de las actividades reguladas, los peajes y cánones de acceso de terceros a las instalaciones, las cuotas destinadas a sostener el Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de Energía y la tarifa de último recurso. Posteriormente, mediante la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, se reguló el procedimiento de liquidación de las obligaciones de pago y derechos de cobro necesarios para retribuir las actividades reguladas. Esta función, inicialmente encomendada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fue traspasada al Ministerio de Industria, Energía y Turismo mediante la disposición adicional octava de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Tarifa de último recurso de gas natural

Con la disposición final cuarta de la Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, se procedió a modificar la fórmula de cálculo de la tarifa de último recurso publicada en la orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, sustituyendo el porcentaje que recoge la cantidad de gas subastado respecto a la demanda (0,5) por una fórmula que tiene en cuenta el porcentaje de gas realmente adquirido en las subasta.

En el año 2013 tuvieron lugar las subastas habituales para la adquisición del gas natural destinadas a la fijación de la tarifa de último recurso. La subasta correspondiente al gas de base para el período de 1 de julio al 31 de diciembre y de gas de invierno para el período del 1 de noviembre de 2012 al 30 de marzo de 2014 tuvo lugar el 18 de junio, adjudicándose la totalidad de la cantidad adjudicada, con un precio final de 31,28 €/MWh para el gas de base y de 32,55 €/MWh para el gas de invierno. La subasta para el suministro de gas de base para el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2014 se celebró el 29 de octubre, adjudicándose la totalidad de la cantidad subastada a un precio de 30,99 €/MWh.

En el cuadro 6.9 se muestran los precios del gas de base y del gas de invierno en cada una de las subastas celebradas.

Peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas

El Real Decreto-Ley 13/2012 modificó el artículo 92 de la Ley 34/1998 otorgando a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la potestad de establecer la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso, en transposición de la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Mientras que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los valores de dichos peajes de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión y el resto de costes del sistema que

CUADRO 6.9 PRECIOS DEL GAS EN SUBASTAS PARA TUR

Fecha celebración subasta	Período de suministro de la subasta	Precio gas de base (Pbo) (€/MW)	Precio gas de invierno (Plo) (€/MWh)
16/06/2009	1/07/2009 al 30/06/2010	16,18	
	1/11/2009 al 31/03/2010		19,77
16/06/2010	1/07/2010 al 31/12/2010	21,67	
	1/11/2010 al 31/03/2011		24,44
26/10/2010	1/01/2011 al 30/06/2011	21,30	
14/06/2011	1/07/2011 al 31/12/2011	28,80	
	1/11/2011 al 31/03/2012		29,96
25/10/2011	1/01/2012 al 30/06/2012	29,60	
19/06/2012	1/07/2012 al 31/12/2013	33,50	30,75
	1/11/2012 al 31/03/2013		
30/10/2012	1/01/2013 al 30/06/2013	30,48	

FUENTE: SEE.

sean de aplicación. Hasta que no se proponga y apruebe una nueva estructura de peajes, la estructura básica en vigor es la establecida en el Real Decreto 949/2001.

Los peajes en vigor en el año 2013 se publicaron en la Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, incluyendo un incremento general y uniforme de todos los peajes del 1%, con las excepciones del canon de almacenamiento subterráneo y el peaje de almacenamiento de GNL que se mantuvieron constantes.

Los peajes en vigor en el año 2014 se aprobaron mediante la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, incorporando un incremento lineal del 2,3% a todos los peajes con única la excepción esta vez del canon de almacenamiento subterráneo.

Dicha orden incluyó como novedades:

- Modificación de las limitaciones establecidas a la carga de cisternas con destino a plantas satélites que estén situadas a menos de 2 km de una red de suministro. Se han excluido los casos en los que el coste de la conexión superase cinco veces los valores estándar en vigor
- Suavización de las condiciones de aplicación del límite de existencias de GNL, lo que se conoce como apartado 3.6.1. En este caso las penalizaciones por exceso de GNL se empezarán a aplicar cuando superen 15 veces la capacidad de regasificación contratada, en lugar de las 13 veces que estaban en vigor hasta la fecha. Asimismo se incluyeron las operaciones de carga de buques dentro de la exención de 300 GWh.
- Modificación del procedimiento de reparto de las mermas de distribución (artículo 14).
- Modificación del procedimiento de reparto de las mermas en las plantas de regasificación (disposición final tercera).

- Incentivo a la reducción de las mermas en las redes de transporte (disposición final cuarta).
- Obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico (disposición adicional primera), se concedió un plazo de 15 días (1 al 15 de abril) para que los comercializadores puedan adaptar el volumen de gas que mantienen en los almacenamientos subterráneo a las exigencias de existencias estratégicas.

Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista

Las retribuciones correspondientes a las actividades reguladas forman parte del sistema económico integrado del gas natural, cuyos principios se establecieron en la Ley 34/1998 y en el Real Decreto 949/2001 y que fueron aplicados por primera vez en la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero.

El sistema económico integrado retribuye con cargo a la recaudación de peajes y cánones las actividades reguladas de transporte, distribución, regasificación y almacenamiento subterráneo. Anualmente, estas retribuciones son actualizadas de acuerdo a los principios de dicho Real Decreto y de las órdenes ministeriales que lo desarrollan, y publicadas en el Boletín Oficial del Estado mediante orden ministerial. Las retribuciones de la CNMC y del Gestor Técnico del Sistema se cubren mediante cuotas específicas.

Las retribuciones a las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo se aplican de forma individualizada a cada instala-

ción, mediante el reconocimiento expreso a través de resolución u orden ministerial, con la posibilidad de solicitar una retribución provisional mientras se tramita la retribución definitiva.

Retribución a la actividad de regasificación

La retribución a la actividad de regasificación fue establecida en la Orden ITC/3994/2006, que determinó que la retribución financiera de estas instalaciones se calculase utilizando el valor neto de los activos en lugar del valor bruto, restando cada año al valor del activo la amortización acumulada. El procedimiento de valoración de los activos es mediante valores auditados, con el tope máximo de los valores estándar publicados. Siempre 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.

La Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, en su Anexo I publicó unos nuevos valores unitarios de las plantas de regasificación, calculados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en cumplimiento del mandato de la disposición adicional del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero. Estos nuevos valores tienen un mayor grado de detalle, y en el caso de los valores de inversión distinguen entre valores no estandarizables, que se retribuyen de acuerdo al valor auditado con unos topes máximos, y valores estándar.

En el Anexo II de la misma Orden se acompaña un listado detallado de los componentes incluidos en cada elemento a los efectos de facilitar la realización de las auditorías. Por último el Anexo III publica las

vidas útiles de cada elemento y en el Anexo IV una tabla resumen para la realización de la auditoría.

La Orden incluyó unos valores estándar aunque hasta el 31 de diciembre se mantuvieron en vigor los publicados en la Orden ITC/3354/2010 de 28 de diciembre.

Los valores unitarios en vigor en el año 2013 fueron publicados en la IET/2812/2012, de 27 de diciembre, calculados mediante la actualización de los valores de la orden anterior, la IET/3587/2011, de 30 de diciembre

Retribución a la actividad de almacenamiento subterráneo

El régimen económico de los almacenamientos subterráneos se plasmó en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, y al igual que en el caso de las plantas de regasificación, se estableció 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 Orden IET/849/2012, de 26 de abril, se asimiló el régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos con la del resto de infraestructuras del sistema gasista. En concreto, se aumentó el plazo de amortización de la inversión de diez a veinte años, lo que es más acorde con su vida útil real. Asimismo, tal y como ya establece la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, se reforzó la supervisión del Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre tales proyectos, habilitándole para

hacer auditorías técnicas y económicas de la instalación antes de su inclusión en el régimen retributivo definitivo. El objeto de la medida era minorar el impacto económico de la incorporación de los nuevos almacenamientos subterráneos, que se veía acrecentado por el régimen de amortización acelerado.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, adoptó una serie de medidas que afectaron al régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos. En particular, el artículo 14 determina la regla general de que la retribución devengada en el año "n" se abone en el año "n+1" Asimismo, se suspenden los regímenes retributivos provisionales y se exige, como requisito para la emisión del acta definitiva de puesta en marcha, que la instalación haya funcionado previamente 48 horas en torno a sus parámetros nominales. No obstante, se puede emitir un acta de puesta en servicio provisional para el conjunto del almacenamiento que habilite al titular a la inyección del gas colchón necesario para alcanzar dichos parámetros nominales.

El 29 de diciembre de 2012, se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden IET/2805/2012, de 27 de diciembre, por la que se modifica la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica. Esta orden introduce diversas modificaciones



entre las que cabe señalar la aplicación de un coeficiente de actualización del 2,5% al valor neto de la inversión tanto en infraestructuras como en gas colchón. Se determina que podrán reconocerse las diversas inversiones de una misma infraestructura susceptibles de retribución bien en un acto administrativo único o bien mediante actos parciales, según se finalice la instrucción de los diversos expedientes. Por último, se extiende la posibilidad de renuncia a la concesión de explotación más allá de los cinco años establecidos en la redacción anterior y se realizan otras modificaciones con el objeto de garantizar la coherencia con el anteriormente mencionado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. El este nuevo marco retributivo será de aplicación a los almacenamientos subterráneos puestos en marcha a partir del 1 de abril de 2012, mientras que aquéllos almacenamientos que, como Marismas, Serrablo y Gaviota, ya estaban operativos no verán modificado su marco retributivo.

Mediante la resolución de 3 de abril mayo de 2013, del Director General de Política Energética y Minas, se estableció el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado (gas colchón) de los almacenamientos subterráneos "Yela" y "Castor". En consideración al volumen de gas, que tiene un coste superior a los 300 millones € y a la naturaleza singular de la operación esta subasta difiere de las habituales, en concreto se utiliza la modalidad "sobre cerrado" (en lugar de utilizar rondas), no marginalista o "pay as bid", y abierta a la participación de suministradores que no figuren como comercializadores registrados en España. La cantidad a adquirir inicialmente ascendía a 10.040 GWh, pero finalmente, y a la vista de los

altos niveles de precios alcanzados en las rondas de la subasta, únicamente se adjudicaron 2.724 GWh en la subasta que tuvo lugar el 14 de mayo.

La Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, en su disposición final segunda, modificó el artículo 6 de la Orden ITC/3996/2006, de 29 de diciembre, desarrollando determinados aspectos de detalle sobre la contratación de las auditorías técnicas y económicas que, con carácter facultativo, puede desarrollar la Dirección General de Política Energética y Minas. En particular, se habilita también al Gestor Técnico del Sistema para contratar estas auditorías y se dispone su condición de gasto liquidable de pago único, previa resolución. Asimismo, se exige que las empresas adjudicatarias de las auditorías hayan acreditado su especialización en las materias a verificar y se podrán establecer limitaciones a las relaciones contractuales pasadas o futuras entre el titular de la instalación a auditar y la empresa auditora.

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

En el caso de los gasoductos y demás instalaciones auxiliares que ya se encontraban en servicio en el momento de entrar en vigor la Orden ECO/301/2002, el activo se valoró de acuerdo a los datos del último balance disponible (2000) actualizado al año 2002, empleándose costes de operación y mantenimiento

La retribución calculada por el procedimiento general anterior se actualizaba anualmente por aplicación del factor $(1+fi*IPH)$, siendo IPH la semisuma de la variación del IPC e IPRI y fi un factor de eficiencia, con un valor de 0,85. Estos coeficientes se usaban también para actualizar los valores estándar de inversión y de operación y mantenimiento.

Debido a la coyuntura económica nacional, mediante la disposición final tercera de la Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, para el cálculo de la retribución del año 2013 se estableció un valor del coeficiente fi igual a cero. Para el año 2014 se volvió a aplicar de nuevo el factor de eficiencia de 0,85.

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

La disposición transitoria cuarta del Real Decreto 12/2012, de 30 de marzo, decretó la suspensión de la autorización administrativa de nuevos gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida, con la excepción de los gasoductos de influencia local, cuya autorización estaría sujeta a la realización de un estudio previo de rentabilidad económica.

Retribución a la actividad de distribución

La retribución inicial de las empresas que se encontraban ya operando en el año 2002 fue calculada en función del volumen de inversiones

realizadas por las compañías. A esta retribución se le adiciona el resultado de la aplicación de una fórmula que multiplica los clientes captados y el incremento de las ventas realizadas por unas retribuciones marginales. La retribución total resultante se incrementa por la aplicación del $(1+fi*IPH)$, teniendo fi e IPH el significado mencionado anteriormente (fi es el factor de eficiencia igual a 0,85 e IPH la semisuma de IPC e IPRI).

En la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, se determinó que para las nuevas distribuciones que se pusieran en servicio se consideraría como retribución inicial el resultado de la aplicación de las retribuciones marginales a las previsiones de ventas y clientes, retribución que posteriormente se ajustaría con los valores reales.

En la disposición segunda de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, se procedió a modificar la fórmula de cálculo del parámetro IPH, pasando a utilizar el valor de octubre del año anterior como valor definitivo, en lugar de una previsión sujeta a una posterior corrección.

En el cálculo de las retribuciones correspondientes al año 2013, y al igual que se hizo con las retribuciones de instalaciones de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008, mediante la disposición final tercera de la Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, se pasó a establecer un valor de eficiencia $fi = 0$. En el año 2014 se retomó la aplicación del factor de eficiencia fi igual a 0,85.

En el cuadro 6.10 se indica la retribución de las actividades reguladas.

CUADRO 6.10 EVOLUCIÓN DE LAS RETRIBUCIONES REGULADAS PERÍODO 2010-2014

	2010	2011	2012	2013	2014	variación 2014/2013
Disposición	ITC/3520/2009	ITC/3354/2010	IET/3587/2011	IET/2812/2012	IET/2446/2013	
Distribución	1.322.704.684	1.481.257.170	1.519.541.278	1.467.092.105	1.502.238.949	2,40%
Transporte	883.273.949	768.354.107	932.815.993	902.689.838	913.278.668	1,17%
Plantas de regasificación	388.558.211	381.652.545	422.926.463	452.987.777	421.895.264	-6,86%
Almacenamiento subterráneo	23.989.245	22.960.795	21.932.347	20.903.898	18.875.450	-9,70%
Total	2.618.526.089	2.654.224.617	2.897.216.081	2.843.673.618	2.856.288.331	-1,85%

FUENTE: SEE.

Evolución de los precios

Evolución de la tarifa de gas natural de último recurso

Aunque la tarifa de último recurso formalmente empezó a ser de aplicación desde el 1 de enero 2008, aunque 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 distribuidora, a partir del cual se aplicó la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre.

La revisión del coste de la materia prima en enero de 2013 supuso una bajada del 2,5%, sin embargo y debido a la incorporación de la nueva tasa, el resultado final fueron incrementos del 0,5% y 0,8%, sin que se produjeran variaciones en las posteriores revisiones trimestrales realizadas en el año.

En el cuadro 6.11 se indican las revisiones de precios para consumidores tipo. La evolución de tarifas para consumidores tipo domésticos-comerciales e industriales, se indican en los cuadros 6.12 y 6.13.

CUADRO 6.11 REVISIONES DEL PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO TARIFAS T.1 Y T.2

	TUR 1				TUR 2			
	T. Fijo		T. variable		T. Fijo		T. variable	
	T. Fijo (€/mes)	% variación	cts/kWh	%variación	T. Fijo (€/mes)	% variación	cts/kWh	% variación
01-ene-10	3,90		4,289363		7,84		3,725163	
01-abr-10	3,90	0,00%	4,444219	3,61%	7,84	0,00%	3,880019	4,16%
01-jul-10	3,90	0,00%	4,759404	7,09%	7,84	0,00%	4,195204	8,12%
01-oct-10	3,90	0,00%	4,694948	-1,35%	7,84	0,00%	4,130748	-1,54%
01-ene-11	4,09	4,87%	4,875816	3,85%	8,33	6,25%	4,268716	3,34%
01-abr-11	4,09	0,00%	5,105351	4,71%	8,33	0,00%	4,498251	5,38%
01-jul-11	4,09	0,00%	5,427758	6,32%	8,33	0,00%	4,820658	7,17%
01-oct-11	4,09	0,00%	5,500750	1,34%	8,33	0,00%	4,893650	1,51%
01-ene-12	4,21	2,93%	5,513521	0,23%	8,62	3,48%	4,880021	-0,28%
28-abr-12	4,35	3,33%	5,795555	5,12%	8,99	4,29%	5,130355	5,13%
01-jul-12	4,35	0,00%	5,929151	2,31%	8,99	0,00%	5,263951	2,60%
01-ene-13	4,30	-1,15%	5,750871	-3,01%	8,58	-4,56%	5,078971	-3,51%
01-ene-14	4,38	1,86%	5,725877	-0,43%	8,88	3,50%	5,038477	-0,80%

SECTOR GAS NATURAL

**CUADRO 6.12 PRECIO MEDIO REGULADO EN CTS/KWH (IMPUESTOS NO INCLUIDOS)
PARA DIFERENTES CONSUMIDORES DOMÉSTICO-COMERCIALES A PRESIÓN MENOR O IGUAL A 4 BAR**

Nueva metodología. Bandas de consumo anual	D1 < 20 GJ/año (5.556 kWh/año)	D2 20 - 200 GJ/año (5.556 - 55.556 kWh/año)	D3 > 200 GJ/año (55.556 kWh/año)
AÑO			
2007	5,9947	5,0116	4,0986
2008	6,4118	5,2943	4,5068
2009	6,1305	4,9435	4,0776
2010	5,8444	4,5895	4,0809
2011	5,8118	4,5600	4,0809
2012	7,3600	5,6000	4,9413
2013	7,2036	5,8176	5,4576

FUENTE: SEE.

**CUADRO 6.13 PRECIO MEDIO REGULADO EN CTS/KWH (IMPUESTOS NO INCLUIDOS)
PARA DIFERENTES CONSUMIDORES INDUSTRIALES A PRESIÓN SUPERIOR A 4 BAR**

Nueva metodología. Bandas de consumo anual	I1 < 1.000 GJ/año (278 MWh/año)	I2 1.000-10.000 GJ/año (278-2.778 MWh/año)	I3 10.000-100.000 GJ/año (2,8-27,8 GWh/año)	I4 100.000-1.000.000 GJ/año (27,8-277,8 GWh/año)	I5 1.000.000-4.000.000 GJ/año (277,8-1.111,1 GWh/año)	I6 > 4.000.000 GJ/año (> 1.111,1 GWh/año)
AÑO						
2007	3,1838	2,6312	2,5466	2,4109	1,9926	1,9717
2008	3,5570	3,1896	3,0015	2,8039	2,5605	2,4833
2009	4,4416	3,3764	2,9215	2,5175	2,3072	2,1021
2010	4,0321	3,4142	2,8416	2,4832	2,3243	2,0178
2011	3,7688	3,8725	3,1153	2,8383	2,6485	2,4504
2012	4,6845	4,6252	4,6252	3,3229	3,1419	3,6200
2013	4,8204	4,7412	3,8340	3,4308	3,2400	3,2220

NOTA 1.- El valor del año 2007 corresponde al valor del segundo semestre.

En todos los demás años se da como valor anual el del primer semestre.

NOTA 2.- El valor de I6 para 2012, anómalamente más alto que el I5 y el I4, ha sido confirmado por la empresa remitente de los datos.

FUENTE: SEE

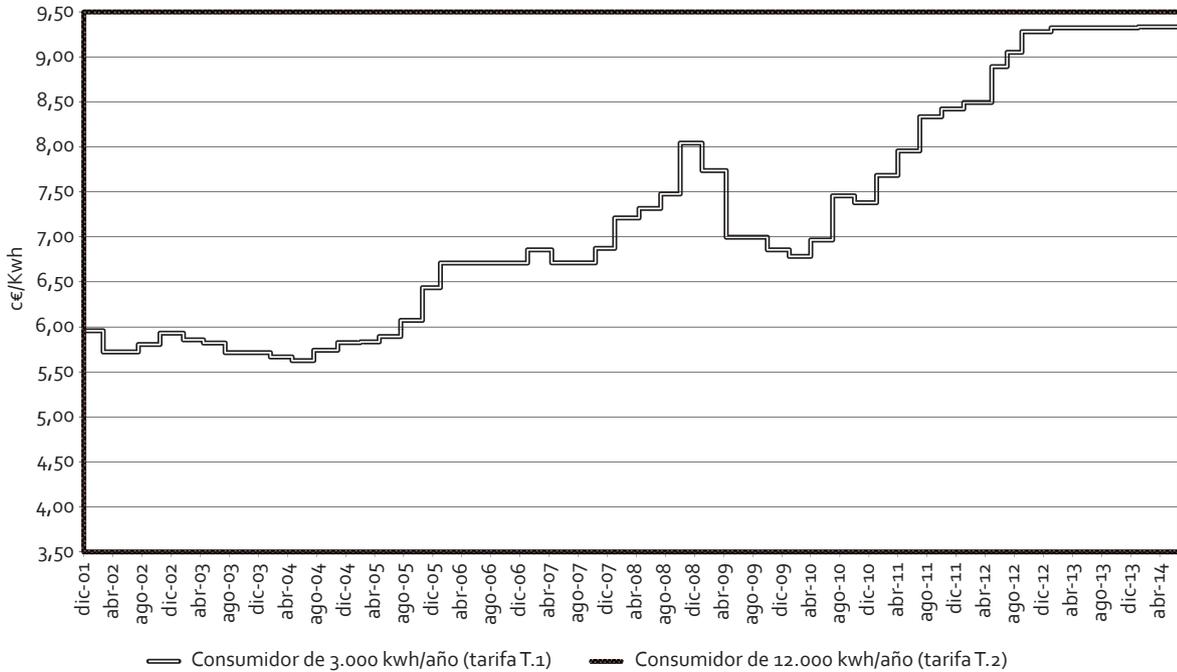
En el gráfico 6.2 se indica la evolución de los precios máximos de venta del gas natural en España. En los gráficos 6.3 y 6.4 se comparan los precios medios de venta practicados en diferentes países europeos para consumidores tipo.

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.

SECTOR GAS NATURAL

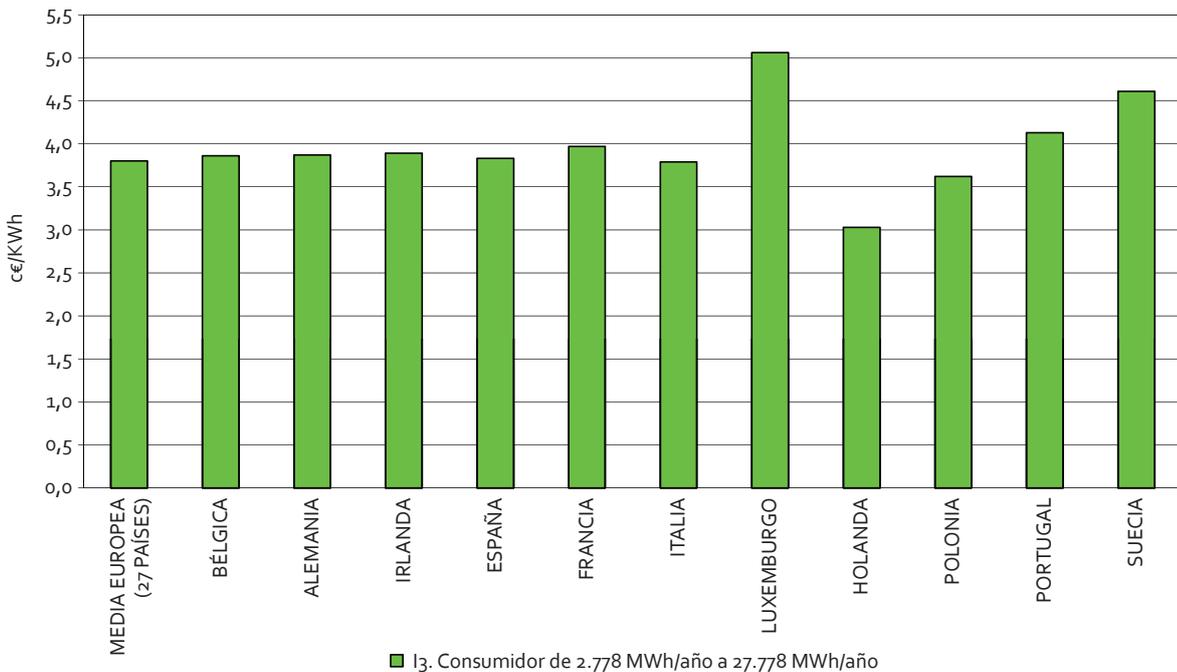


**GRÁFICO 6.2 PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA (IVA INCL)
(USO DOMÉSTICO-COMERCIAL, PRESIÓN SUMINISTRO <= 4 BAR, MERCADO REGULADO)**



FUENTE: SEE.

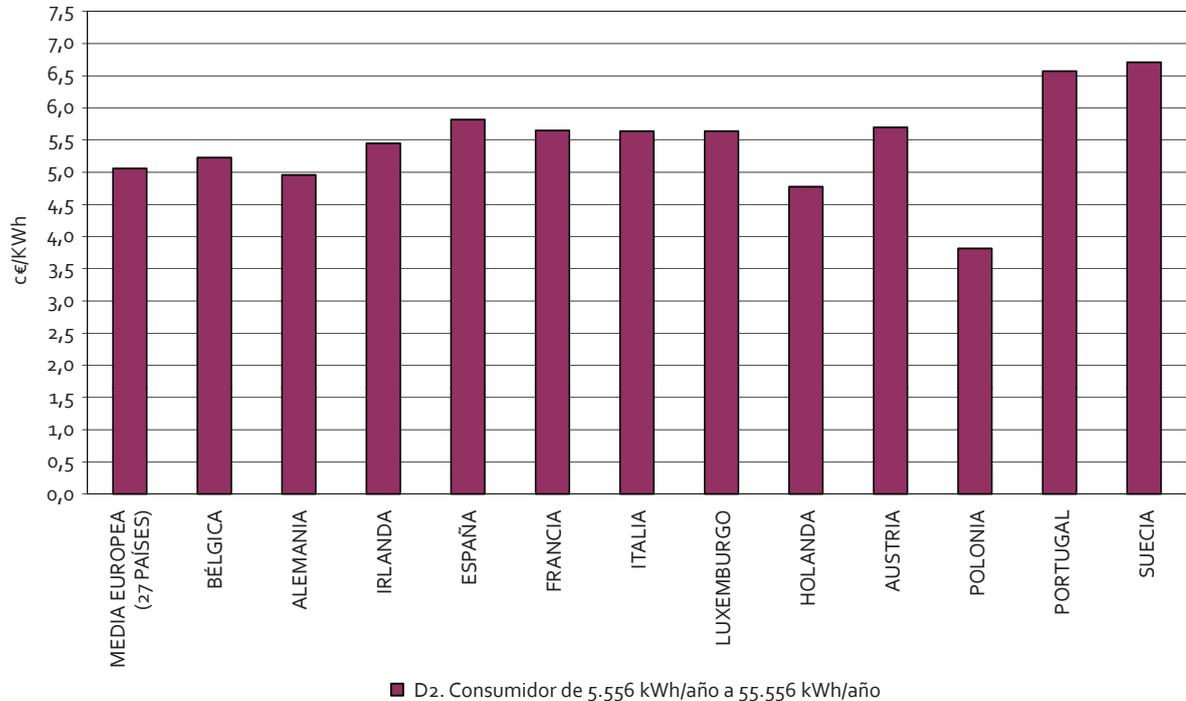
GRÁFICO 6.3 PRECIOS SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES PRIMER SEMESTRE 2013



FUENTE: Eurostat.



GRÁFICO 6.4 PRECIOS SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS
PRIMER SEMESTRE 2013



FUENTE: Eurostat.

6.4. NORMATIVA

La normativa publicada durante el año 2013 que afecte al sector del gas natural es la siguiente:

- Resolución de 22 de enero de 2013, de la DGPEM, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos de gas natural básicos para el período comprendido entre el 1 de abril de 2013 y el 31 de marzo de 2014.
- Resolución de 7 de febrero de 2013, de la DGPEM, por la que se modifican las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06 «repartos» y NGTS-07 «balance», y protocolo de detalle PD-02
- Resolución de la DGPEM por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la subasta de capacidad de almacenamiento básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2013 y el 31 de marzo de 2014.
- Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se adjudica la capacidad de almacenamiento para el período comprendido el 1 de abril de 2013 y el 31 de marzo de 2014.
- Resolución de la DGPEM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante 2013 de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos “Yela” y “Castor”.



- Resolución de 10 mayo de 2013, de la DGPM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para adquisición del gas de operación para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014
- Resolución del 7/5/2013, de la SEE, que modifica la del 17/4/2012, que establece el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural.
- Resolución de 30 de abril de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-04 «Mecanismos de Comunicación» de las normas de gestión técnica del sistema gasista.
- Resolución de la DGPEM por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el periodo comprendido entre el 1/7/2013 y el 30/6/2014.
- Resolución de la DGPEM, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014.
- Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Resolución de la DGPEM por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014
- Resolución de 15 de julio de 2013, de la DGPEM, 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.
- Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba el Estatuto Orgánico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Resolución de la DGPEM por la que se determina la situación de los proyectos de aquellas convocatorias de retribución específica cuyo plazo de finalización de construcción de las instalaciones se ha superado.
- Resolución por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas de base para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural para el período comprendido entre el 1-1-2014 y el 30-06-2014.
- Orden ECC/1796/2013, de 4 de octubre, por la que se determina la fecha de puesta en funcionamiento de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Resolución de 8 de octubre de 2013, 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.

- Resolución de la DGPEM por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural de base para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2014.
- Resolución de 26 de noviembre de 2013, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, sobre la certificación de Enagas Transporte, SAU como gestor independiente de la red de Enagas Transporte del Norte SL.
- Resolución de 14 de noviembre de 2013, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, sobre la certificación de Enagas Transporte, SAU como gestor independiente de la red de SAGGAS.
- Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.
- Resolución de 26 de diciembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

7. SECTOR PETRÓLEO

7.1 DEMANDA

El consumo de productos petrolíferos, incluyendo fuelóleos para bunkers de navegación marítima, pero sin incluir autoconsumos de refinerías, alcanzó 54,6 millones de toneladas en 2013, con un descenso del 8,9% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.1.

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

	2012	2013	%2013/12
GLP	1601	1588	-0,8
GASOLINAS	4920	4656	-5,4
QUEROSEOS	5277	5133	-2,7
GASÓLEOS	29150	28224	-3,2
FUELÓLEOS	10157	8628	-15,1
Otros	8878	6412	-27,8
TOTAL	59983	54641	-8,9

Nota: No incluye mermas y autoconsumos.
FUENTE: CORES

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 3,4%, registrando menor caída que en años anteriores.

El consumo en usos finales de la industria ha bajado especialmente en combustibles, aunque también en materias primas petroquímicas. En el sector residencial y terciario, bajó también la demanda de estos productos, debido a la menor actividad económica, dado que las condiciones climáticas del año han sido similares a las del anterior.

Por productos, destaca el descenso de la demanda de gasóleos, expresada en toneladas, 3,2% en 2013, derivado de la menor actividad del transporte de mercancías y a pesar de la mejora en las matriculaciones de turismos, favorecidas por las medidas de apoyo de la Administración. En querosenos se ha producido también un descenso del 2,7% en el año, registrando también menor caída que en el año anterior.

En gasolinas, la demanda ha continuado bajando, debido al descenso del parque de estos vehículos derivada de la dieselización de las nuevas matriculaciones, por lo que la demanda anual bajó un 5,4% en 2013. Los datos sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2013, se mantienen las tendencias, aunque aumentó a mayor tasa el parque de gasóleo, mientras el parque de automóviles de gasolina sigue bajando.

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 desde 2007 puede observarse en dicho gráfico.

En cuanto a los sectores energéticos transformadores, en los sistemas extrapeninsulares ha bajado la demanda de productos petrolíferos para generación eléctrica en 2013 debido al des-



censo de la demanda eléctrica y a la generación con gas natural en Baleares junto con el enlace de este sistema eléctrico con el peninsular, mientras en el Régimen Ordinario del sistema peninsular ya se emplea únicamente como combustible de apoyo a centrales que consumen otras energías. La cogeneración con productos petrolíferos también ha bajado significativamente. En conjunto, la generación con productos petrolíferos sigue teniendo un peso bajo, alrededor del 5%, en la estructura de generación total nacional.

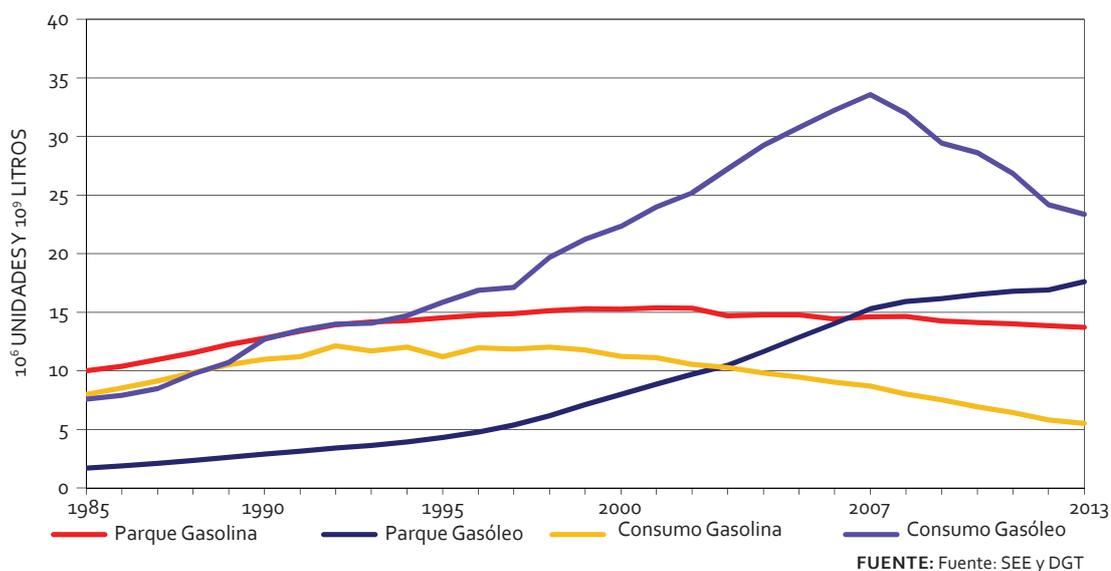
El consumo estimado de fuelóleos y otros productos, incluyendo combustibles de navegación marítima y excluyendo consumos propios de refinerías y pérdidas, según se indica en el cuadro 7.1, alcanzó 15 millones de toneladas, con un descenso del 21%.

7.2 OFERTA

Producción interior de petróleo crudo

La producción nacional de crudo supone que un grado de autoabastecimiento respecto al consumo primario muy bajo. Durante el año 2013 ascendió a 368.000 Tm. (aproximadamente 2,7 millones de barriles), lo cual supone un aumento del 158% respecto del año anterior. Este aumento, se debe principalmente a la puesta en producción del campo Lubina-Montanazo en el último trimestre del año 2012, cuya producción supone el 80% del crudo producido en España. No obstante, hay que tener en cuenta que el reducido número de campos y la limitada producción nacional, prácticamente testimonial, hacen que cualquier cambio se traduzca en grandes variaciones de la producción de un año a otro.

GRÁFICO 7.1 PARQUE Y CONSUMO DE CARBURANTES





Los campos productores son actualmente: Lora (Burgos), Casablanca-Montanazo (Casablanca), Rodaballo, Angula-Casablanca (Boquerón) y Lubina-Montanazo (Lubina). Estos cuatro últimos campos están situados en el mar Mediterráneo en el entorno de la plataforma "Casablanca" frente a las costas de Tarragona.

El desglose de la producción de crudo correspondiente al año 2013 se indica en el cuadro 7.2.

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

Importaciones de crudo

En 2013 las importaciones han descendido un 1,6% alcanzando 57.872 kt. México ha sido el primer país proveedor de crudo (15,4%), seguido por Arabia Saudí, Rusia y Nigeria. Estos cuatro países representan el 56,7 % del total de las importaciones en este periodo.

Continúa el descenso de las importaciones de los países de la OPEP. En 2013 se han importado

29.964 kt de los países miembros de la OPEP, lo que representa un 51,8% de las importaciones totales, 4,9 puntos por debajo de las de 2012 cuando representaron un 56,7% del total.

Se mantuvo una política de diversificación de suministros: en diciembre se importaron 23 tipos de crudos procedentes de 17 países. En el anexo de este Informe se recoge la importación por orígenes.

Estructura Empresarial

Operadores al por mayor

De acuerdo con la normativa vigente, son 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. Asimismo la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, publicará en su página web (www.cnmcm.es) un listado de los operadores al por mayor de productos petrolíferos que incluirá aquellas sociedades que

CUADRO 7.2 PRODUCCIÓN INTERIOR DE PETRÓLEO CRUDO

	2012		2013		PRODUCCIÓN 2013	
	Volumen (kbbl)	kTm	Volumen (kbbl)	kTm	%	Var 13/12
Lora	48	7	34	5	1%	-30,5%
Boquerón	253	34	242	33	9%	-4,2%
Casablanca	307	42	261	36	10%	-15,0%
Rodaballo	0	0	11	1	0%	-
Lubina	438	60	2152	294	80%	391,0%
TOTAL	1046	143	2.700	368	100%	158,0%

FUENTE: SEE

hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad

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.

Operadores al por mayor de GLP

Los operadores al por mayor son aquellas sociedades mercantiles que realicen las actividades de almacenamiento, mezcla y envasado, transporte y comercialización al por mayor, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 45 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. Los operadores al por mayor de GLP a 31 de diciembre de 2013 eran:

- REPSOL BUTANO, S.A.

- CEPSA COMERCIAL PETRÓLEO, S.A.
- ATLAS, S.A.
- DISA GAS, S.A.U.
- BP OIL ESPAÑA, S.A.
- GALP ENERGÍA ESPAÑA, S.A.
- PRIMAGAS ENERGÍA, S.A.U.
- VITOGAS ESPAÑA, S.A.U.
- COMPAÑÍA DE GAS LICUADO ZARAGOZA, S.A.LPG PROPANO IBERIA S.L.U.

Comercializadores al por menor de GLP a granel

Los comercializadores al por menor de GLP a granel son aquellas sociedades mercantiles que realicen las actividades de almacenamiento, mezcla, transporte y comercialización al por menor de GLP a granel, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 46 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. Los comercializadores al por menor de GLP a granel a 31 de diciembre de 2013 eran:

- REPSOL BUTANO, S.A.
- CEPSA COMERCIAL PETRÓLEO, S.A.
- ATLAS, S.A.
- DISA GAS, S.A.U.
- VITOGAS ESPAÑA, S.A.
- GALP ENERGÍA ESPAÑA, S.A.
- PRIMAGAS ENERGÍA, S.A.U.
- GASINDUR, S.L.
- NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.
- CH GAS, S.L.
- VIRTUS ENERGÍA, S.A.
- IBERPROPANO, S.A.ENERGÍA SERVEIS I NO-VESTECNOLOGÍES, S.A.



7.3 PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Gases licuados del petróleo envasados

Desde octubre de 2012 el sistema de precios se reguló por la ITC/1858/2008, modificada en su apartado cuarto por la ITC/776/2009, de 30 de marzo. El precio sin impuestos se congeló para el primer trimestre de 2013, y posteriormente, la Orden IET/463/2013 de 21 de marzo pasó a ser la referente en la fijación del precio de la bombona.

La Orden IET/463/2013 establecía que las revisiones de precio de la bombona pasarían a ser trimestrales y establecía un tope máximo temporal de 114,2025 c€/kg, equivalente a 17,5 euros por botella de 12,5 kg hasta marzo de 2014. En julio de

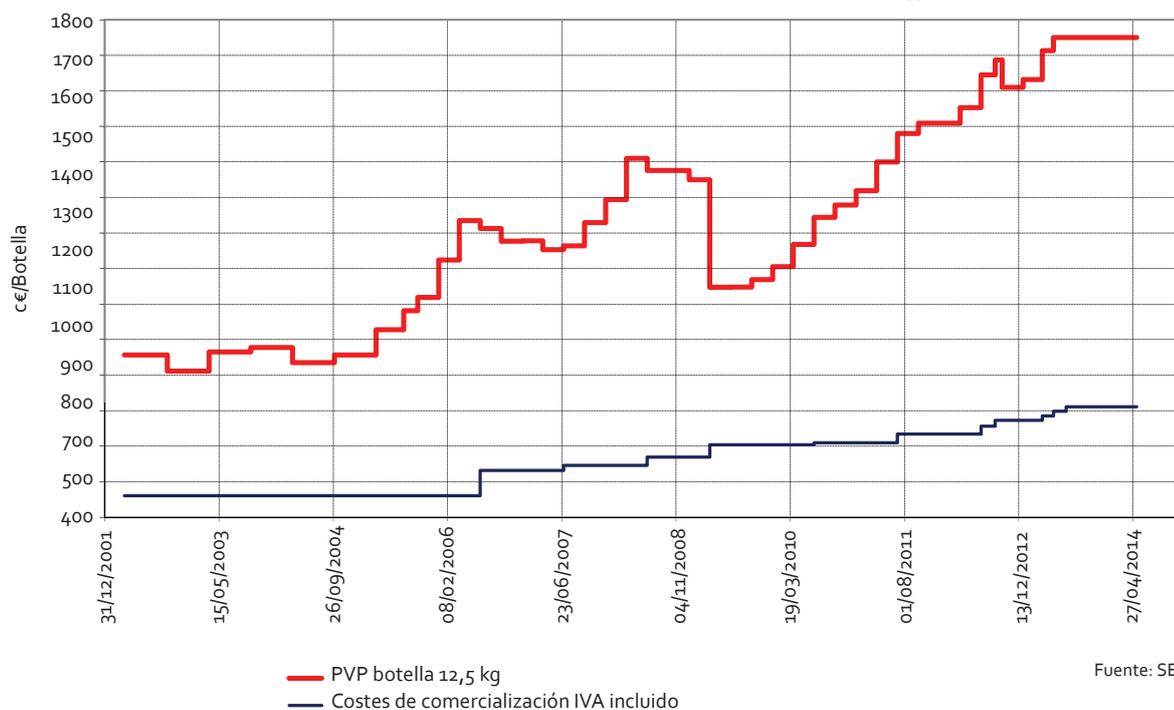
2013 se alcanzó ya este tope por lo que el precio de la botella ha permanecido constante en este valor.

Posteriormente en marzo de 2014, la Orden IET/337/2014 modificó la Orden IET/463/2013 prorrogando un año más el tope máximo de 114,2025 c€/kg por lo que el precio de la bombona se ha seguido manteniendo en 17,5 euros por botella.

El gráfico 7.2 muestra la evolución del precio de venta de la bombona de 12,5 Kg en Península y Baleares.

El cuadro 7.3 muestra el precio de los GLP envasados en los países europeos más próximos. El precio en España es notablemente más bajo que los de nuestro entorno.

GRÁFICO 7.2 PRECIOS VENTA AL PÚBLICO BOTELLA "BUTANO" 12,5 KG





CUADRO 7.3 COMPARACIÓN PRECIOS EUROPEOS GLP ENVASADO DICIEMBRE 2013

	ENVASE Kg	PVP		INDICES PVP		IVA	Prec €/Bot. sin IVA	Prec €/Kg sin IVA	INDICE Prec sin IVA €/Kg
		EUROS BOTELLA	EUROS Kg	BOTELLA	Kg				
ESPAÑA	12,5	17,50	1,40	100	100	21%	14,46	1,157	100
PORTUGAL	13,0	29,00	2,23	166	159	23%	23,58	1,814	157
FRANCIA	13,0	32,81	2,52	187	180	19,60%	27,43	2,110	182
BELGICA	12,5	26,04	2,08	149	149	21%	21,52	1,722	149
R. UNIDO	15,0	45,87	3,06	262	218	5,0%	43,69	2,912	252

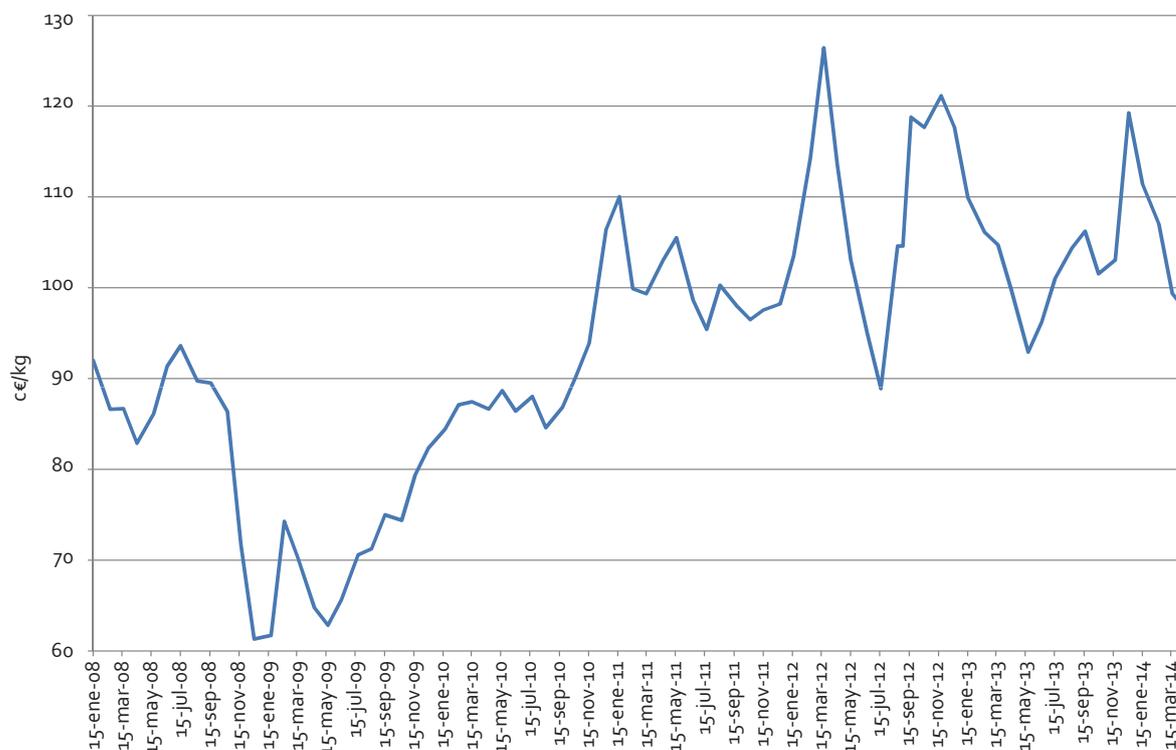
Fuente: SEE

Gases licuados del petróleo por canalización

El término variable (sin impuestos) tuvo en 2012 subidas en la primera parte del año, seguidas de bajadas, y nuevamente con subidas, mientras que en 2013 el precio descendió fuertemente en la pri-

mera parte del año y se incrementó en la segunda. Ya a principios de 2014 la tendencia del precio es de nuevo decreciente. La evolución se puede apreciar en el gráfico 7.3.

GRÁFICO 7.3 TÉRMINO VARIABLE (SIN IMPUESTOS) DE GLP POR CANALIZACIÓN





Como resumen de la evolución de los precios medios anuales de venta al público entre diferentes años se muestra el cuadro 7.4.

CUADRO 7.4 EVOLUCION 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
2010	7,51	206,92
2011	8,58	236,40
2012	9,39	258,59
2013	8,81	242,77

Fuente: SEE

Evolución de precios de carburantes y combustibles líquidos

La evolución en 2013 de los precios internacionales de crudo y productos petrolíferos se recoge en el Capítulo 1 de este Informe. Los precios de venta al público de productos petrolíferos reflejan la evolución de las cotizaciones internacionales.

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina I.O. 95 aumentó 0,83 céntimos de euro por litro en 2013 respecto al año anterior (0,58%) pasando de 131,8 cts/l en 2011 a 142,47 cts/l en 2012. Y el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio se abarató 0,42 cts/litro (0,30%) pasando de 136,55 cts/l en 2012 a 136,13 cts/l en 2013.

En la evolución de los precios semana a semana, puede verse en los gráficos 7.4 a 7.7 que el precio de la gasolina en España es el más bajo de los representados, con la excepción de Austria. Respecto al gasóleo de automoción, de los países que aparecen en la gráfica España ha tenido todas las semanas el menor precio o ha estado muy cerca de tenerlo, sí bien cabe destacar que en la última parte del año Francia ha tenido precios inferiores a los españoles. El gasóleo de calefacción evoluciona en España de forma sustancialmente paralela a la de la UE, si bien España se encuentra entre los países más baratos de los mostrados.

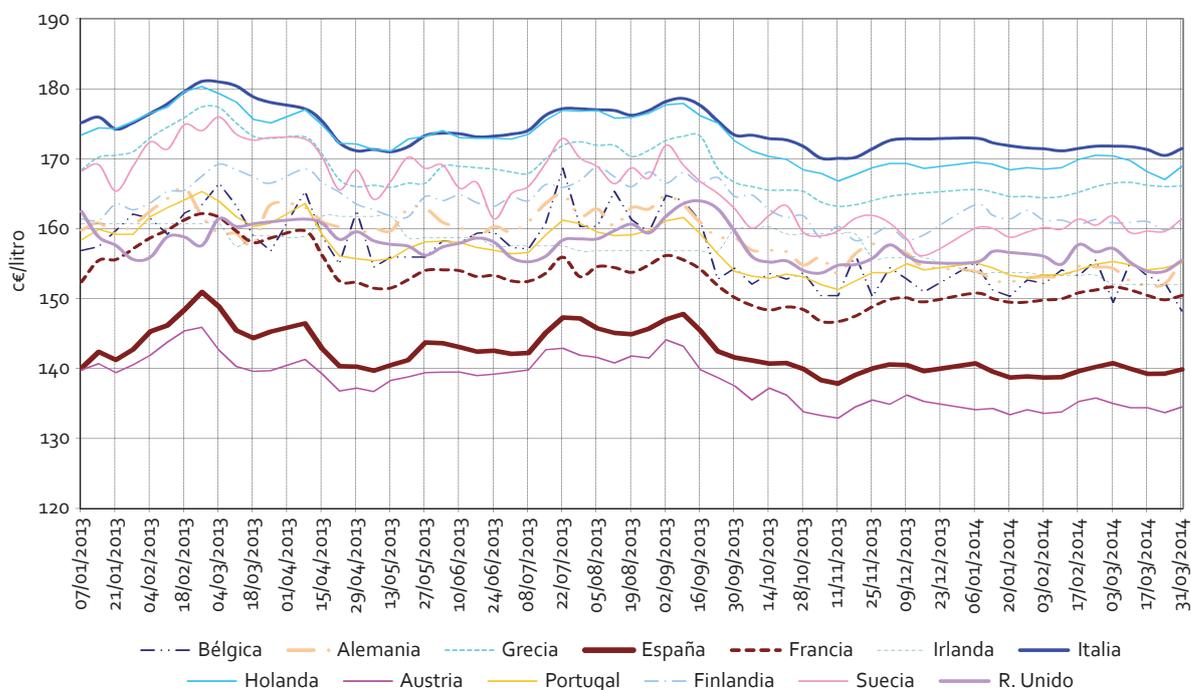
En cuanto al fuelóleo, los precios de España se encuentran en una posición intermedia. El comportamiento de los precios en todos los países mostrados ha sido relativamente estable a lo largo del año.

Por último, en cuanto a posición de los precios medios anuales en la UE, se puede apreciar en los gráficos 7.8 Y 7.9 que, de los países que aparecen en ellos, los precios en España de la gasolina sin plomo y del gasóleo de automoción sólo están por encima de Austria, Bulgaria, Polonia y Rumanía para los dos combustibles y además Hungría en el caso de la gasolina y Francia en el caso del Gasóleo.

SECTOR PETRÓLEO

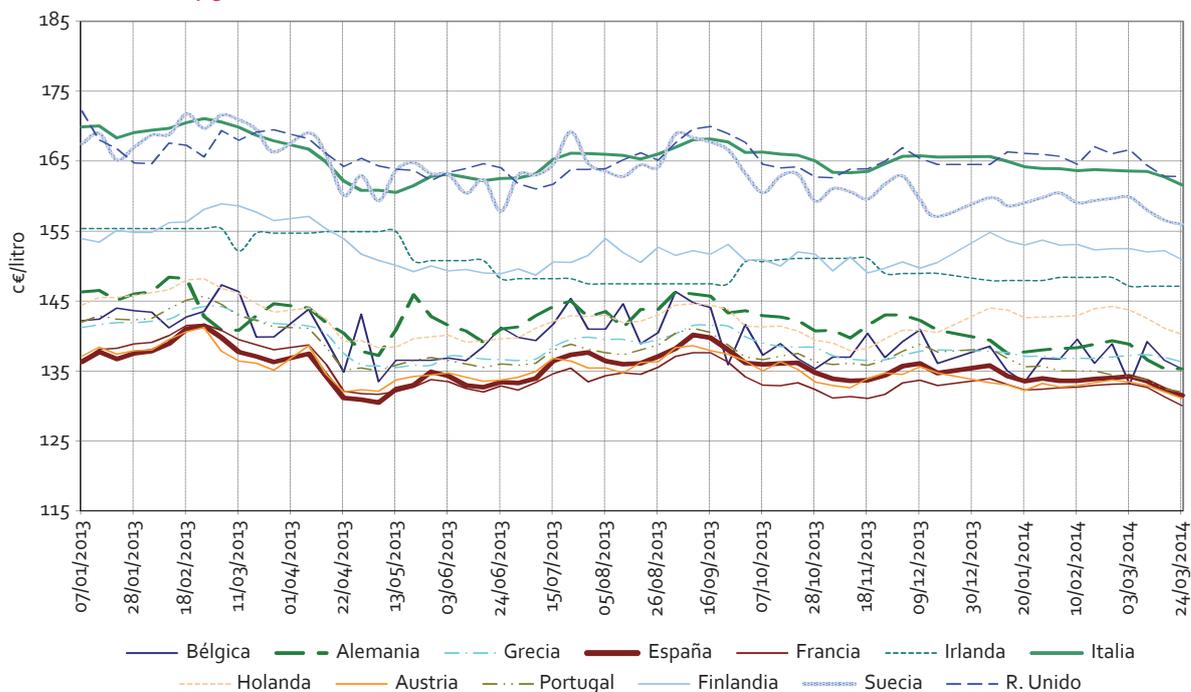


GRÁFICO 7.4 PRECIO GASOLINA SIN PLOMO I.O. 95 CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

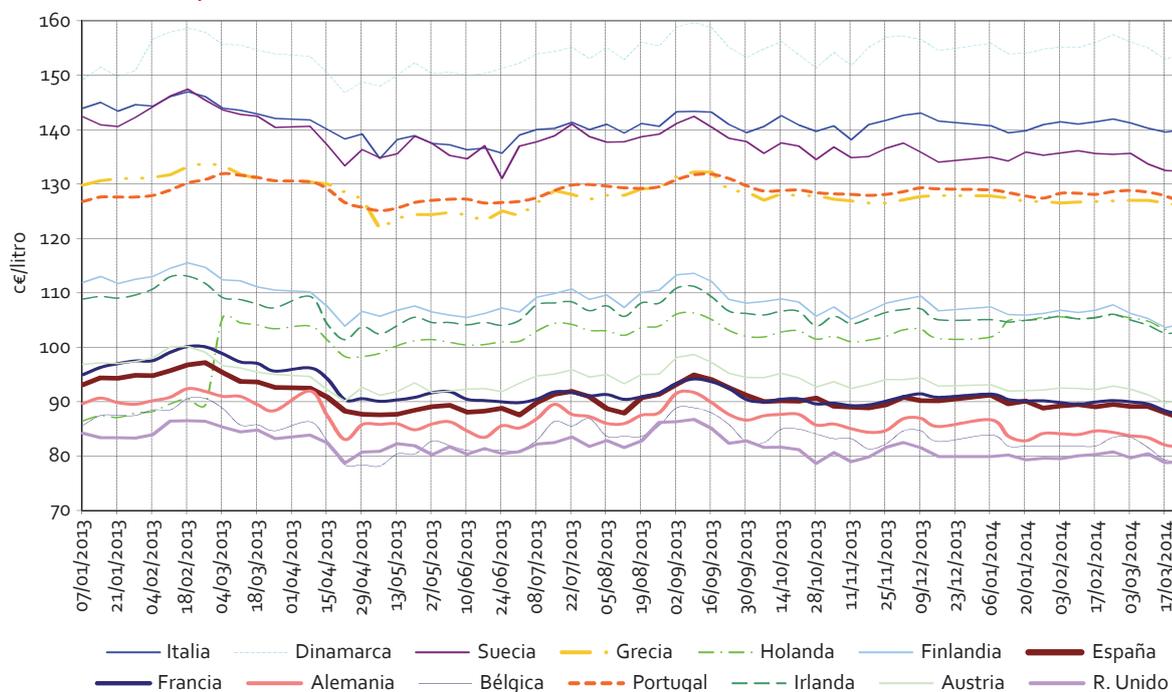
GRÁFICO 7.5 PRECIO GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

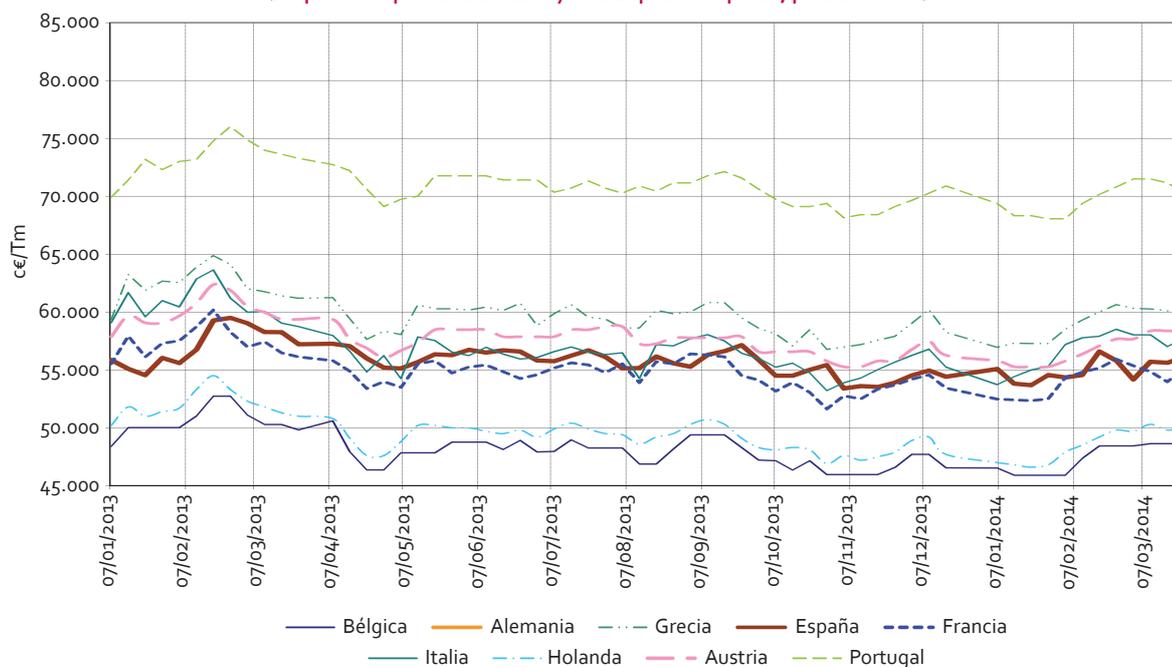


GRÁFICO 7.6 PRECIO GASÓLEO DE CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

GRÁFICO 7.7 PRECIO FUELÓLEO B.I.A. CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE
(los precios representados incluyen el impuesto especial, pero no el IVA)

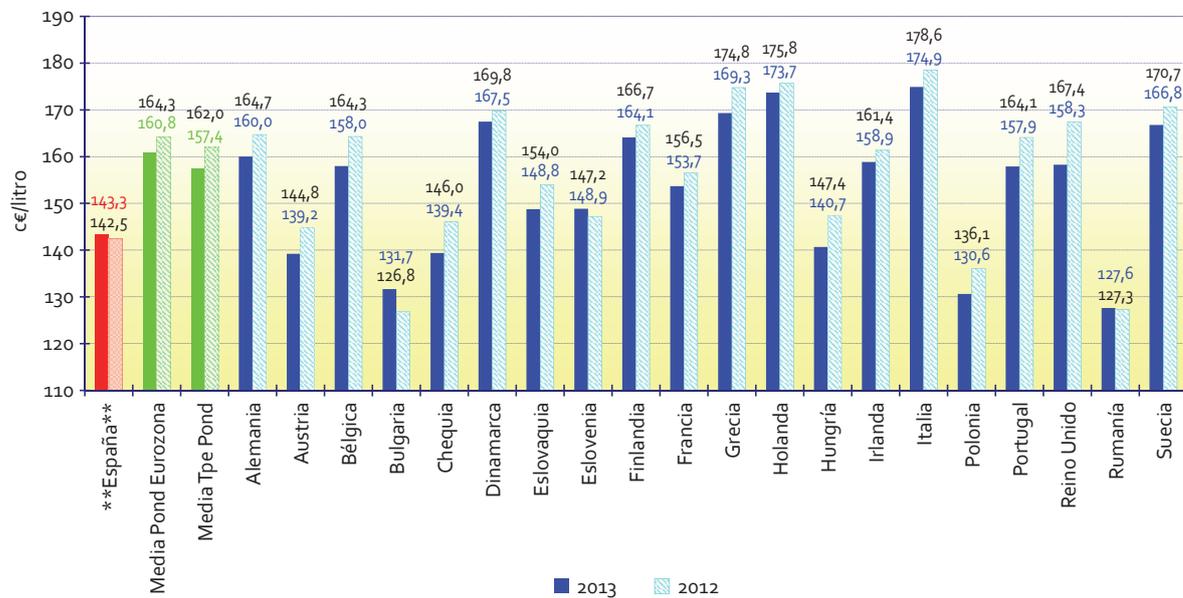


FUENTE: SEE.

SECTOR PETRÓLEO

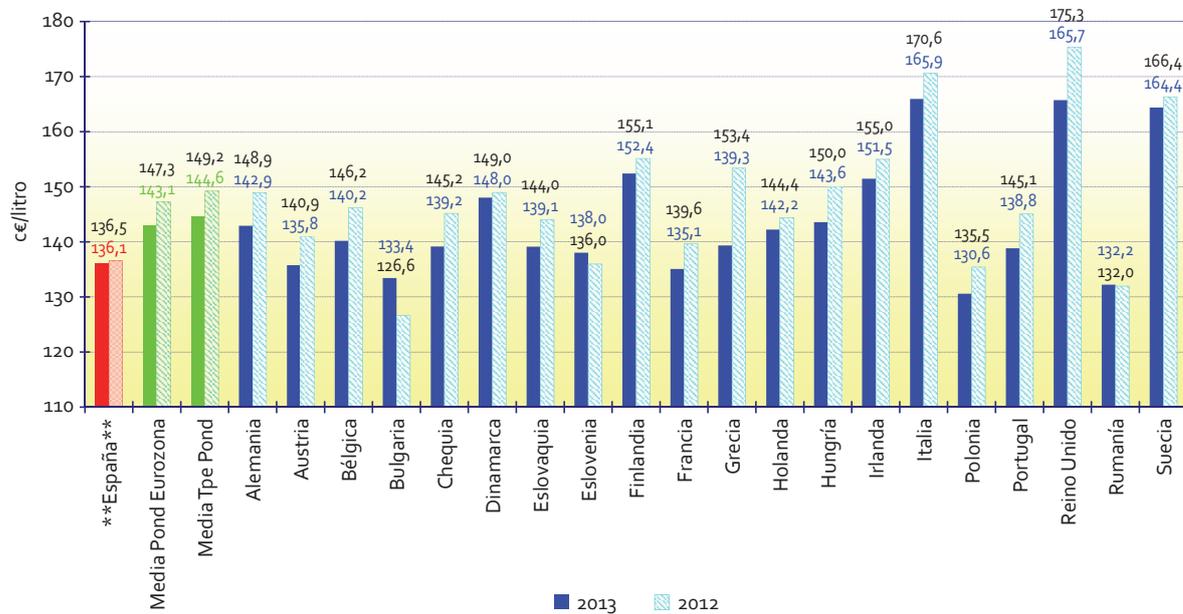


GRÁFICO 7.8 PRECIO VENTA AL PÚBLICO DE LA GASOLINA 95 EN PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

GRÁFICO 7.9 PRECIO VENTA AL PÚBLICO DEL GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN EN PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.



7.4 REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

La normativa publicada durante el año 2013 que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y GLP es la siguiente:

- **Ley 11/2013, de 26 de julio, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo**

Esta Ley adopta una serie de medidas tanto en el mercado mayorista como en el minorista, con el objetivo de permitir un incremento de la competencia efectiva en el sector, reduciendo las barreras de entrada a nuevos entrantes y repercutiendo positivamente en el bienestar de los ciudadanos. Estas medidas se implementan a través de la modificación puntual de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

En el ámbito mayorista, se modifican los artículos 41, 43 y 109 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y se profundiza en el régimen de supervisión de las instalaciones logísticas y de almacenamiento que tienen obligación de acceso de terceros en condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias, lo que permitirá a las administraciones públicas seguir adecuadamente la actividad desarrollada por estas compañías y su incidencia en la competencia en el mercado.

En el ámbito minorista del sector, se proponen medidas para eliminar barreras administrativas, simplificar trámites a la apertura de nuevas insta-

laciones de suministro minorista de carburantes y medidas para fomentar la entrada de nuevos operadores. Se facilita la apertura de estaciones de servicio en centros comerciales, parques comerciales, establecimientos de inspección técnica de vehículos y zonas o polígonos industriales, profundizándose en los objetivos marcados por el Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio

Para paliar el efecto limitador sobre la competencia de los contratos en exclusiva, se añade un nuevo artículo 43 bis a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, para establecer condiciones más estrictas para la suscripción de dichos contratos y prohibiendo las recomendaciones de precio de venta al público. Se persigue evitar regímenes económicos de gestión de estaciones de servicio con contratos en exclusiva en los que el distribuidor minorista actúa como un revendedor con descuento fijo o como un comisionista.

Asimismo, y de manera transitoria, se limita el crecimiento en número de instalaciones de venta de productos petrolíferos a los principales operadores de cada provincia.

Por último, se rebajan se establecen nuevos objetivos de incorporación de biocombustibles, más realistas ante la coyuntura del mercado, modificando los establecidos en el Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, por el que se fijan los objetivos obligatorios de biocombustibles para los años 2011, 2012 y 2013, Asimismo, se establece un periodo de carencia de forma que no se exigirá el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad establecidos en el artículo 4 del Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre. No obstante, los sujetos deberán remitir información veraz al res-

pecto y aplicar de forma correcta el sistema de balance de masa previsto.

- **Orden IET/2459/2013, de 26 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2014.**

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, establece en sus artículos 25 y 26 que, por Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, se establecerán las cuotas unitarias por grupo de productos que, por tonelada métrica o metro cúbico vendido o consumido, habrán de satisfacer a la Corporación los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, así como las cuotas que, en función de su participación en el mercado, habrán de satisfacer anualmente a la Corporación los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de gases licuados del petróleo y de gas natural, y a diversificar el suministro de gas natural

Estas cuotas tienen como finalidad financiar los costes previstos por CORES, especialmente los que generen la constitución, almacenamiento y conservación de las existencias estratégicas de cada grupo de productos petrolíferos, las actividades de CORES relativas a los gases licuados del petróleo y al gas natural, así como el coste de

las demás actividades de la Corporación, e igualmente los de constitución y mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad correspondientes a los sujetos obligados a los que se refieren los párrafos b) y c) de los artículos 7 y 8 del Real Decreto 1716/2004.

- **Resolución de 25 de octubre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publican los listados definitivos de las plantas o unidades de producción con cantidad de producción de biodiésel asignada para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes.**

La Orden IET/822/2012, de 20 de abril, en su redacción dada por la Orden IET/2736/2012, de 20 de diciembre, estableció las bases reguladoras de un procedimiento de asignación de cantidades de producción de biodiésel para el cómputo de los objetivos obligatorios de consumo de biocarburantes.

La citada orden persigue contribuir al desarrollo de los biocarburantes como elemento sustancial tanto de las políticas de protección del medio ambiente y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, como de los objetivos obligatorios de uso de energía de fuentes renovables fijados para tal fin. Asimismo, se pretende contribuir a la seguridad de abastecimiento energético, acrecentar la independencia energética y reducir el coste de las importaciones de petróleo, así como impulsar el sector de la producción de los biocarburantes.



- **La Resolución de 5 de febrero de 2013 de la Secretaría de Estado de Energía, convocó el procedimiento de asignación de cantidades de producción de biodiésel para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes.**

Analizadas las solicitudes recibidas, la propuesta de Resolución Provisional de 31 de julio de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, publicó los listados provisionales de las plantas o unidades de producción con cantidad de producción de biodiésel asignada para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes.

Valoradas las alegaciones recibidas, la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 25 de octubre de 2013, publicó la propuesta de lista definitiva de las plantas o unidades de producción con cantidad de producción de biodiésel asignada para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes («BOE» núm. 266, de 6 de noviembre de 2013), dando sucinta respuesta a las alegaciones recibidas.

Esta resolución habilitó un nuevo periodo de 10 días para ejercitar el derecho de audiencia por parte de los interesados. Asimismo, el 13 de noviembre de 2013 se puso a disposición de los mismos un informe sobre los criterios de baremación de las solicitudes recibidas a la vez que, mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de idéntica fecha, se amplió el plazo para ejercer el derecho de audiencia por un periodo adicional de 5 días.

- **Resolución de 8 de julio de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se actualizan para el año 2013 valores de las fórmulas de cálculo de los pagos compensatorios, relacionados con el cumplimiento de la obligación de biocarburantes, contenido en la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre.**

Esta resolución es actualiza, para el cálculo del cumplimiento de los objetivos regulados a partir del año 2013 inclusive, los valores de los parámetros α_G , α_D , α_T y β contenidos en el citado artículo 11 de la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre.

El objetivo es que el valor de los pagos compensatorios sea suficiente para que los sujetos obligados cumplan con los objetivos de consumo y venta de biocarburantes regulados pero que, al mismo tiempo, no suponga un coste desproporcionado para aquellos sujetos que no alcancen la totalidad de dichos objetivos.

- **Orden IET/2458/2013, de 26 de diciembre, por la que se amplía el plazo previsto en el apartado 1 de la disposición transitoria segunda del real decreto 1088/2010, de 3 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo a las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, utilización de biocarburantes y contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo, en relación con la obligación relativa a la disponibilidad de gasolina de protección**

A la vista del envejecimiento del parque móvil cuya manifestación es el elevado porcentaje de

vehículos que todavía necesitan gasolina de protección y las limitaciones logísticas, que dificultan manejar más de dos calidades de gasolinas, se prolonga, hasta el 31 de diciembre de 2016, la obligación actual de suministrar gasolina de protección en el producto con menor índice de octano, en todas las instalaciones de suministro de dicho producto a vehículos.

- **Resolución de 27 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se actualiza el anexo 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 de transporte.**

Esta resolución actualiza el anexo de la citada Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, para adaptarlo a lo establecido en anexo III de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril.

- **Orden IET/463/2013, de 21 de marzo, 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**

Por medio de la citada orden se actualiza el sistema de determinación automática de los precios máximos de venta antes de impuestos de los gases licuados del petróleo envasados introduciendo tres novedades respecto a la normativa en vigor.

Por un lado, se modifica la fórmula para la determinación de los precios máximos de venta antes de impuestos, estableciendo su actualización bimestral. La alta variabilidad de las cotizaciones de la materia prima y flete en los mercados internacionales, cuyas cotizaciones provienen de fuentes limitadas en número y consecuentemente en volumen de operaciones, aconsejan, para aquellos consumos de marcado carácter social, como es el caso de los gases licuados de petróleo regulados en esta orden, buscar fórmulas que garanticen una estabilidad en los precios. Por dicho motivo se limitan las variaciones bimestrales a un 5 por ciento, tanto al alza como a la baja. Asimismo, con objeto de garantizar la sostenibilidad económica del sector, se incluye en la fórmula de determinación del precio máximo de venta un término de recuperación de los desajustes producidos en actualizaciones de precios anteriores.

Por otro lado, se actualizan los costes de comercialización del citado sistema y se establece una nueva fórmula para la revisión anual de dichos costes.

Finalmente, se amplía la habilitación a la autoridad competente de la Comunidad Autónoma de Canarias y a la autoridad competente de las Ciudades de Ceuta y Melilla, para ajustar los costes de comercialización en función de factores específicos dada su localización geográfica, hasta una cuantía máxima equivalente a la diferencia entre los impuestos repercutibles al consumidor en el régimen fiscal de dichos territorios y los aplicables con carácter general en el resto del territorio nacional.

8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



8.1 EFICIENCIA ENERGÉTICA

Evolución del consumo y la intensidad en España. Comparación internacional

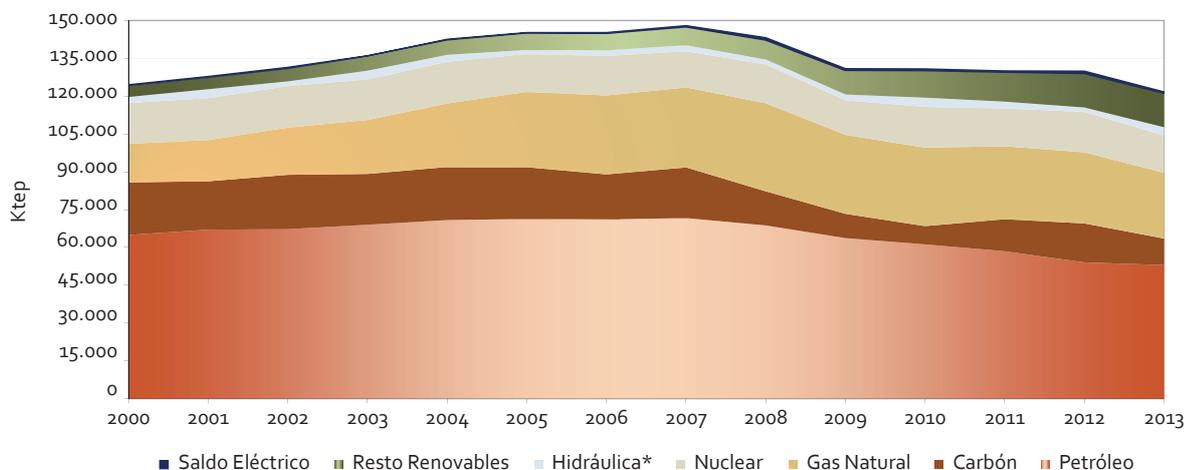
El consumo de energía en España viene evolucionando durante los últimos años hacia una estructura más diversificada y equilibrada, con una mayor participación de las fuentes energéticas renovables y del gas natural, Gráfico 8.1. Esto ha ido acompañado de una tendencia al alza en la demanda energética que muestra un punto de inflexión en 2004. Desde entonces, se inicia una senda decreciente, a lo que ha contribuido principalmente la caída de la demanda de los productos petrolíferos y del carbón. Esta tendencia se agudiza a partir del 2008 bajo los efectos de la crisis económica, cuyo mayor impacto se ha registrado en 2009, con un retroceso en la demanda de energía primaria del 8,5%. Posteriormente, se inicia un periodo de mayor estabilidad con tendencia a la baja, 2009-2012, y una reducción del consumo en

2013 del 6,0% respecto al año anterior, situándose en 121.120 ktep.

A esta última reducción ha contribuido la disminución de la demanda de todas las fuentes energéticas convencionales, en particular el carbón (32,1%), la energía nuclear (7,7%), el gas natural (7,5%) y el petróleo (1,9%), siendo estos dos últimos responsables del 65,2% de la demanda. Las energías renovables, con un incremento del 7,5%, compensan parcialmente la caída de la demanda de las fuentes convencionales.

En 2013, dentro de las energías renovables es destacable el incremento del 79% observado en la participación hidráulica, fruto de una mayor disponibilidad de recursos hidráulicos, lo que contrasta con la tendencia de años anteriores. Destacan también la energía solar y la eólica, con incrementos respectivos del 18,5% y 12,7%. La evolución de la biomasa, biogás y los biocarburantes no ha sido tan favorable, registrando

GRÁFICO 8.1 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTES ENERGÉTICAS, 2000-2013



FUENTE: MINETUR/IDAE

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



un retroceso de sus correspondientes demandas, especialmente notable en el caso de los biocarburantes, con una caída del 49,9% en su demanda. Globalmente, la evolución de las energías renovables en 2013 ha supuesto una mejora en la cobertura a la demanda de energía primaria, alcanzando el 14,2%, frente al 12,4% del año anterior.

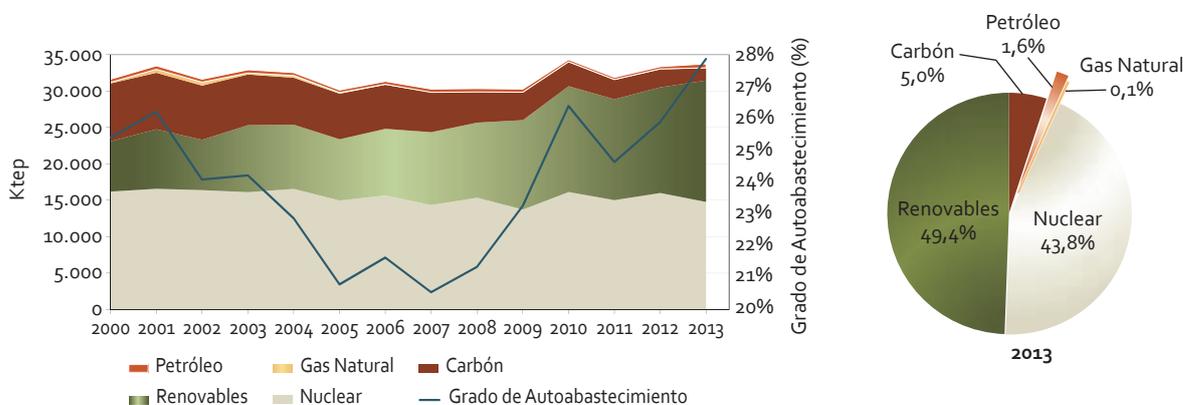
El potencial de producción autóctona a partir de las diversas fuentes energéticas, junto a la evolución de la estructura de suministro energético hacia una mayor diversificación, determina la capacidad de autoabastecimiento, Gráfico 8.2. La dependencia energética nacional, alcanza en la actualidad un valor del 72,1%, alrededor de unos veinte puntos porcentuales por encima de la media europea. A pesar de ello, resulta destacable la evolución observada a partir del año 2005 de las energías renovables, caracterizada por una penetración progresiva en el sistema energético, lo que conduce en la actualidad a una producción autóctona equiparable e incluso superior a la de origen nuclear. Ello se ha traducido en una cierta

mejora del autoabastecimiento energético, que en 2013 supone el 27,9%.

La evolución del indicador de la intensidad de la energía primaria en España muestra un perfil acorde al de la demanda de energía primaria, evidenciándose un cambio de tendencia a partir del 2004 hasta llegar al inicio de la crisis en 2008, apreciándose a partir de entonces cierto desajuste en su evolución. A semejanza de otros países de nuestro entorno, la crisis repercute induciendo una cierta perturbación en la evolución de la intensidad energética, derivada en gran parte del efecto estructural, lo que, en general agudiza la tendencia a la baja en la demanda energética y en la intensidad asociada.

Antes de que la actual crisis manifestara sus efectos, se produjo una mejora sostenida en la intensidad de energía primaria, aproximándose las tendencias de los indicadores nacional y europeo, registrando incluso el indicador nacional una mejora superior a la del indicador correspon-

GRÁFICO 8.2 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA Y DEL GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO, 2000-2013



Nota: Residuos no renovables incluidos dentro del petróleo
FUENTE: MINETUR/IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



diente a la media europea. Esta convergencia en las tendencias de ambos indicadores continua observándose. En el periodo 2004-2011, se produjo una mejora media anual del 2,5% en España, por encima del 2,1% correspondiente a la media UE, Gráfico 8.3.

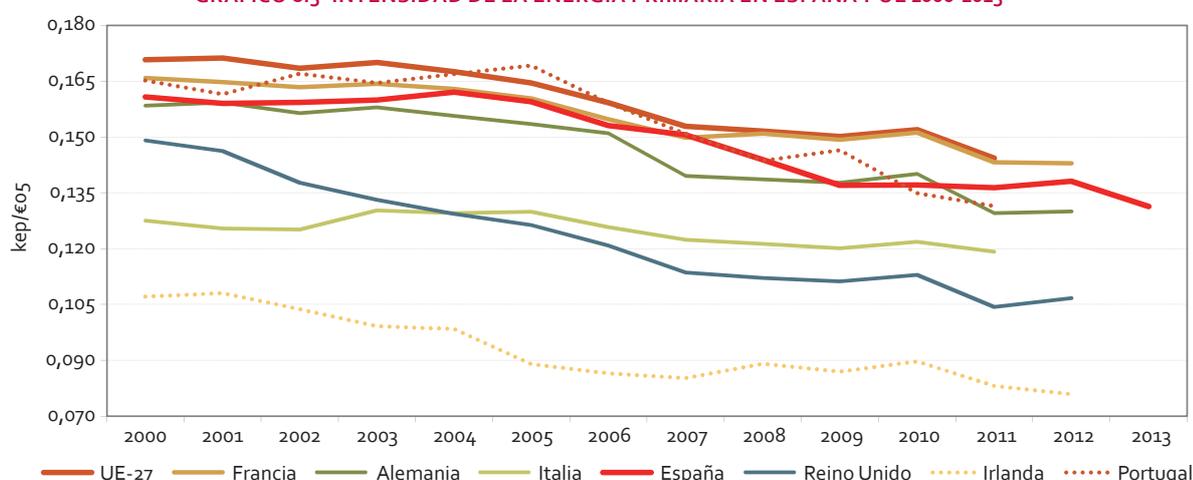
Diversos factores se encuentran detrás de la mejora observada en el indicador nacional. Entre ellos, cabe mencionar el efecto favorable derivado de tecnologías de generación eléctrica basadas en las energías renovables y en el gas natural (cogeneración y los ciclos combinados). A este efecto se suma el derivado de cambios estructurales en nuestra economía, en cierta medida, anteriores e independientes de la crisis, así como el impacto de las políticas de eficiencia energética. Todo ello repercute en una evolución moderada de la intensidad de energía primaria.

En 2013, en el contexto señalado, se ha registrado una mejora del 4,9% en la intensidad de energía primaria como resultado de la evolución diferen-

cial de la demanda de energía primaria (-6,0%) y del Producto Interior Bruto (PIB) (-1,2%) respecto al año anterior. Esta mejora guarda relación con el repunte observado en la producción hidráulica en 2013, lo que representa una mejora en el rendimiento del sistema transformador frente al año anterior en que los menores recursos hidráulicos hizo necesaria la entrada en funcionamiento de un mayor número de centrales eléctricas basadas en el carbón. Este efecto se ve reforzado por la menor demanda inducida por el descenso de la actividad y producción en los sectores de uso final, en buena medida como consecuencia de la crisis económica.

Un análisis adicional es el realizado en base al ajuste del indicador a paridad de poder de compra, Gráfico 8.4. Este tipo de ajuste permite una comparación más realista de las intensidades a nivel internacional, dado que introduce una corrección sobre las diferencias entre países en cuanto a nivel de precios y poder adquisitivo. Con ello, se produce un desplazamiento de las intensida-

GRÁFICO 8.3 INTENSIDAD DE LA ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA Y UE 2000-2013

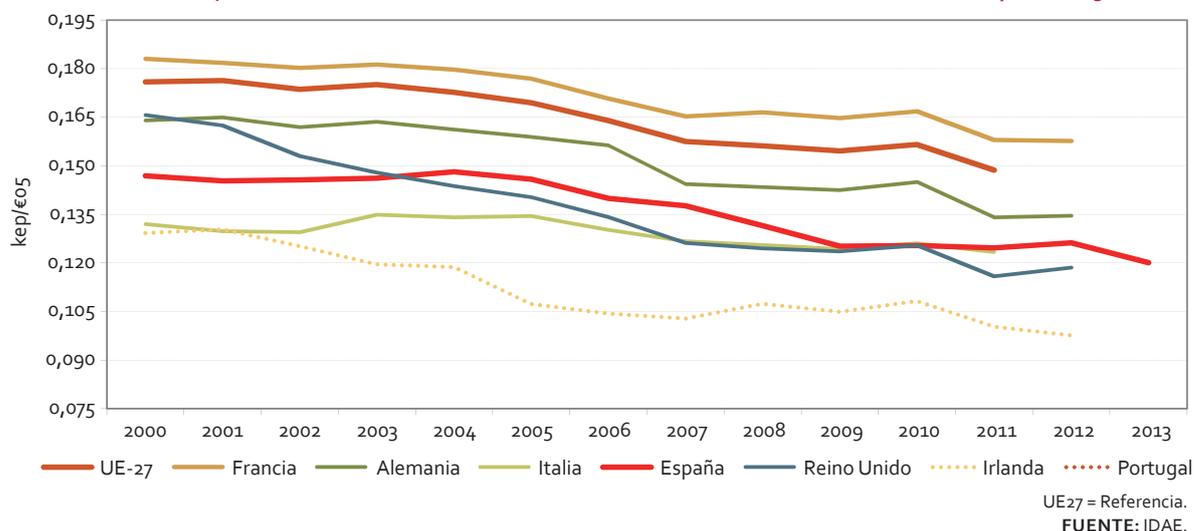


FUENTE: IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.4 INTENSIDAD PRIMARIA A PARIDAD DE PODER DE COMPRA EN ESPAÑA Y UE, 2000-2013



des nominales, mejorando el posicionamiento relativo de los países de menor PIB. En el caso de España, la intensidad ajustada mantiene el perfil anterior, si bien mejora su posición, aumentando a su favor la distancia respecto a la media UE.

El análisis de la evolución de la demanda de energía final por fuentes, Gráfico 8.5, muestra un perfil parecido al de la energía primaria, observándose las mismas singularidades en su evolución global. En 2013, bajo los efectos de la crisis, el consumo de energía final, usos no energéticos excluidos, ha registrado un descenso del 3,9%, situándose en 80.581 ktep. Esta evolución representa una desaceleración en el ritmo de caída respecto al año anterior, en que la demanda cayó un 4,1%. La situación del 2013 obedece principalmente a la menor demanda asociada a los productos petrolíferos (-2,1%) y a la electricidad (-3,4%), quienes conjuntamente representan el 69,1% de la demanda global de energía final. Los sectores transporte e industria están detrás de esta evolución,

debido al peso de estas dos fuentes energéticas en dichos sectores y a la sensibilidad de los mismos frente a la actual crisis.

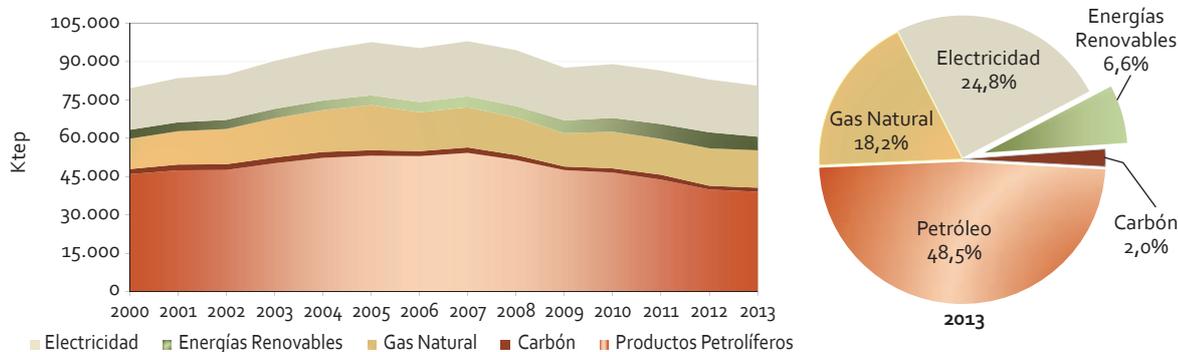
Las energías renovables, por su parte, han visto reducirse en un 15% su demanda en términos de energía final. Esta circunstancia se ha debido sobre todo a la evolución experimentada por los biocarburantes (-49,9%) y, en menor medida, a la caída de la demanda del biogás térmico (-30,8%), derivada principalmente de una menor utilización de los centrales de cogeneración con biogás.

En conjunto, las energías renovables en 2013 han supuesto una cobertura a la demanda global de energía final del 6,6%, participación inferior en un 12,5% a la del año anterior. La biomasa, con un incremento del 3,0% en su demanda, sigue siendo el recurso renovable de uso final más representativo, alcanzando el 74,5% de la aportación de las energías renovables a la demanda final de energía.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.5 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR FUENTES, 2000-2013



Nota: Usos no energéticos excluidos.
FUENTE: MINETUR/IDAE.

La evolución decreciente de la demanda de energía final a un ritmo de caída superior al de la productividad de la economía ha producido una disminución del 1,7% en la intensidad de energía final. La caída más acusada de la intensidad primaria respecto a la final, responde a la mayor participación de las energías renovables en el sistema de generación eléctrico, y en particular a la de la energía hidráulica, con un incremento del 79% en su producción.

Como ya se ha comentado, la disminución observada en la intensidad final guarda relación con el efecto estructural que la crisis ha continuado ejerciendo sobre la actividad económica y, consecuentemente, en la correspondiente demanda de energía final.

Un análisis comparativo de este indicador respecto a los países de nuestro entorno, Gráfico 8.6, muestra al igual que en el caso del indicador de energía primaria, una convergencia a partir del año 2004. La evolución desde entonces hasta el año 2009, muestra un paralelismo entre los indicadores nacional y comunitario, a un ritmo de mejora anual superior en el caso del indicador nacio-

nal. En la actualidad, y bajo el impacto de la crisis sobre ambos indicadores, se constata una mejora media anual en España del 2,4% en el periodo 2004-2011, por encima del 2,2% registrado en el conjunto de la UE en dicho periodo.

El análisis del indicador de intensidad final ajustado a paridad de poder de compra, Gráfico 8.7, arroja conclusiones similares, mejorando la posición nacional respecto a la media europea, de manera análoga a lo mostrada en el Gráfico 8.4, correspondiente al mismo ajuste sobre la intensidad de energía primaria.

Un análisis complementario de la evolución comparada de la intensidad de energía final real y la correspondiente a estructura constante del 2005 permite distinguir la incidencia de los dos principales factores que afectan a dicha evolución, Gráfico 8.8. Como se puede apreciar, destaca la relevancia de los factores ligados a mejoras tecnológicas y a políticas de eficiencia a partir del año 2004, en que la intensidad invierte su anterior tendencia al alza. Sin embargo, a partir del 2008, se observa una mayor preponderancia del efecto



GRÁFICO 8.6 INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2013

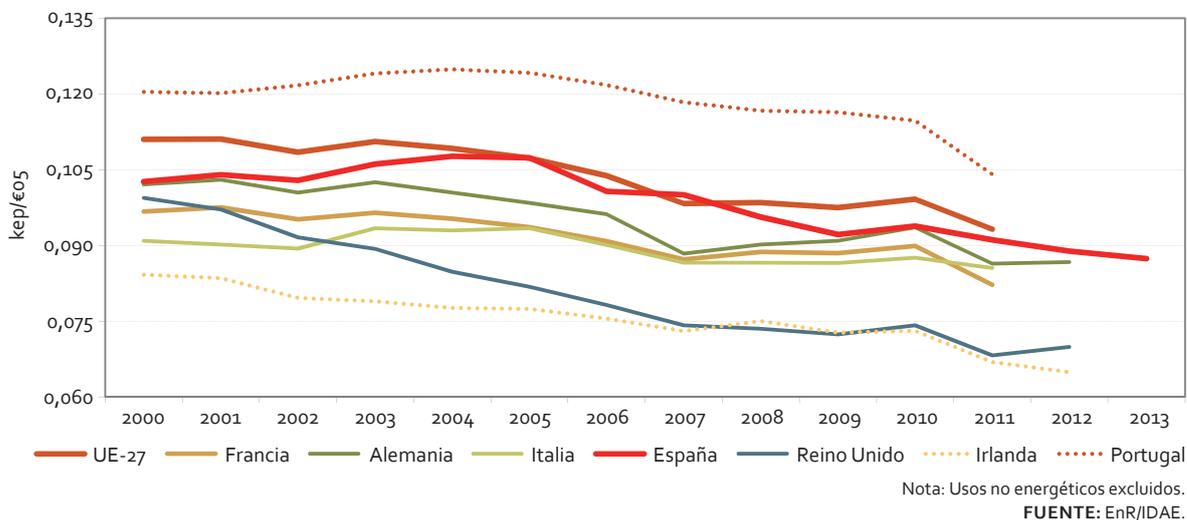
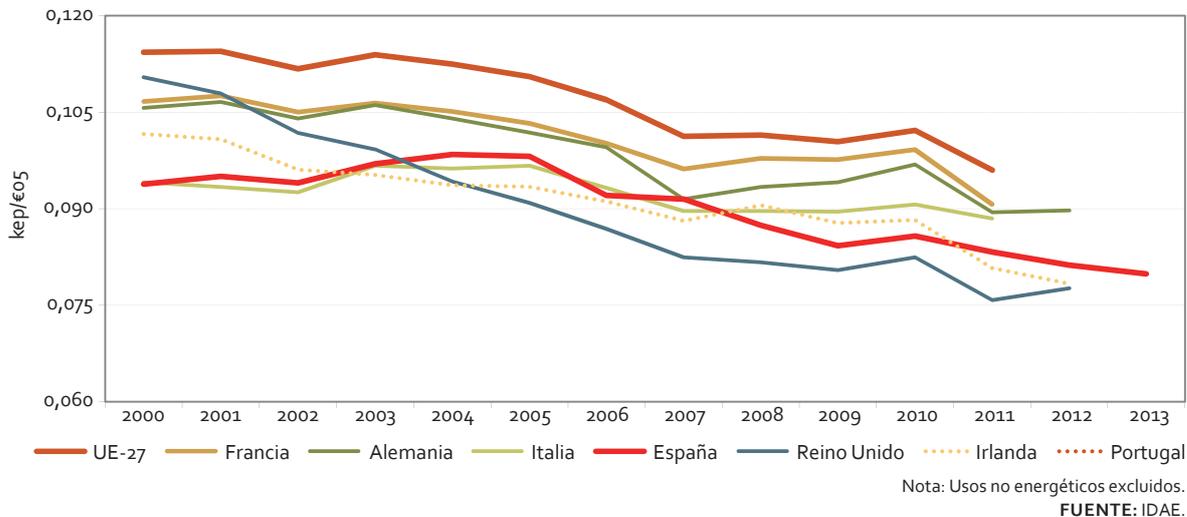


GRÁFICO 8.7 INTENSIDAD FINAL A PARIDAD DE PODER DE COMPRA ESPAÑA Y UE, 2000-2013



estructural, como resultado de la contracción de la actividad económica causada por la crisis.

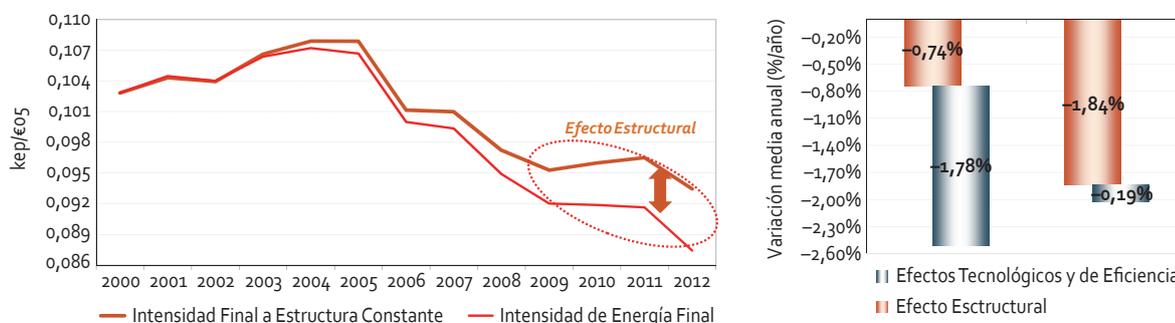
La comparación de la evolución en términos relativos de las intensidades de energía final a nivel sectorial y global, Gráfico 8.9, permite observar tendencias diferenciadas según los sectores para diferentes horizontes temporales. Las intensidades de los sectores residencial y servicios muestran

un mayor crecimiento relativo en los últimos años, mientras que en los sectores transporte e industria las tendencias son a la baja en línea con lo observado en la intensidad global. Ello evidencia la correlación existente entre el comportamiento de estos dos últimos sectores y la evolución de la intensidad global, tal y como cabe esperar dado el peso de ambos sectores en la estructura de la demanda energética y en el conjunto de la actividad económica.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

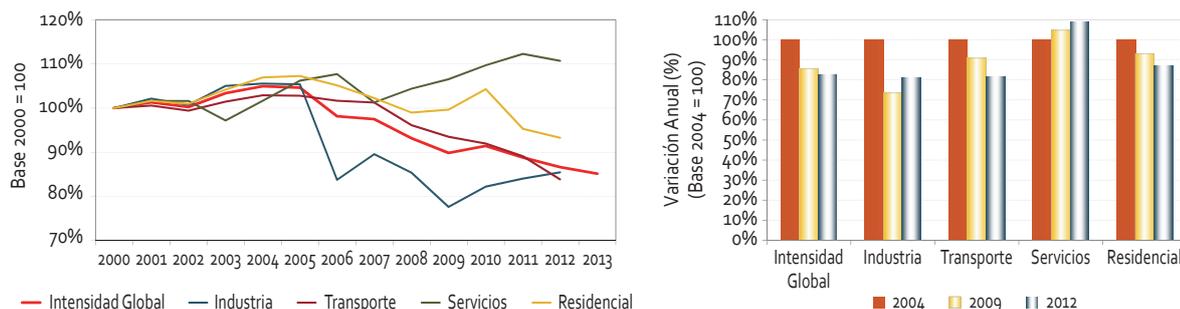


GRÁFICO 8.8 EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL A ESTRUCTURA CONSTANTE, 2000-2012



Nota: Intensidades con Corrección Climática. Usos no energéticos excluidos
FUENTE: EnR/IDAE.

**GRÁFICO 8.9 EVOLUCIÓN DE LAS INTENSIDADES DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA:
GLOBAL Y SECTORIALES, 2000-2012**



Notas: Usos no energéticos excluidos.
FUENTE: MINETUR/IDAE.

Análisis sectorial de la eficiencia energética

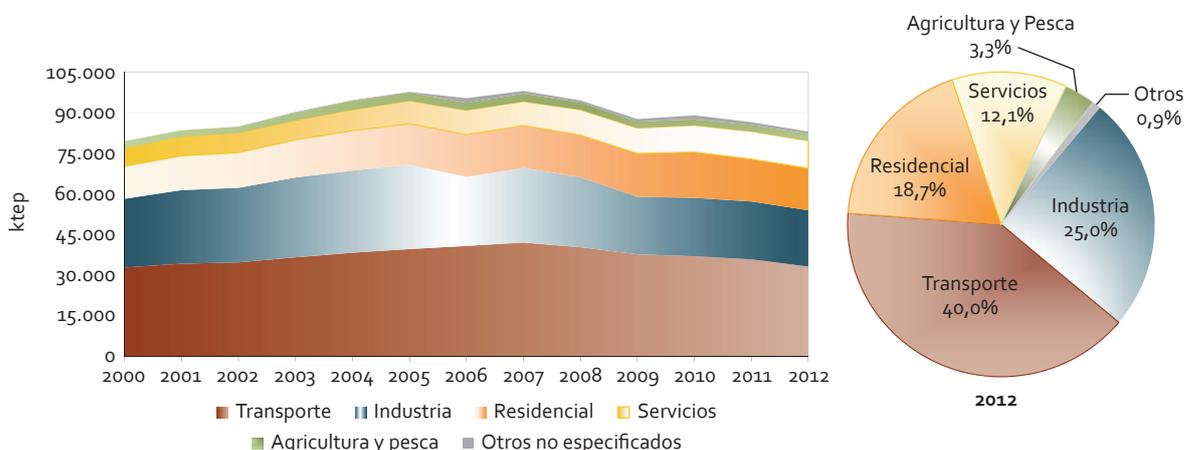
Atendiendo a la última información disponible del año 2012 sobre la sectorización de la demanda de energía final, se observa continuidad en la estructura sectorial, manteniendo el sector transporte la primera posición, con el 40% del consumo total, Gráfico 8.10. Le sigue el sector industrial, con el 25% de la demanda, si bien la representatividad de este sector en la demanda disminuye progresivamente, en contraste con el crecimiento continuo de la demanda asociada al conjunto de secto-

res agrupados bajo la categoría "Usos Diversos", residencial, servicios y agricultura y otros. A partir del año 2006, la demanda agregada de estos sectores supera a la de la industria, alcanzando el 34,1% del total en 2012.

Como ya se ha mencionado, el sector industria viene reduciendo su peso, no sólo a nivel de su demanda energética global, sino también a nivel de su aportación al PIB, evolución que se ve reforzada en el contexto actual de la crisis, según se muestra en el Gráfico 8.11.

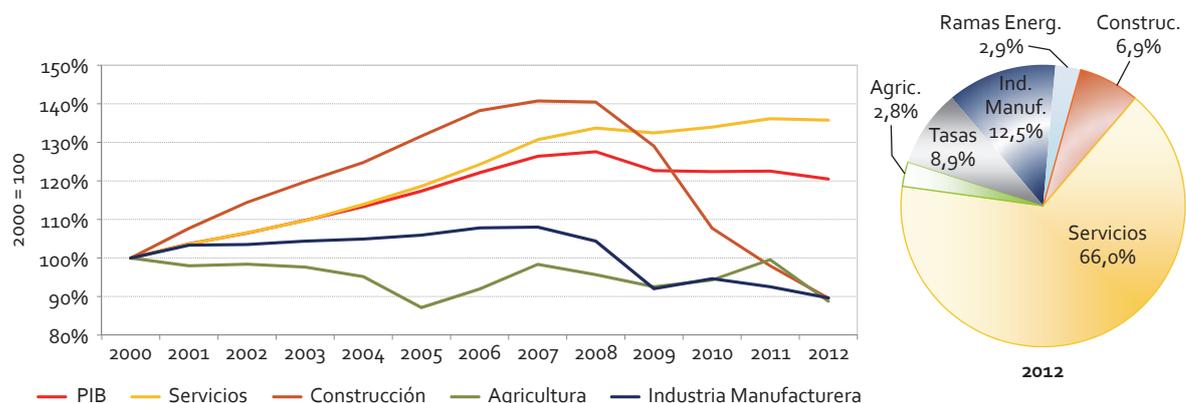


GRÁFICO 8.10.: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA SECTORIAL DE ENERGÍA FINAL, 2000-2012



Nota: Usos no energéticos excluidos.
FUENTE: MINETUR/IDAE.

GRÁFICO 8.11 EVOLUCIÓN DE ESTRUCTURA SECTORIAL DEL PRODUCTO INTERIOR BRUTO, 2000-2012



FUENTE: INE/IDAE.

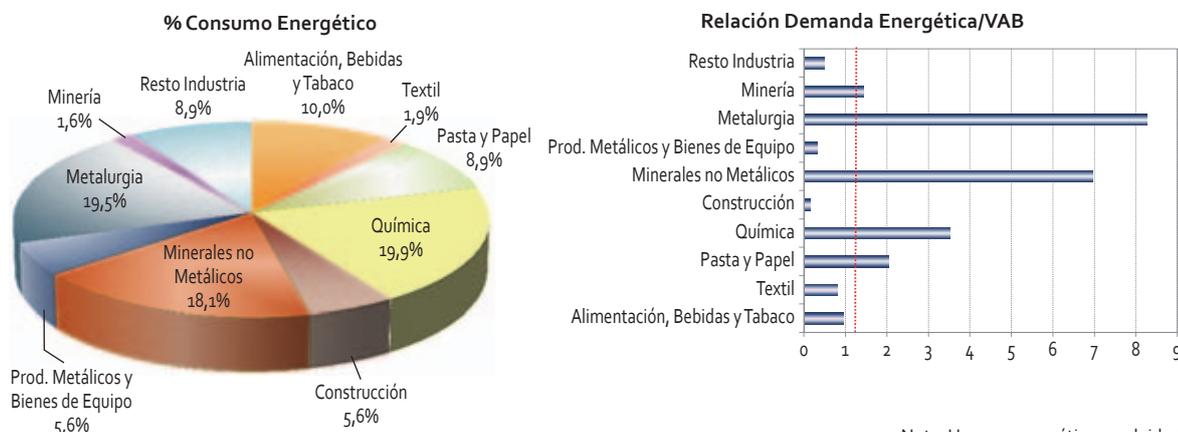
Sector industria

En la industria española destacan cinco ramas especialmente intensivas desde el punto de vista energético: los minerales no metálicos, la metalurgia, la química, la alimentación, bebidas y tabaco y la pasta y papel. Conjuntamente, absorben el 76,4% de la demanda energética de la in-

dustria, mientras que su aportación al valor añadido Bruto (VAB) de la industria es relativamente baja (25,5%). Esta circunstancia resulta evidente en el caso de la metalurgia y de los minerales no metálicos, donde el peso de sus demandas energéticas supera en más de siete veces al correspondiente al VAB, como puede observarse en el Gráfico 8.12.



GRÁFICO 8.12 CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICO-ECONÓMICA DEL SECTOR INDUSTRIA SEGÚN RAMAS EN 2012



Nota: Usos no energéticos excluidos.
FUENTE: MINETUR/IDAE.

Este hecho explica los valores relativamente altos de la intensidad energética en la industria española en términos globales, así como en una intensidad en la industria manufacturera superior a la de otros países de nuestro entorno. Destaca la estrecha relación de estas dos ramas con los sectores de la construcción y, en menor medida, de la automoción, de gran importancia en la economía nacional y en su competitividad. La menor actividad registrada en estos sectores como consecuencia de la crisis explica el impacto en la demanda energética de estas ramas y de otras igualmente relacionadas con dichos sectores.

La demanda energética de la industria en 2012 cayó un 2,8%, alcanzando los 20.756 ktep. Este menor consumo energético responde, principalmente, a la menor demanda observada en 2012 de los productos petrolíferos, especialmente vinculada a las ramas de la industria química y minerales no metálicos. Estas dos fuentes energéticas son responsables del 61,5% de la demanda energética global de petróleo, por lo que la variación en su demanda afecta en gran medida a la demanda global.

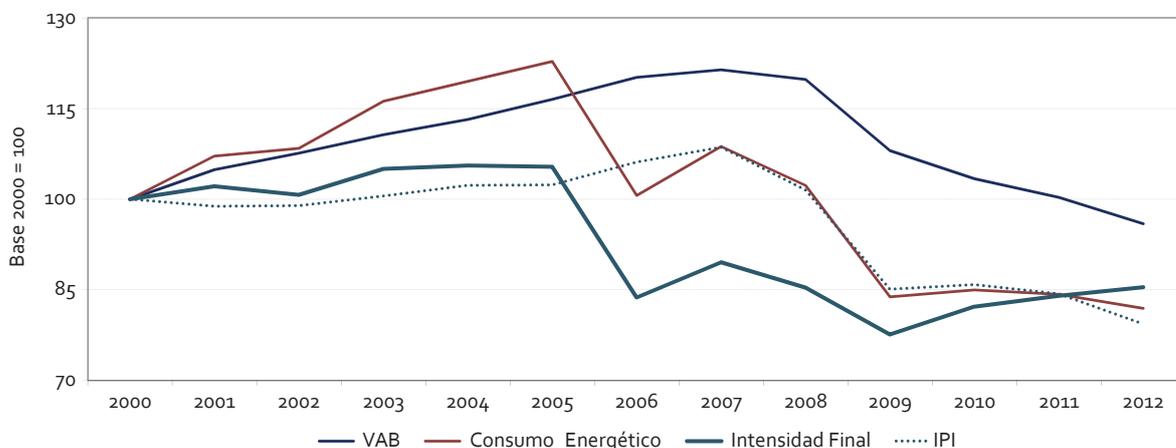
Como se muestra a continuación, Gráfico 8.13, la senda de reducción de la actividad económica, iniciada en 2009, parece suavizarse, lo que tiene su reflejo en los perfiles de las caídas más atenuadas de la demanda energética y del índice de Producción Industrial (IPI) a partir del 2009. En 2012 la caída del VAB del 4,4% por encima de la asociada a la demanda ha supuesto una empeoramiento del 1,7% en la intensidad energética del sector.

La evolución de la intensidad de la industria en 2012 guarda una estrecha relación con la estructura sectorial de la misma, así como con el comportamiento de las distintas ramas que la integran. Considerando las ramas más intensivas de la industria, se puede apreciar su influencia en la intensidad energética de la industria manufacturera y de la industria en su conjunto. Esto es especialmente evidente en el caso de las industrias de la metalurgia, y de los minerales no metálicos, con demandas energéticas muy superiores a sus respectivos Valores Añadido, tal y como ya se ha comentado, Gráfico 8.14.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

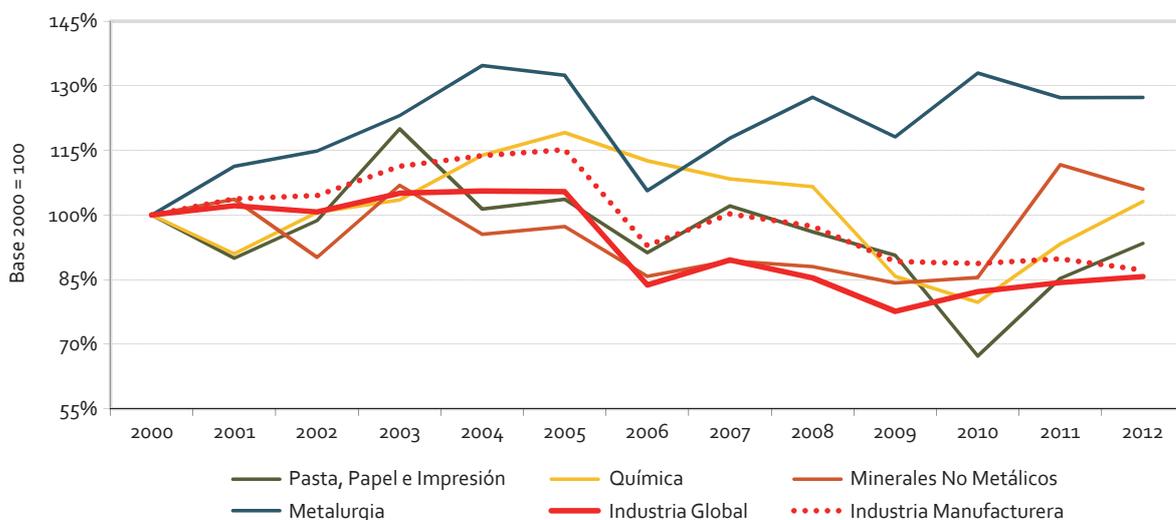


GRÁFICO 8.13 PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR INDUSTRIA, 2000-2012



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

GRÁFICO 8.14 EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DE LAS RAMAS INDUSTRIALES MÁS INTENSIVAS, 2000-2012



Nota: Usos no energéticos excluidos

FUENTE: INE/MINETUR/IDAE

La industria manufacturera representa el 92,8% de la demanda energética de la industria, así como el 56% de su valor añadido, lo que pone en evidencia su carácter intensivo, a su vez, estrechamente relacionado con su estructura sectorial, Gráfico 8.12. Como consecuencia, la industria manufacturera española presenta una intensidad

claramente por encima de la media de la UE, Gráfico 8.15. No obstante, la tendencia seguida desde el año 2004 es a la baja. Considerando la industria en su conjunto, la situación de la intensidad española difiere, presentando unos valores más favorables en el entorno de los países de la UE e incluso por debajo de la media europea. Esto obe-



dece en gran medida a la presencia de la industria de la construcción, poco intensiva, cuya demanda sobre el total es apenas un 20% respecto al peso de su VAB sobre el total de la industria.

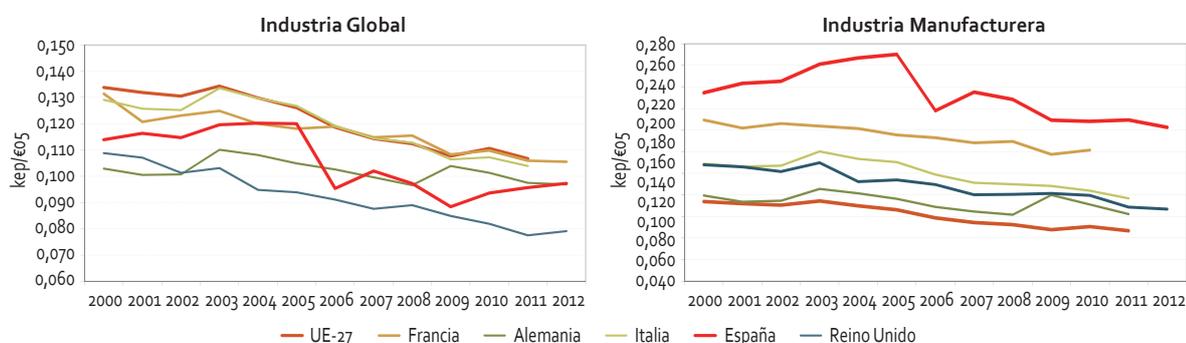
Considerando ambas intensidades energéticas –la global y la manufacturera– se observa en 2012 un comportamiento contrapuesto. Así, la industria manufacturera registró una disminución del 2,9% en su intensidad, lo que parece estar asociado a la evolución de la industria de los minerales no metálicos, cuya intensidad se redujo en un 4,9%, Gráfico 8.14. Por su parte, el crecimiento del 1,7% de la intensidad de la industria global en 2012 se relaciona con el comportamiento de la construcción, cuya demanda creció por encima del doble, al tiempo que su productividad económica se contrajo.

Otro indicador de interés para evaluar las tendencias en cuanto a eficiencia e intensidad energética es el consumo unitario, referido al consumo energético necesario por unidad de producto generado por cada rama o sector de actividad. Considerando tres de las ramas más intensivas, se observa como el impacto de la crisis introduce cierta inflexión en

la tendencia a la baja del consumo unitario iniciada años atrás, Gráfico 8.16, muy significativa en algunas ramas de la industria. A ello contribuyeron las mejoras implementadas en los procesos productivos, hacia una mayor eficiencia (procesos vía seca en la industria cementera; arco eléctrico en la industria siderúrgica), así como la importación de materias primas intensivas en su producción como pueden ser el Clinker, en la industria cementera o bien la pasta en la industria papelera.

Efectivamente, desde el año 2008 se viene produciendo un repunte en el consumo unitario, especialmente notable en el caso de la industria del cemento. Es probable la influencia de la ralentización en el ritmo de actividad de muchas instalaciones industriales, lo que a menudo distorsiona el rendimiento global del equipamiento implicado (calderas, hornos, motores, etc.). Ello implica un funcionamiento por debajo del punto óptimo de capacidad, con el resultado de una menor eficiencia. A esto se suma la existencia de demandas energéticas cautivas e independientes del nivel de actividad como las vinculadas a mantenimiento de temperaturas mínimas, iluminación,

GRÁFICO 8.15 INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR INDUSTRIA ESPAÑA Y UE, 2000-2012



FUENTE: IDAE.



acondicionamiento de las instalaciones, etc. Así, en periodos de baja actividad económica como el actual, la demanda energética no sigue la misma trayectoria que la actividad productiva, distorsionándose la pauta de evolución del consumo unitario, circunstancia observada no solo en España sino también en los países de nuestro entorno.

En los últimos años en el marco de los distintos Planes de Acción de Ahorro y Eficiencia, se han ido introduciendo distintas medidas focalizadas hacia la mejora tecnológica de los procesos y equipamientos del sector industrial, así como hacia la implantación de sistemas de gestión energética. Estas medidas presentan un potencial de ahorro energético significativo, con lo que se espera que contribuyan a reducir la intensidad energética en este sector.

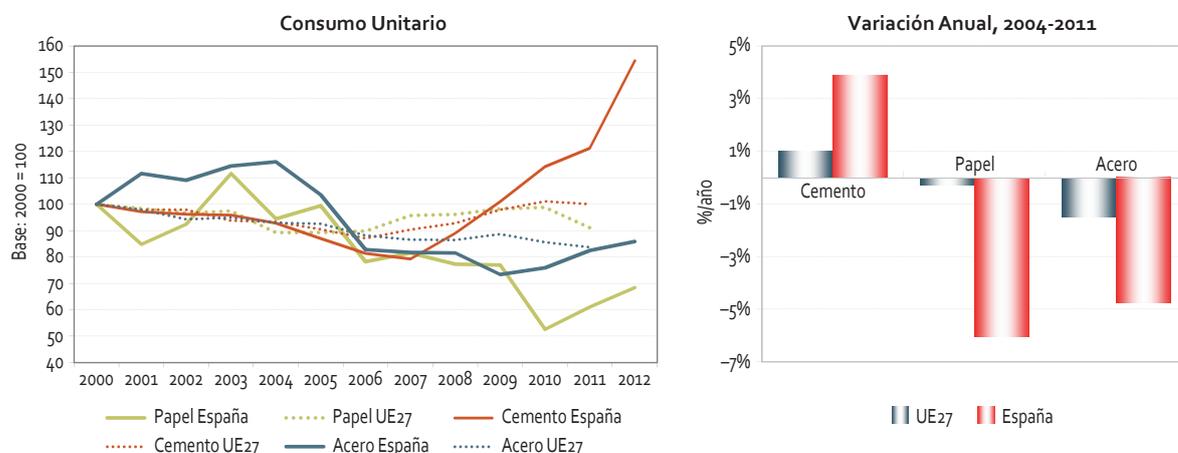
Sector transporte

El sector Transporte, con un 40% del consumo de energía final en 2012, se mantiene como el primer

sector consumidor, por encima de la industria y del resto de sectores. No obstante, se viene observando una reducción continua en la demanda de este sector desde que se inició la crisis en 2008, habiendo disminuido a una tasa anual del 4,7% en el periodo 2008-2012. En 2012, la demanda bajó un 7,4% respecto al 2011, prácticamente el doble de la contracción experimentada el año anterior. Ello obedece a la menor demanda de los productos petrolíferos (-9,2%), debido a la preponderancia de éstos en el consumo de este sector: el 92% de la demanda –en carretera y el 75,4% en el total–. Globalmente, la causa de esta reducción responde a la contracción de la movilidad y de los tráficos –sobre todo el de mercancías–, ocasionados por la crisis económica, Gráfico 8.17.

Asimismo, la demanda eléctrica asociada al transporte en 2012 ha experimentado una disminución del 7,4%. Esta demanda se localiza preferentemente en el transporte ferroviario, que aún representa una cuota de participación muy mo-

GRÁFICO 8.16 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO UNITARIO DE LAS INDUSTRIAS DE LA SIDERURGIA Y CEMENTO EN ESPAÑA Y UE, 2000-2012



Fuente: IDAE/OFICEMEN/UNESID/ASPAPPEL.



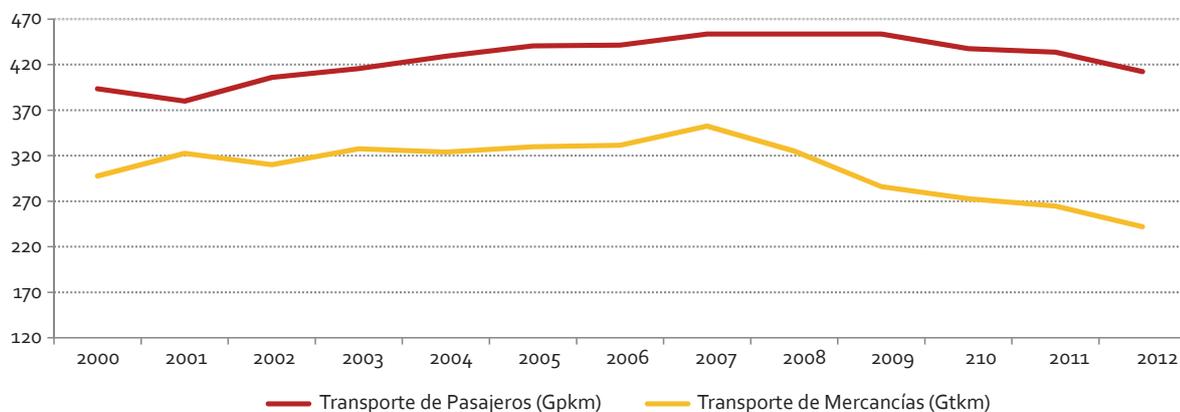
desta en el transporte de mercancías y pasajeros, con un 2,4% del consumo total del sector. Dada la mayor eficiencia de este modo de transporte, las previsiones futuras son de un mayor uso del ferrocarril, como lo ponen de relieve diferentes planes e iniciativas. Entre éstos, cabe mencionar el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética, 2011-2020, el Plan Estratégico para el Impulso del Transporte Ferroviario de Mercancías en España, PEIT ferroviario, el Plan de Ahorro, Eficiencia Energética y Reducción de Emisiones en el Transporte y la Vivienda y el Plan de Infraestructuras, Transporte y Vivienda PITVI (2012-2024), en los que se recoge un amplio abanico de propuestas de actuación sobre el ferrocarril que favorecen la eficiencia energética y la intermodalidad.

En contraste con la evolución de las demandas asociadas al petróleo y de la electricidad, en 2012 destaca la evolución más favorable del gas natural y de los biocarburantes. En dicho año, la demanda del gas natural en transporte registró un aumento del 48,2%, asociada principalmente a flotas de

vehículos municipales. La representatividad de esta fuente energética es todavía muy escasa, con apenas el 1% de la demanda del transporte. No obstante, parece aumentar el interés por los propulsores alternativos, en particular, en el marco de las directrices comunitarias existentes sobre descarbonización del transporte marcadas por el Libro Blanco sobre Transporte 2010-2030. A ese respecto, la Comisión Europea ha lanzado recientemente el llamado “*Clean Power for Transport (CPT) package*”, una iniciativa constituida por una Comunicación y una propuesta de Directiva para garantizar el desarrollo de propulsores alternativos en el mercado europeo.

Se persigue con ello crear una red de suministro homogéneo que promueva la movilidad con estos productos. Dicha iniciativa, presentada por la Comisión el 24 de enero de 2013, incluirá con toda probabilidad la necesidad de elaborar Planes Nacionales en todos los Estados Miembros para promover el establecimiento de una infraestructura mínima de recarga para tres de los propulsores

GRÁFICO 8.17 EVOLUCIÓN DEL TRANSPORTE DE MERCANCÍAS Y DE PASAJEROS EN ESPAÑA, 2000-2012



FUENTE: MFOM/IDAE.



contemplados en la estrategia, electricidad, gas natural e hidrógeno, y dos sectores de transporte clave, carretera y marítimo. Ello podría suponer un fuerte impulso al empleo de estos combustibles alternativos en el transporte nacional en un horizonte relativamente próximo.

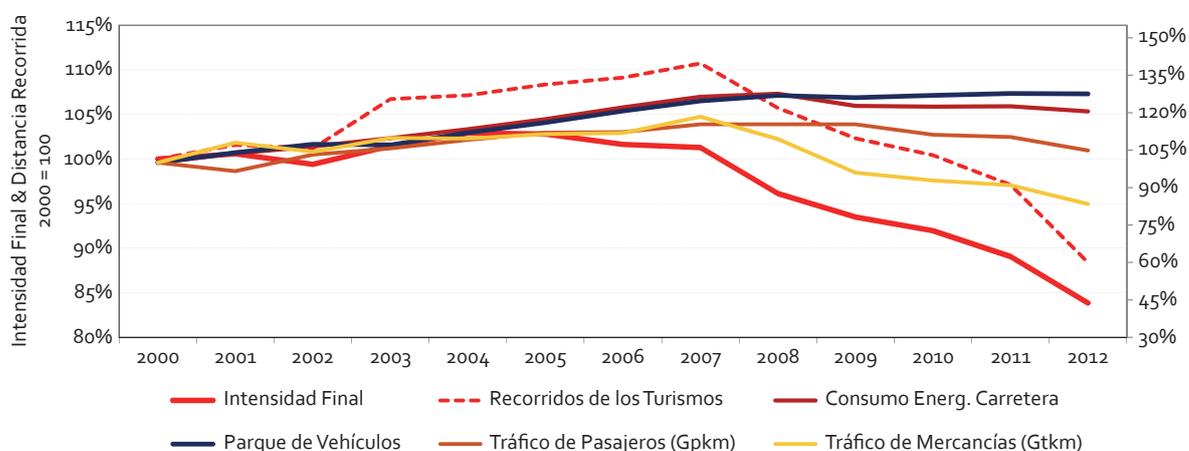
Por su parte, los biocarburantes registraron un aumento del 23,6%, contribuyendo con ello a la sustitución de combustibles de origen fósil en el transporte, y alcanzando el 9,2% del consumo de gasolinas y gasóleos en el transporte en carretera en 2012, por encima del objetivo de consumo del 6,5% establecido por el Real Decreto 459/2011 en dicho año.

Como ya se ha comentado, el sector transporte es el principal consumidor de energía. Son varios los factores, Gráfico 8.18, que lo explican, entre ellos la antigüedad del parque automovilístico y el nivel de motorización. Con respecto al transporte por carretera, destaca la progresiva dieselización del parque automovilístico nacional a un ritmo superior al del conjunto de la UE, así como la elevada

movilidad asociada al uso del vehículo privado y al transporte de mercancías y pasajeros por carretera. Igualmente influyen la posición geográfica de España, desplazada del centro de gravedad de la actividad económica situada más hacia al norte de Europa, lo que convierte a nuestro país en zona de paso para el tráfico de mercancías por carretera. Las distancias recorridas y, en consecuencia, los tráfic y consumos energéticos asociados son un fiel reflejo de lo anterior.

Igualmente, influye el fenómeno conocido como *border-trade*, asociado a ventas a países fronterizos a causa del diferencial de precios de los carburantes, efectuándose el consumo fuera de nuestro país. A fin de diferenciar el consumo doméstico del producido más allá de las fronteras nacionales, algunos países como Austria, realizan una corrección, que puede alcanzar hasta el 20% del consumo del transporte en carretera. En España, el IDAE, recientemente ha realizado un estudio sobre el consumo del parque privado de turismos que, entre otros aspectos, ha permitido

GRÁFICO 8.18 PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR TRANSPORTE, 2000-2012



FUENTE: DGT/MFOM/MINETUR/IDAE.



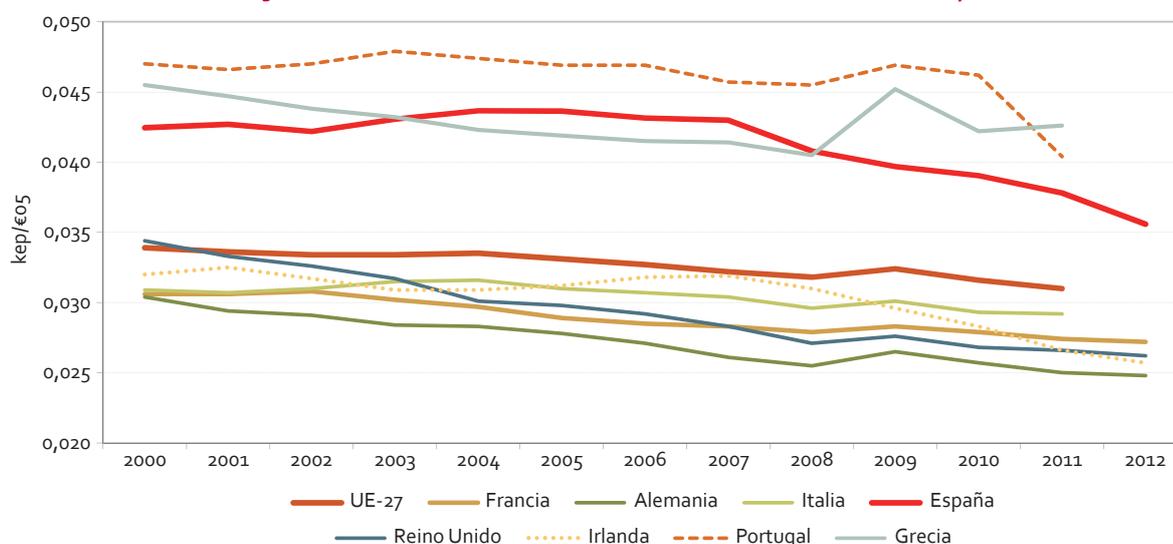
valorar el efecto *border-trade*. Según dicho estudio, el efecto mencionado, podría alcanzar algo más del 6% del consumo de gasolina.

Los factores citados conducen a una elevada intensidad energética del transporte nacional, más de un 20% superior a la media del conjunto de la UE, Gráfico 8.19. No obstante, se mantiene la continua tendencia descendente iniciada en 2004, experimentando en 2012 un descenso del 5,9%, superior al de los años precedentes. Esto ha supuesto una mayor convergencia entre los indicadores nacional y europeo. Esta tendencia ha estado favorecida en los últimos años por la menor actividad inducida por la crisis en diversos sectores de la economía, lo que lleva consigo un descenso de la movilidad asociada al transporte de mercancías y pasajeros.

A este efecto estructural se suman las mejoras de la eficiencia asociadas al tráfico y a los propios vehículos. En la actualidad se encuentran en marcha distintas medidas e iniciativas dirigidas al sector

transporte con las que se espera contribuir a la mejora de la intensidad del transporte en España. Destacan las actuaciones orientadas al transporte en carretera, especialmente al vehículo privado, dado su protagonismo en el consumo energético, así como en las emisiones asociadas. En línea con lo anterior, cabe mencionar los Programas PIVE y MOVELE de ayudas a la adquisición a vehículos eficientes y/o eléctricos. En cuanto a los Programas PIVE, la valoración a finales del 2013 es muy favorable, habiendo posibilitado la renovación de cerca de 365.000 vehículos. Esto se traduce en un ahorro energético acumulado estimado en 127 millones de litros de combustible al año, así como en unas emisiones evitadas de 262.000 toneladas de CO₂/año. Con respecto al Programa MOVELE de impulso al vehículo eléctrico, las distintas iniciativas asociadas al mismo, han posibilitado desde sus inicios, la adquisición de 8.500 vehículos eléctricos, lo que a lo largo de la vida útil de los mismos, supone unas emisiones evitadas de 127.500 toneladas de CO₂.

GRÁFICO 8.19 INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y UE, 2000-2012



FUENTE: IDAE.



Usos Diversos: sectores residencial, terciario y agricultura y pesca

Los sectores identificados dentro de "Usos Diversos", han ido cobrando una importancia creciente en relación con su participación en la demanda energética global. A ello contribuyen las demandas de los sectores servicios y residencial, quienes conjuntamente absorben el 88,1% del consumo total de este sector.

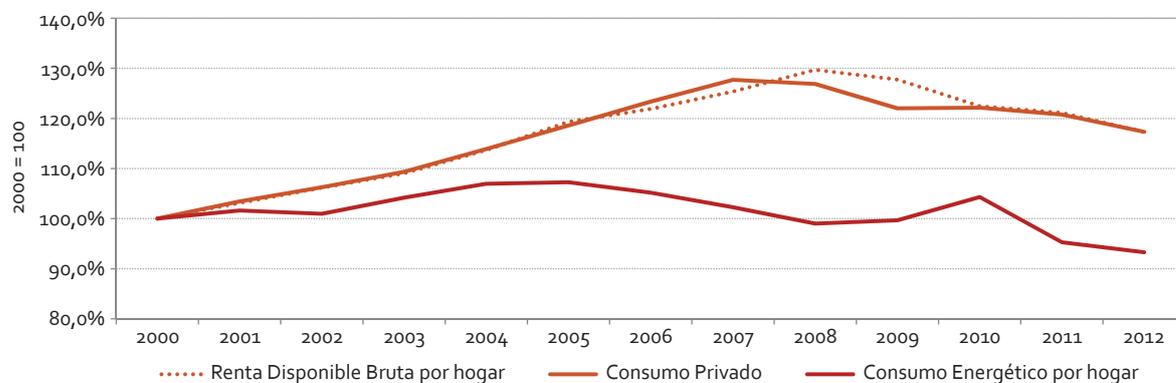
De acuerdo con la información disponible para el año 2012, el consumo del conjunto de sectores agrupados bajo este epígrafe se mantuvo estabilizado, con una ligera reducción del 0,9%. Esto se explica principalmente por la contracción de las demandas asociadas al gas natural (-2,5%), a la electricidad (-1,3%) y al carbón (-7,6%), que conjuntamente cubren el 70% de la demanda total de estos sectores. Por el contrario, el petróleo y las energías renovables incrementaron su consumo, del orden del 1% y 1,3% respectivamente.

Sector residencial

La demanda del sector residencial en 2012, fue de 15.503 ktep, alcanzando el 53% de la demanda del sector "Usos Diversos". Este consumo refleja una caída del 0,8% respecto al año anterior, debido a la contracción de las demandas del carbón (-10,2%), petróleo (-5,3%) y electricidad (-1,3%), responsables del 60% de la demanda del sector. Esta demanda, en general, presenta una evolución cercana a la del poder adquisitivo de los hogares españoles, como se refleja a continuación, Gráfico 8.20.

La intensidad energética de este sector disminuyó en 2012 un 2,1%, Gráfico 8.21. En la evolución reciente, se superponen los efectos de moderación de la demanda derivados de la crisis a las mejoras tecnológicas incorporadas en años anteriores por los hogares en cuanto a equipamiento electrodoméstico e instalaciones, así como a otras mejoras inducidas por requerimientos legislativos más exigentes en materia de eficiencia energética en el sector de la edificación.

GRÁFICO 8.20 EVOLUCIÓN DE LA RENTA DISPONIBLE DE LOS HOGARES EN ESPAÑA 2000-2012



Nota: renta disponible bruta de los hogares estimada en 2010-2012 a partir de la renta nacional disponible bruta.

FUENTE: INE/IDAE.



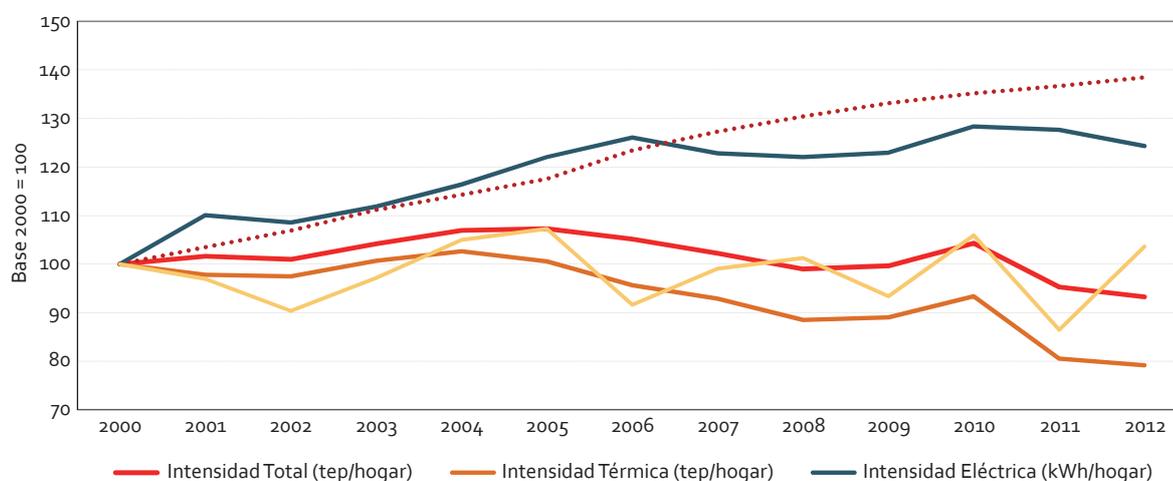
Diferenciando la intensidad según las demandas eléctrica y térmica de los hogares, se observa una caída más pronunciada de la demanda eléctrica (-2,6%) respecto a la térmica (-1,7%). Ello se explica en parte por el descenso de temperaturas registradas en el invierno del 2012, lo que ha supuesto un mayor recurso de la calefacción, cubierta mayoritariamente con gas natural, cuya demanda en 2012 ha crecido un 2,9%.

El indicador de intensidad eléctrica, ha venido evolucionando al alza, por encima del indicador de la intensidad térmica, en correspondencia con la progresiva adquisición y penetración del equipamiento eléctrico de los hogares. Sin embargo, a partir del año 2004 se aprecia un cambio de tendencia en el comportamiento de ambos indicadores. La intensidad térmica registra un descenso continuo mientras que la eléctrica mantiene un crecimiento más atenuado, acorde con cierta saturación en el equipamiento electrodoméstico en los hogares españoles.

En general, la moderación de gasto de los hogares, Gráfico 8.20, determina unas pautas de consumo más conservadoras, lo que refuerza el descenso de consumo, y la caída de la intensidad energética asociada.

El análisis comparativo de la intensidad energética del sector residencial a nivel de los países de la UE, Gráfico 8.22, permite observar una diferencia del orden del 35%, entre el indicador nacional y el homólogo europeo. Algo similar ocurre con países como Italia, Grecia y Portugal, lo que parece confirmar la influencia de la climatología en la demanda energética del sector residencial, y en consecuencia en la intensidad. La climatología más favorable de los países del sur de Europa explica un menor uso de calefacción, cuya demanda varía desde el 48% en España hasta el 65% en el conjunto de la UE.

GRÁFICO 8.21 PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR RESIDENCIAL 2000-2012

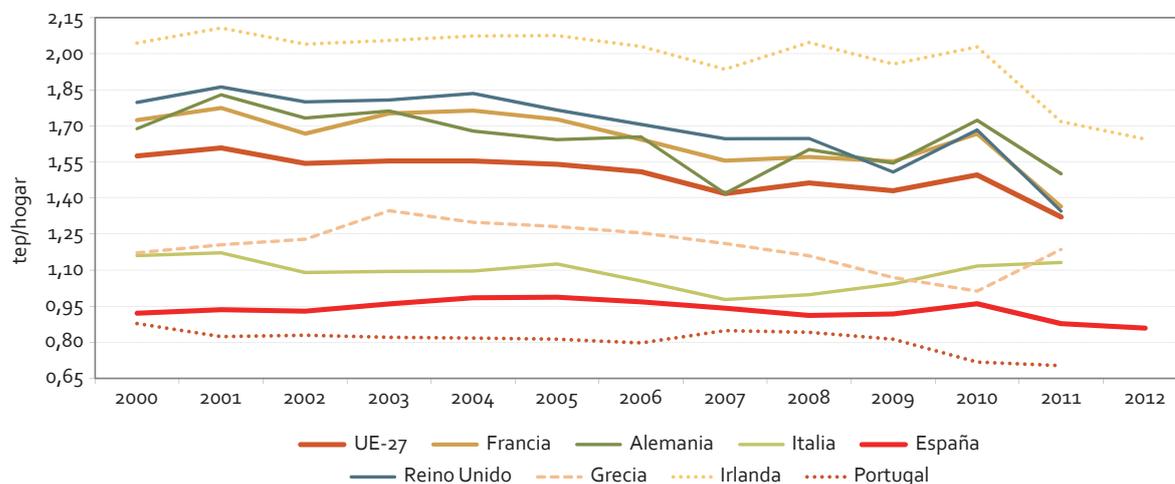


FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.22 INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR RESIDENCIAL ESPAÑA Y UE, 2000-2012



FUENTE: IDAE.

Es de esperar que en los próximos años, la aprobación del Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, junto a la adopción de medidas eficientes como la rehabilitación energética de la envolvente térmica de los edificios existentes y la mejora de la eficiencia de las instalaciones térmicas y de iluminación, refuercen la mejora de la eficiencia de las viviendas y edificios residenciales. Prueba de ello es la movilización de más de medio millón de certificados relativos a edificios existentes tanto de viviendas individuales, como edificios del sector residencial, a tan solo unos meses desde la entrada en vigor del mencionado Real Decreto. Debe destacarse en este contexto el Programa de Ayudas para la Rehabilitación Energética Viviendas del IDAE (PAREER), recientemente aprobado y gestionado por el IDAE, la Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas, y el Plan Estatal de fomento del alquiler de viviendas,

la rehabilitación edificatoria, y la regeneración y renovación urbanas, 2013-2016.

Sector servicios

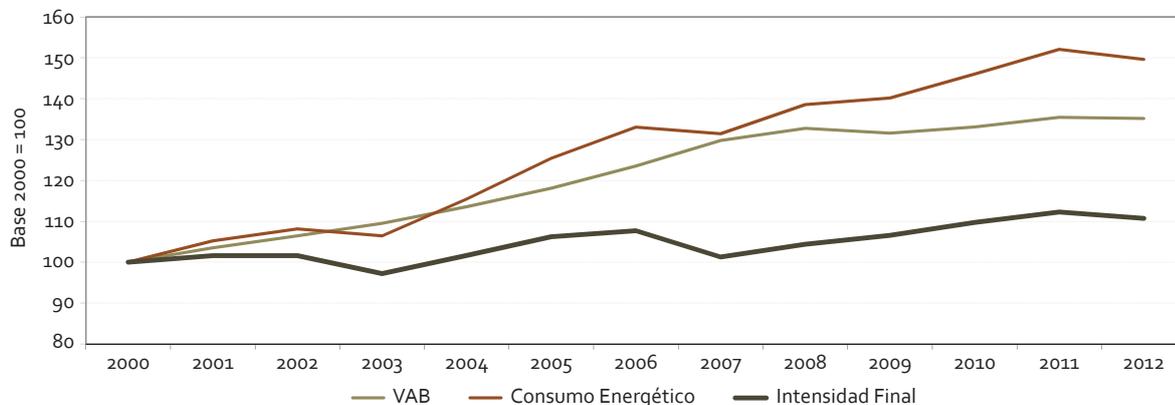
El sector servicios en 2012 redujo su demanda energética un 1,6%, alcanzando un valor de 10.043 ktep. Por su parte, el valor añadido bruto del conjunto del sector servicios se mantuvo prácticamente estable, con una ligera disminución del 0,25%. Ello explica, Gráfico 8.23, la mejora del indicador de intensidad energética en un 1,4% en 2012.

En términos comparativos, el indicador nacional, evoluciona por debajo de la media europea, Gráfico 8.24, mostrando un progresivo acercamiento durante la última década, y más concretamente, a partir del año 2005, en que se inicia una progresiva convergencia en las tendencias de ambos indicadores, el nacional y el del conjunto de la UE. Atendiendo a la composición

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.23 PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR SERVICIOS 2000-2012

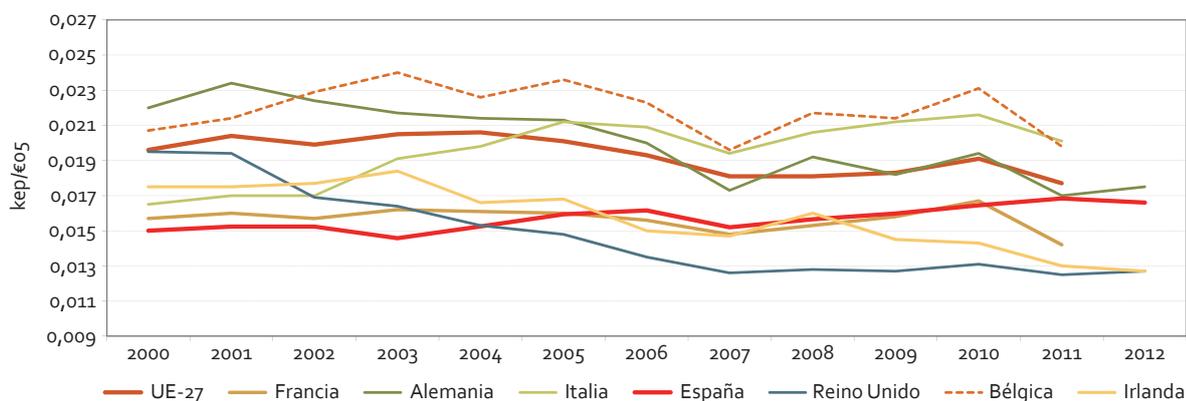


FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

sectorial del sector, destacan las ramas de oficinas y restauración, dado el peso tanto de sus demandas energéticas, el 54% del total, como de sus aportaciones al valor añadido del sector servicios, el 74% del total. Como se muestra más adelante, Gráfico 8.25, estas dos ramas condicionan en gran parte la evolución de la intensidad del sector.

Como antes se ha mencionado, la intensidad del sector servicios evoluciona a un ritmo similar al de las ramas de comercio y oficinas, y en menor medida a la de restauración, que en España tiene gran importancia por el peso del turismo en la actividad económica. Estas tres ramas parecen contribuir a un crecimiento moderado de la intensidad global del sector.

GRÁFICO 8.24 INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE, 2000-2012

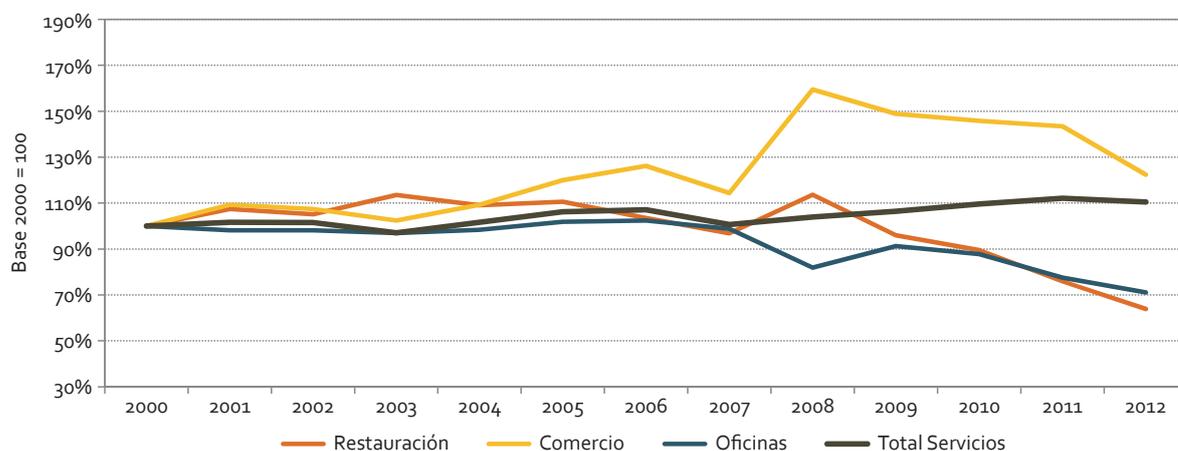


FUENTE: IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.25 EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DE LAS RAMAS MÁS REPRESENTATIVAS DEL SECTOR SERVICIOS, 2000-2012

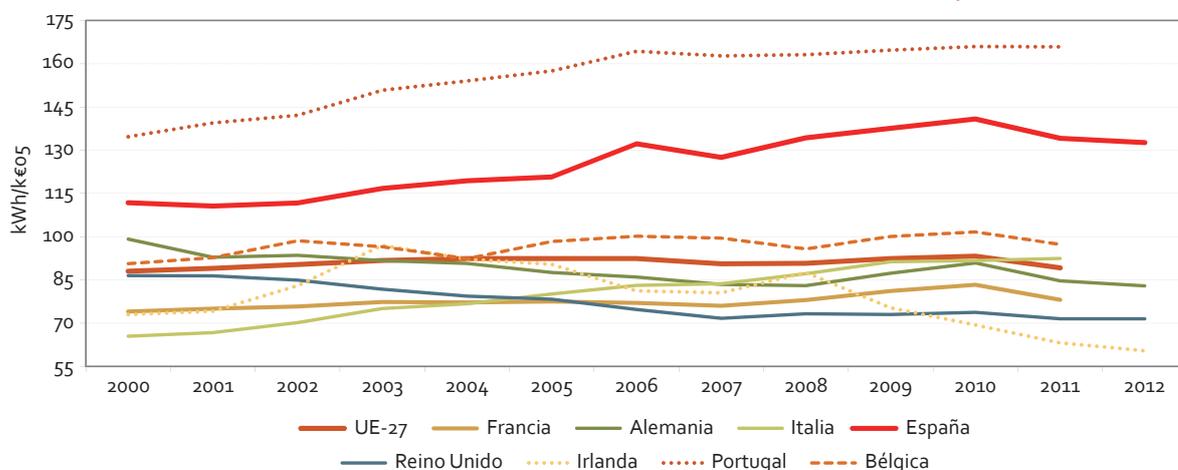


Nota: Servicios sociales incluidos dentro de sanidad.
FUENTE: MINETUR/IDAE/INE.

En cuanto a la intensidad eléctrica en 2012, Gráfico 8.26, ésta ha registrado una mejora del 1,1%, algo inferior a la registrada por la intensidad global. Sin embargo, se constata un comportamiento diferente al del indicador global. Así, el indicador nacional muestra una progresiva tendencia al alza, más acusada que la registrada en

el indicador anterior, debido al peso creciente que la demanda eléctrica presenta en el conjunto del sector servicios. Esto contribuye a un progresivo distanciamiento —actualmente un 50% por encima— con respecto al indicador del conjunto de la UE.

GRÁFICO 8.26 INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE, 2000-2012



FUENTE: IDAE.



La diferencia de representatividades del consumo eléctrico de este sector en España y de los países de nuestro entorno, Gráfico 8.27, está detrás de la evolución del indicador de la intensidad eléctrica. Por otra parte, el menor consumo de la electricidad en los países del centro y norte de Europa se explica en parte por la mayor la cobertura de sus demandas mediante centrales de cogeneración y district heating. En España, la causa del elevado consumo eléctrico se encuentra ligada a la composición sectorial del sector servicios. En concreto, las necesidades energéticas ligadas a iluminación, climatización, equipamiento ofimático, tecnologías TIC, etc. de los sectores oficinas y comercio, justifican buena parte de la demanda eléctrica asociada a este sector.

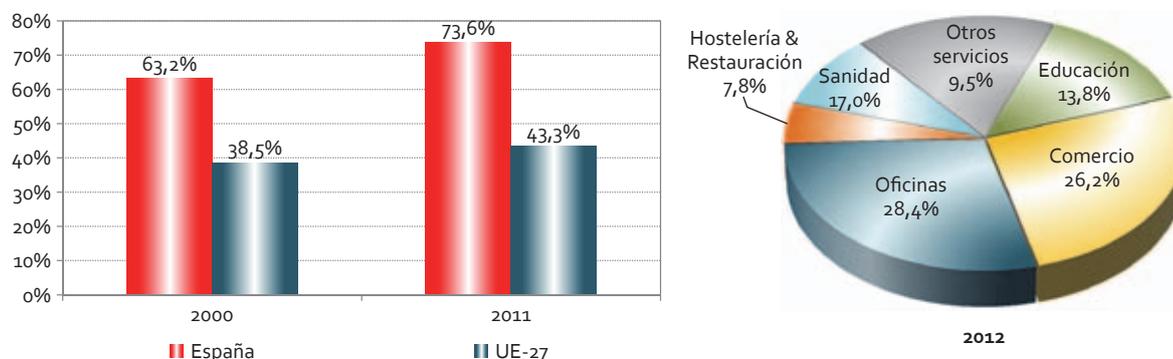
Son distintas las actuaciones emprendidas con el fin de paliar la intensidad de este sector, gran parte de las mismas integradas dentro de los distintos Planes de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética. Dentro del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética en los Edificios de la Admi-

nistración General del Estado (PAEE-AGE) se han emprendido distintas actuaciones dirigidas a los edificios del sector público. Además, se han realizado diagnósticos energéticos sobre un total de 3.793 edificios públicos, con el fin de identificar su potencial de ahorro energético, el cual se ha estimado en el 16% de la energía consumida por los edificios.

Por otra parte, con relación a la iluminación exterior del sector público, de acuerdo a los resultados de un estudio efectuado por el IDAE, se ha valorado el tamaño del parque nacional de luminarias de los municipios españoles en 8 millones. Según esto, se estima un considerable potencial de ahorro eléctrico ligado a la renovación de éstas por otras más eficientes, que puede variar en el rango del 60% al 80%.

Todo este tipo de actuaciones se espera que a medio y largo plazo contribuya a moderar la evolución de las intensidades global y eléctrica del sector servicios.

GRÁFICO 8.27 REPRESENTATIVIDAD Y ESTRUCTURA DEL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.

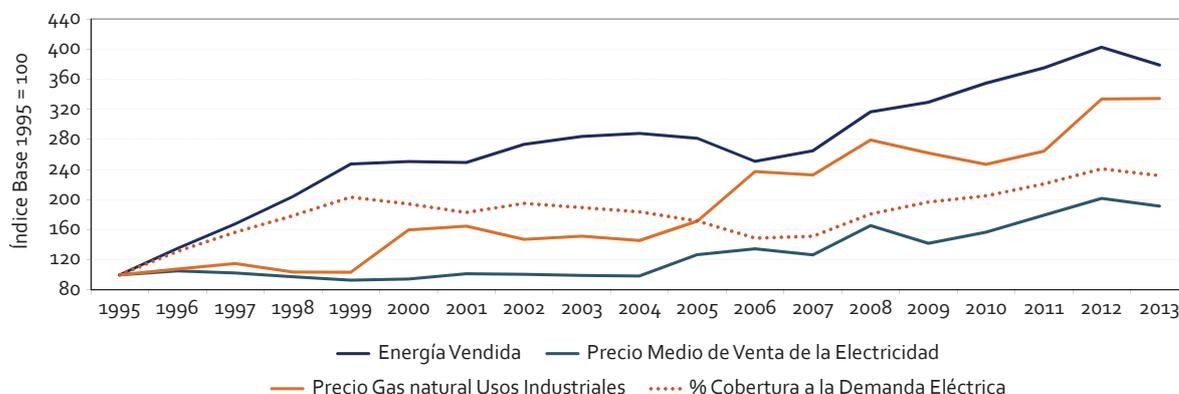
8.2 COGENERACIÓN

De acuerdo con el informe estadístico de febrero de 2014 de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) relativo a las ventas de energía del Régimen Especial, las instalaciones operativas de cogeneración a finales del año 2013, exceptuando las asociadas al tratamiento de residuos (Grupo "d" del RD 436/2004), y las correspondientes a la cogeneración con biomasa y biogás (Grupo a.1.3 del RD 661/2007), han sumado una potencia total de 5.973 MW. Esta cifra supone un decremento de 76 MW respecto a la potencia de 2012. Según la misma fuente, la producción eléctrica vertida a red en 2013 ha sido de 25.352 GWh, lo que representa una disminución del 5,8 % con respecto al año anterior. En todo caso, la caída del 5,1 % en los precios de venta de la electricidad vertida a red parece haber contribuido a ello, tal y como puede apreciarse de la aparente correlación entre los precios de venta de la electricidad vertida a red y la producción correspondiente a las instalaciones de cogeneración, según se muestra en el Gráfico 8.28. En términos relativos, la cober-

tura de la demanda eléctrica nacional bruta se ha mantenido prácticamente estable, con un ligero decremento del 3,7 %, alcanzando el 9,75 %.

Para conocer con más detalle la actividad cogeneradora según sectores y tecnologías, se cuenta con información procedente de la Estadística de Centrales de Cogeneración realizada conjuntamente entre el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) y el IDAE. Según la última información disponible correspondiente al año 2012 procedente de, las instalaciones registradas a finales de dicho año suman una potencia total instalada equivalente a 6.620,7 MW. Una valoración de las altas y bajas registradas en las instalaciones de cogeneración a lo largo del año 2012 conduce a un saldo neto positivo de 203,8 MW y de 14 instalaciones adicionales. El sector industrial es el que más ha contribuido a ello, con la mayor parte de las altas producidas, tanto en términos de potencia como de número de instalaciones. Ello ha conducido a un aumento de la potencia media de las instalaciones de cogeneración existentes en este sector, de 9,59 a 9,76 MW. El sector servicios,

GRÁFICO 8.28 ENERGÍA VERTIDA A RED Y COBERTURA A LA DEMANDA ELÉCTRICA VERSUS PRECIOS DEL GAS Y ELECTRICIDAD VENDIDA



FUENTE: CNE/AIE/IDAE.



por su parte, ha registrado igualmente, aunque en menor cuantía, un incremento en cuanto a potencia instalada y número de instalaciones, lo que representa un ligero crecimiento de la potencia media unitaria de las instalaciones asociadas, de 4,94 a 4,95 MW.

En lo que se refiere al sector industrial, la nueva potencia instalada ha sido de 184,49 MW correspondiente a 17 altas de instalaciones, mientras que la potencia retirada alcanzó los 17,28 MW vinculada a 10 bajas. Respecto al sector servicios, la situación en 2012 se resume en 7 nuevas instalaciones equivalentes en términos de potencia a 36,59 MW adicionales, alcanzándose una participación de este sector en torno al 10% de potencia instalada total.

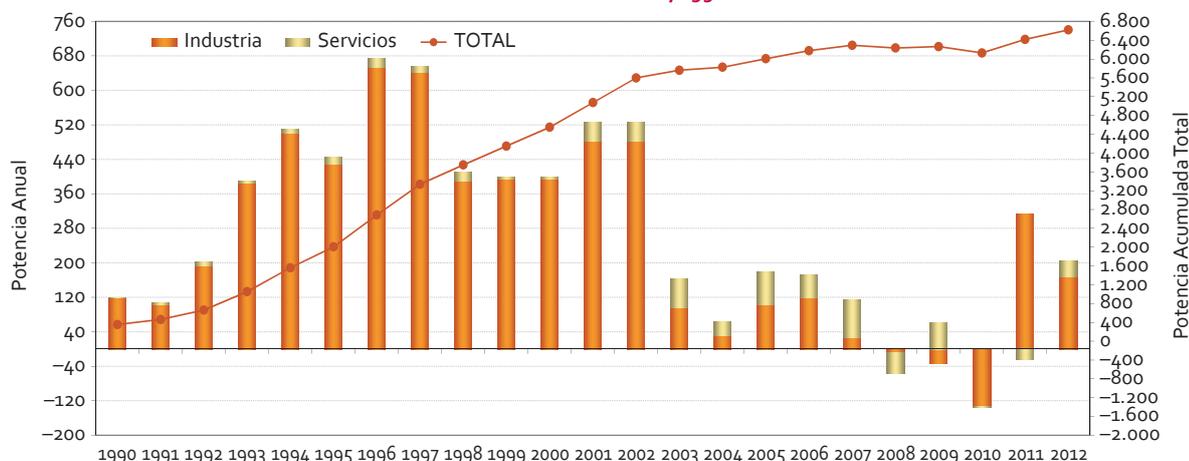
En conjunto, la evolución de la cogeneración, Gráfico 8.29, continúa ampliamente vinculada a la de la industria manufacturera, donde se encuentra presente en una amplia diversidad de ra-

mas que representan el 90% de la potencia total instalada.

En términos globales, las nuevas instalaciones tienen en 2012 una potencia media de potencia de 8,90 MW. Este tamaño medio es representativo de la mayoría de las instalaciones operativas a nivel nacional, comprendidas en el rango de 5 a 10 MW, dentro del cual se encuentra mayor homogeneidad en la distribución de las instalaciones considerando tanto la potencia, 16,4%, como el número de instalaciones, 19,8%, Gráfico 8.30.

A un mayor nivel de detalle, centrando el análisis en el sector industria, se destacan cinco ramas, donde se concentra el 71,4% de toda la potencia instalada en el conjunto del sector industria en 2012, Gráfico 8.31. Estas ramas son las siguientes: pasta y papel (19,7%); industria agrícola, alimentaria y del tabaco (19,0%); química (15,9%); refinerías (9,2%); y fabricación de minerales no metálicos (7,6%).

**GRÁFICO 8.29 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA (MW) EN COGENERACIÓN EN ESPAÑA:
TOTAL Y POR SECTORES, 1990-2012**

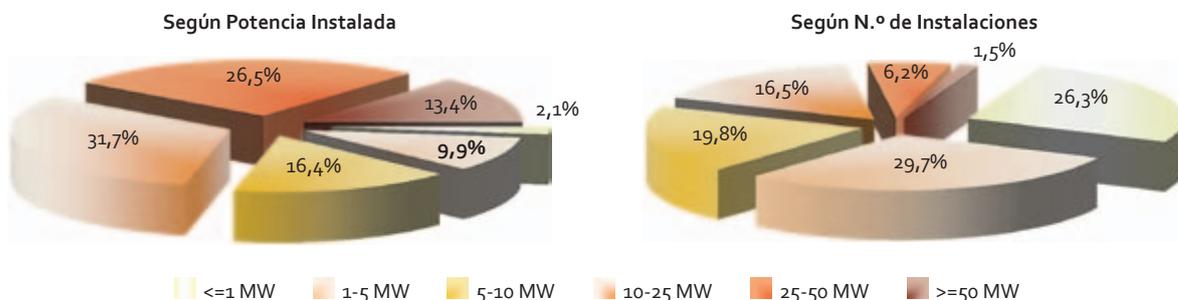


FUENTE: MINETUR/IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

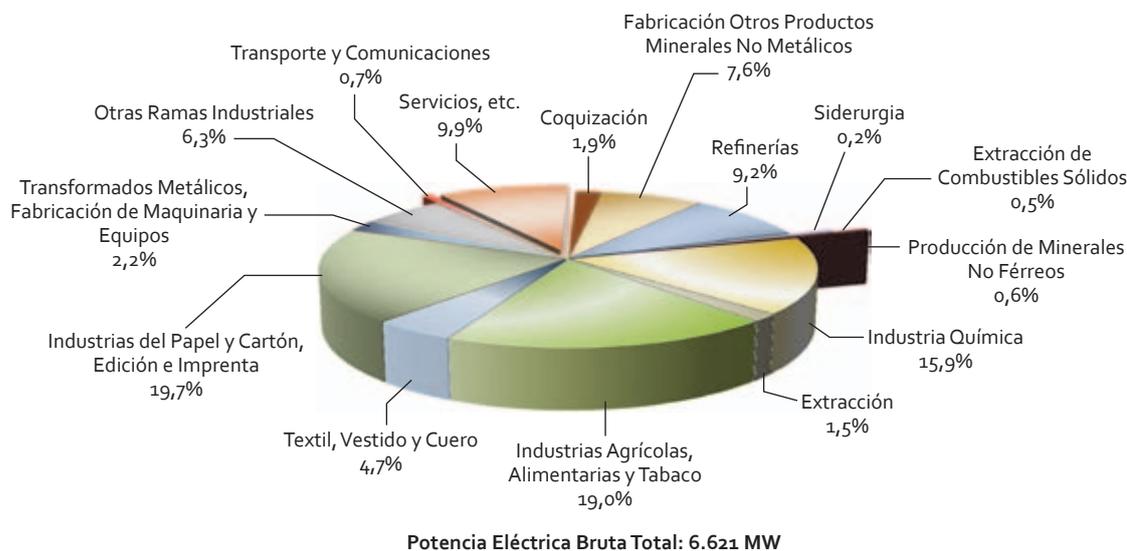


GRÁFICO 8.30 DISTRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN, 2012



FUENTE: MINETUR/IDAE.

GRÁFICO 8.31 SECTORIZACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA, 2012



FUENTE: MINETUR/IDAE.

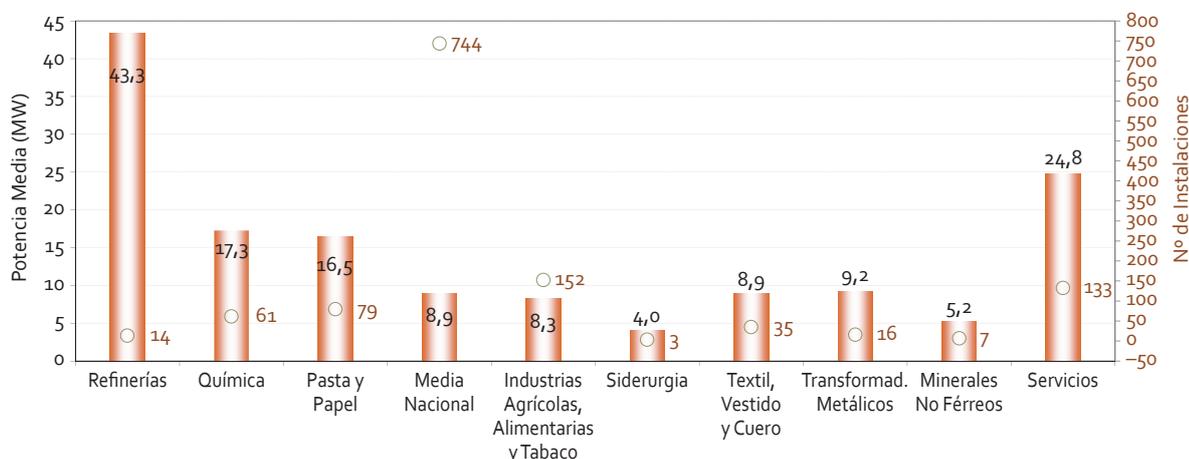
Un análisis más detallado de la actividad cogeneradora ligada a la industria, Gráfico 8.32, permite destacar cinco ramas en las que se localiza el 97,8% de la nueva potencia asociada a las altas de instalaciones: industria textil; refinerías; transformados metálicos; pasta y papel; e industria química. Las instalaciones correspondientes a di-

chas ramas presentan, en general, mayor tamaño medio, destacando el sector de refinerías con 43,3 MW de tamaño unitario, casi cinco veces por encima del tamaño medio nacional. A mayor distancia y por encima del umbral de 10 MW, le siguen los sectores químico y de pasta y papel, con potencias medias respectivas de 17,3 MW y 16,5 MW.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.32 DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LAS INSTALACIONES OPERATIVAS EN 2012 SEGÚN TAMAÑO MEDIO



FUENTE: MINETUR/IDAE.

En el Cuadro 8.1 se muestra un mayor detalle sectorial de la evolución de la potencia y del número

de instalaciones de cogeneración existentes a nivel nacional.

CUADRO 8.1 POTENCIA INSTALADA ACUMULADA Y NÚMERO DE INSTALACIONES, 2000-2012

Sector	Potencia (MW)							Nº Instalaciones						
	2000	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2000	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Extracción de Combustibles Sólidos	9	9	9	16	11	35	35	2	2	2	3	3	5	5
Producción de Minerales No Férreos	38	36	37	37	37	37	37	7	8	8	8	7	7	7
Industria Química	784	1.073	1.034	1.020	1.021	1.043	1.054	68	71	63	60	62	60	61
Extracción	87	101	101	101	102	95	101	9	11	11	11	12	11	15
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	1.009	1.260	1.299	1.329	1.275	1.270	1.259	137	163	158	157	154	159	152
Textil, Vestido y Cuero	319	300	276	252	253	225	313	56	45	37	31	32	32	35
Industrias del Papel y Cartón, Edición e Imprenta	679	1.027	1.140	1.155	1.024	1.290	1.304	78	75	79	75	68	79	79
Transformados Metálicos, Fabricación de Maquinaria y Equipos	139	166	130	133	119	124	147	14	18	13	13	12	13	16
Otras Ramas Industriales	400	481	422	421	418	422	420	61	62	57	55	52	57	60
Transporte y Comunicaciones	5	36	37	36	42	44	44	3	3	4	3	4	14	16
Servicios, etc.	242	636	588	650	647	622	658	83	109	94	110	118	126	133
Coquización	120	124	124	123	124	124	124	4	5	5	5	5	5	5
Fabricación Otros Productos Minerales No Metálicos	476	582	576	521	526	512	506	155	151	152	150	150	146	143
Refinerías	447	444	444	458	519	562	607	11	10	10	11	12	13	14
Siderurgia	46	19	19	12	12	12	12	4	4	4	3	3	3	3
TOTAL	4.800	6.292	6.235	6.265	6.129	6.417	6.621	692	737	697	695	694	730	744

FUENTE: MINETUR/IDAE.

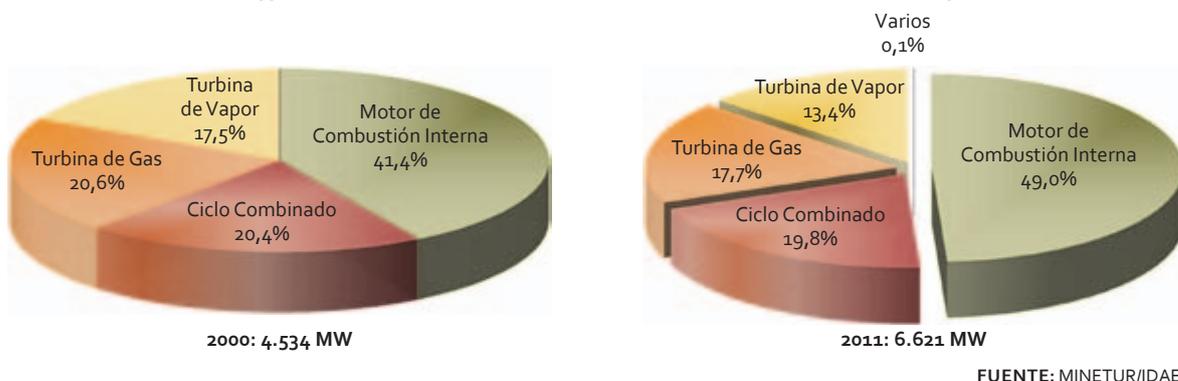
Respecto a los rendimientos de las instalaciones de cogeneración, tomando como referencia el umbral del 75% definido por la Directiva 2004/8/CE relativa al fomento de cogeneración, la mayor parte de las altas producidas en 2012 se corresponden con instalaciones de rendimiento superior a dicho límite, con el 86,5% de las altas en términos de potencia. Esto ha supuesto cierta mejoría en el rendimiento global de las instalaciones, desde el 67,7% en 2011 hasta el 71,6% en 2012.

En cuanto a tecnologías, dentro del grupo de instalaciones de rendimiento superior al 75%, la mayoría de las nuevas altas se corresponden con ciclo combinado y motores de combustión interna. Respecto al grupo de instalaciones de rendimiento inferior al 75%, las altas corresponden a la tecnología de turbina de vapor, ya sea a condensación o a contra-presión. En cuanto a las bajas registradas en 2012, éstas se han producido principalmente en las instalaciones de rendimiento inferior, asociadas a la tecnología de turbina de gas con recuperación de calor. En resumen, considerando el conjunto de todas las instalaciones, en 2012 las altas en potencia se localizan preferentemente en dos tecnologías: motor de combustión interna (60%) y turbina de vapor (37%).

En términos absolutos, Gráfico 8.33, la tecnología dominante sigue siendo el motor de combustión interna con casi la mitad de toda la potencia instalada, y más de tres cuartas partes del total de las instalaciones existentes. En un siguiente orden de magnitud, destacan las tecnologías de ciclo combinado y la turbina de gas, que conjuntamente representan más de un tercio de la potencia instalada, si bien la representación en cuanto a número de instalaciones es menor: 5% para los ciclos combinados y 12% para las turbinas de gas. Las instalaciones de ciclo combinado son las de mayor tamaño medio con 37,5 MW de potencia unitaria, mientras que las de motor de combustión interna, más numerosas, presentan menor tamaño medio, 5,7 MW.

La producción eléctrica generada en 2012 por las instalaciones de cogeneración, incluyendo la producción vertida a red, Gráfico 8.34, ha experimentado un aumento del 2,3%. Este incremento obedece a un aumento en dicho año del 1,9% de la producción asociada al gas natural, que alcanza el 83,3% del total. En menor cuantía, destacan otros combustibles como el fuelóleo y las energías renovables, y dentro de éstas, la biomasa, que conjuntamente cubren el 11,1% de la producción eléctrica.

GRÁFICO 8.33 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA SEGÚN TECNOLOGÍAS, 2000-2012

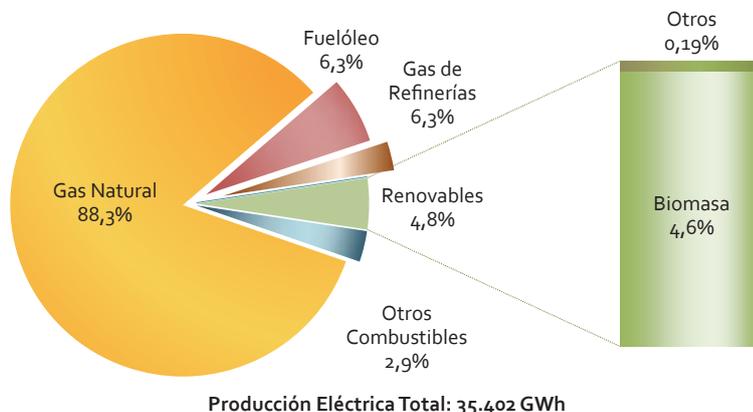


FUENTE: MINETUR/IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.34 DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN COMBUSTIBLES, 2012



FUENTE: MINETUR/IDAE.

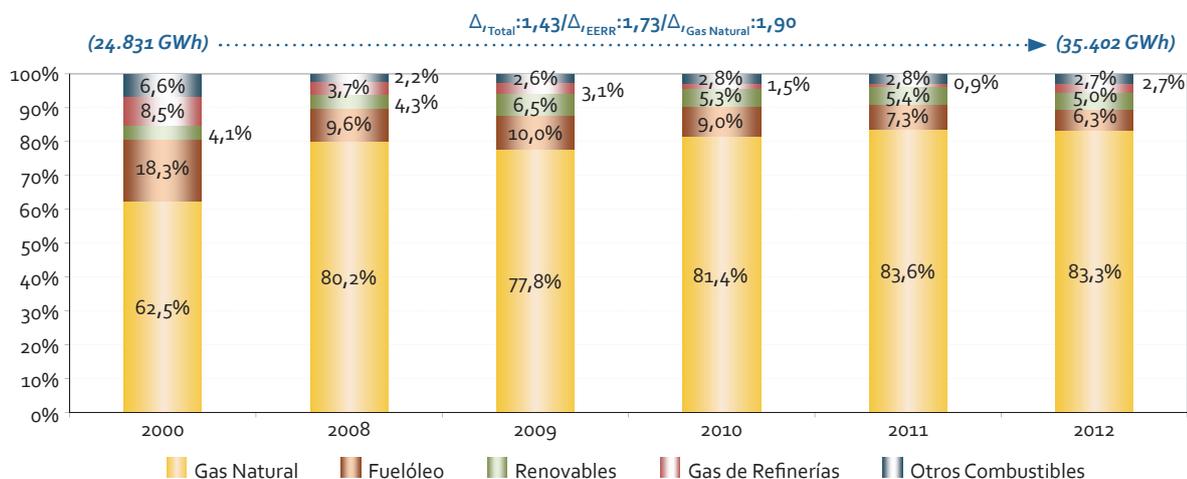
Si se analiza la evolución de la producción eléctrica según combustibles en la última década, Gráfico 8.35, se confirma la participación al alza tanto del gas natural como de las energías renovables, cuyas producciones a lo largo de dicho periodo se han incrementado respectivamente en un factor de 1,9 y 1,73, por encima del incremento medio total.

Atendiendo a la distribución territorial de las instalaciones de cogeneración en 2012, cabe des-

tañar cinco Comunidades Autónomas en las que se concentra casi dos tercios de las instalaciones existentes en número y potencia instalada: Cataluña (19,15%), Andalucía (15,3%), Valencia (9,3%), Castilla y León (9,3%), y Galicia (8,7%).

La distribución territorial de las instalaciones de cogeneración presenta un perfil similar al de la regionalización de la actividad industrial. Como puede comprobarse, las Comunidades Autóno-

GRÁFICO 8.35 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN COMBUSTIBLES, 2000-2012



FUENTE: MINETUR/IDAE.



mas que presentan un mayor volumen de negocio industrial, Gráfico 8.36, son aquellas en las que se localiza tanto el mayor número de instalaciones de cogeneración como la mayor parte de la potencia instalada. En concreto, las cinco Comunidades Autónomas antes citadas concentran el 58,6% del negocio industrial, al tiempo que la mayor actividad cogeneradora como se evidencia de lo anterior.

Considerando la relación entre las distribución geográfica de las ventas de productos industriales y de la potencia instalada sobre los totales, se puede observar que en gran parte de las Comunidades Autónomas, la relación es próxima a la unidad lo que evidencia la similitud entre el perfil geográfico de la actividad industrial y el de la actividad cogeneradora.

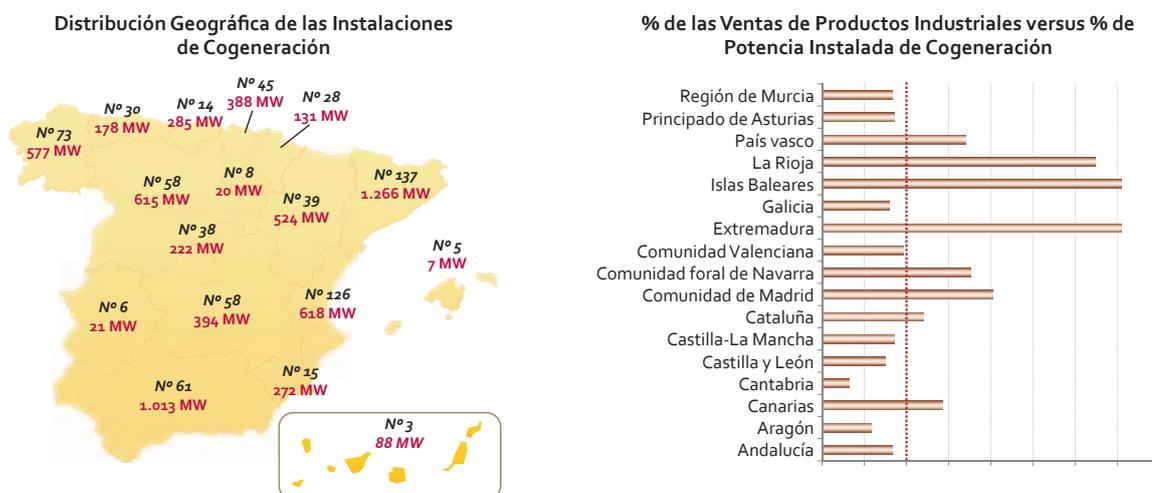
Considerando la heterogeneidad a nivel geográfico en cuanto a potencia instalada, número de instalaciones y el tamaño medio unitario de éstas,

se puede realizar, Gráfico 8.37, una clasificación según cuatro grupos:

- Grupo I: potencia media entre 4 y 8,9 MW y número de Instalaciones mayor a 100;
- Grupo II: potencia media mayor o igual a 8,9 MW y número de instalaciones entre 20 y 100;
- Grupo III: potencia media menor o igual a 8,9 MW y número de instalaciones entre 20 y 100;
- Grupo IV: potencia media entre 2 y 29 MW y número de instalaciones menor de 15

En relación con lo anterior, cabe destacar tres Comunidades –Cataluña, Galicia y País Vasco– en las que se encuentra una mayor homogeneidad en cuanto a su representatividad en términos de potencia instalada y de número de instalaciones. Estas comunidades, se caracterizan por las siguientes porcentajes de potencia total e instalaciones: 19,1% y 18,4% en Cataluña; 8,7% y 9,8% en Galicia; y 5,9% y 6% en el País Vasco.

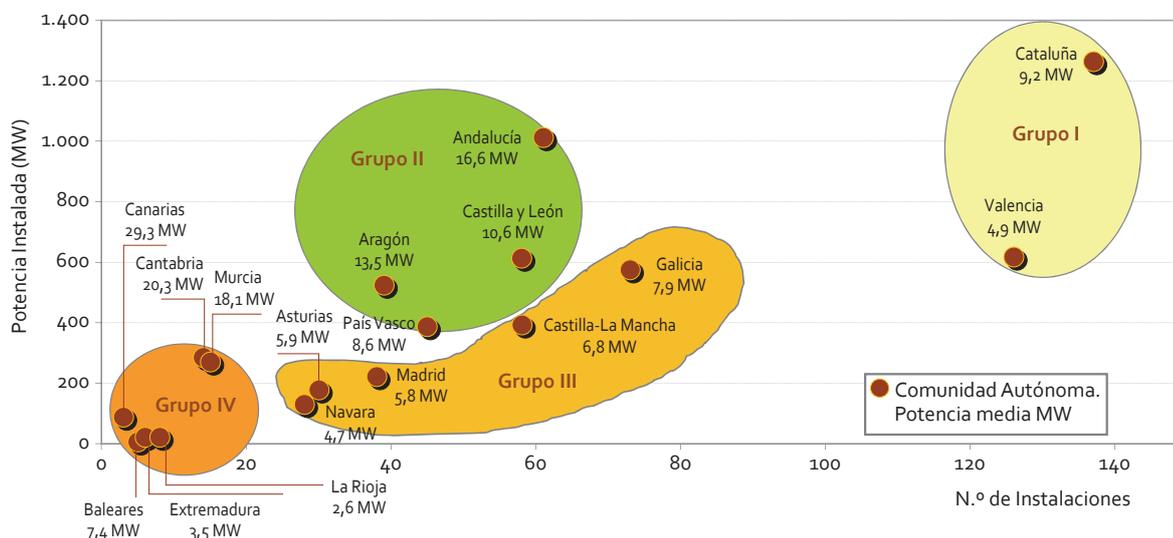
GRÁFICO 8.36 COMPARATIVA ENTRE LOS PERFILES GEOGRÁFICO DE LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN Y DE NEGOCIO INDUSTRIAL EN 2012



FUENTE: MINETUR/IDAE.



GRÁFICO 8.37 CLASIFICACIÓN DE LA COMUNIDADES AUTÓNOMAS EN GRUPOS SEGÚN
N.º DE INSTALACIONES Y POTENCIA MEDIA, 2012



FUENTE: MINETUR/IDAE.

Desde el punto de vista legislativo, se espera un impacto favorable en la cogeneración asociado a las Directivas 2010/31/UE sobre la eficiencia energética de los edificios y 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética. Ambas directivas destacan la importancia de la cogeneración de alta eficiencia, haciendo hincapié en la cobertura de la demanda energética en los edificios de nueva construcción, en el caso de la Directiva 2010/31/UE, y en los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración, en el caso de la Directiva 2012/27/UE. En relación con **ésta**, los Estados Miembros deberán realizar una evaluación del potencial de cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración. Asimismo, se subraya la importancia de la microcogeneración, para cuyo desarrollo los Estados Miembros deberán promover las medidas necesarias.

8.3. ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables en 2013

El buen año hidráulico y eólico registrado ha propiciado que el consumo primario de energías renovables se incrementara en 2013 un 7,5%, alcanzando un valor de 17.212 ktep, Gráfico 8.38. El incremento anterior ha supuesto un aumento neto del consumo primario de energías renovables de 1.208 ktep, al que han contribuido igualmente las tecnologías solares, especialmente, la termoeléctrica, y en menor medida, la geotermia. En contraste, el grupo integrado por la biomasa, biogás y biocarburantes han reducido su aportación respecto a años anteriores, debido principalmente a la caída de la demanda de los biocarburantes. No obstante, ello se ha visto compensado por las aportaciones de las restantes fuentes renovables.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



En conjunto, la contribución renovable a la demanda de energía primaria ha mejorado respecto al año anterior, alcanzando el 14,2% de la cobertura. La energía eólica, la hidráulica y la biomasa cubren el 75% de toda la aportación renovable, mientras que las otras tecnologías presentan una aportación menor a la cesta energética. En todo caso, es destacable el progreso experimentado en los últimos años por la tecnología solar termoeléctrica, alcanzando actualmente el 11,1% del consumo primario de energías renovables.

Con un consumo de 5.329 ktep en términos de energía final, Gráfico 8.39, excluyendo usos no energéticos, la contribución de las renovables térmicas se redujo hasta desde el 7,6% del año 2012 hasta el 6,6% del año 2013. Esta aportación de los recursos renovables en energía final puede incrementarse hasta cerca del 17% si se considera que el 40% de la demanda eléctrica en barras de

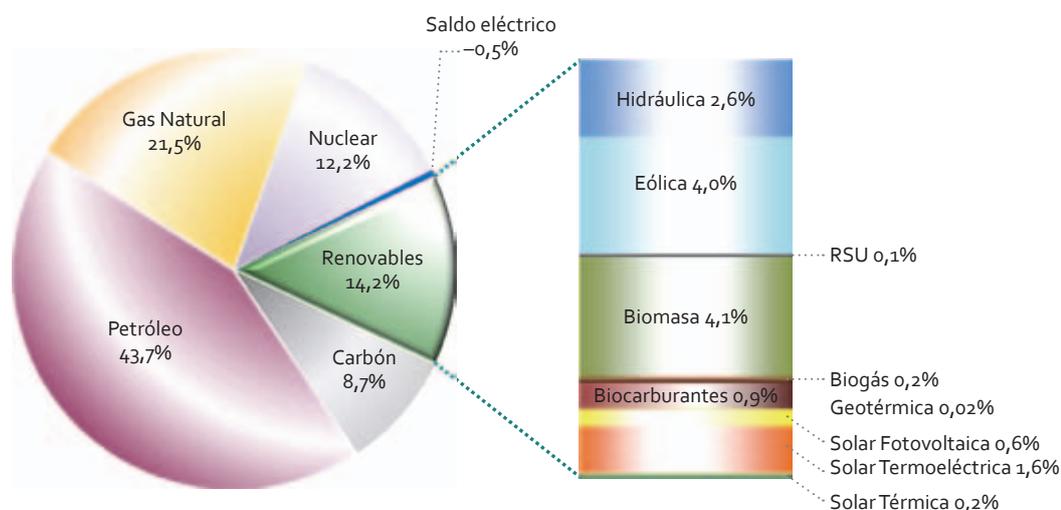
central fue cubierto por electricidad generada en energías renovables.

Considerando estrictamente las aportaciones térmicas renovables, éstas corresponden en casi tres cuartas partes a la biomasa (3.968 ktep), de los cuales 527 ktep se encuentran asociados al consumo de calor útil procedentes de centrales de cogeneración con biomasa y/o biogás, y el resto a instalaciones térmicas ubicadas en los sectores residencial, industrial y servicios.

Los biocarburantes son el segundo recurso renovable en importancia, aportando en conjunto 1.067 ktep de los cuales aproximadamente el 80% se corresponden con biodiesel y el resto con bioetanol.

Con una aportación relativa bastante menor, la energía solar térmica que, pese a disponer ya de más de 3 millones de m² de superficie instalada,

GRÁFICO 8.38 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2013. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS

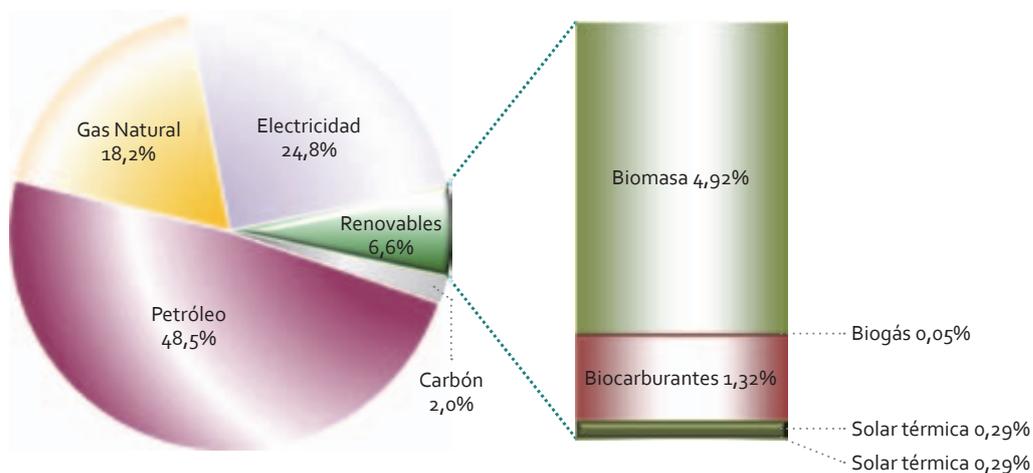


Datos provisionales.

FUENTE: MINETUR/ IDAE.



GRÁFICO 8.39 CONSUMO DE ENERGÍA FINAL 2013. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS



Datos provisionales.
FUENTE: MINETUR/ IDAE.

representa algo menos del 5%. Finalmente, la energía geotérmica, con significativos incrementos en los últimos años, no alcanza aún el 1% de los consumos finales de energías renovables.

La producción bruta de electricidad con recursos renovables en 2013, Gráfico 8.40, fue de 110.949 GWh, excluyendo la generación eléctrica procedente de instalaciones de bombeo, lo que supone un incremento del 28% respecto al año 2012. Este fuerte incremento, que contrasta con los retrocesos registrados por el resto de tecnologías de generación eléctrica, ha venido mayoritariamente de la mano de los recursos hidráulicos, eólicos y solares termoeléctricos. Así, la producción eléctrica con recursos hidráulicos se incrementó en un 79%, sin contabilizar el bombeo, la derivada de los parques eólicos un 13% y la asociada a la tecnología solar termoeléctrica un 29%. Todo lo anterior unido ha supuesto que la generación eléctrica renovable haya supuesto en 2013 el 39% de la producción bruta de electricidad.

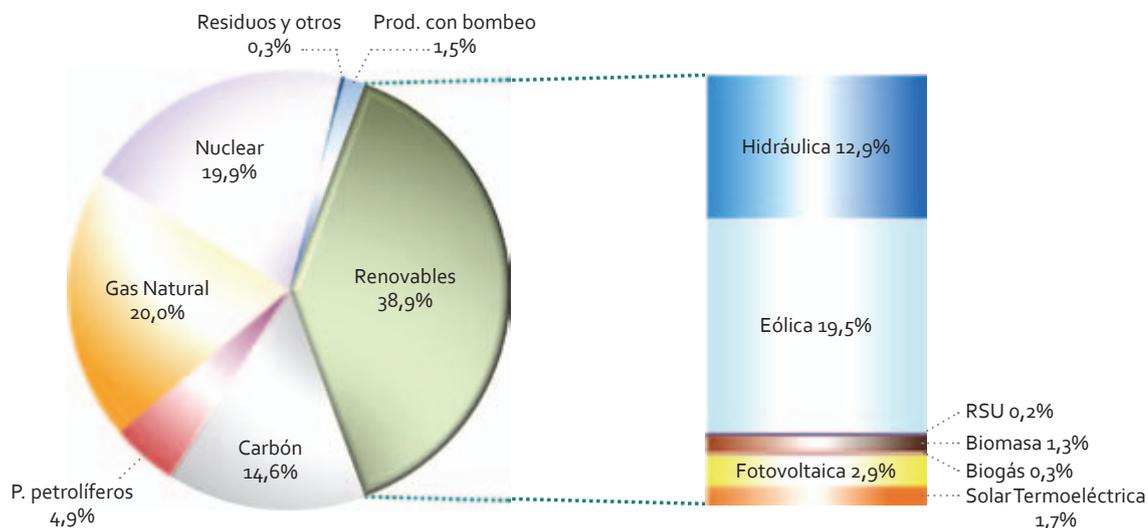
La mitad de la producción eléctrica bruta con recursos renovables ha sido suministrada por la energía eólica que se ha convertido en la tercera tecnología de generación eléctrica en 2013, solo ligeramente por detrás de la producción de las instalaciones alimentadas por gas natural y prácticamente al mismo nivel de la producción nuclear. Otro tercio de la producción eléctrica renovable fue generada en 2013 con recursos hidráulicos, aprovechando la gran cantidad de producible hidráulico, un 16 % superior al valor medio histórico y 2,5 veces mayor que el registrado en 2012. Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses finalizaron el 2013 con un nivel de llenado próximo al 52 % de su capacidad total, frente al 38 % del año anterior.

El resto de la cesta de producción eléctrica con recursos renovables lo completan las tecnologías fotovoltaica con 7,4% de participación, la solar termoeléctrica con el 4,4% y un fuerte incremento respecto a 2012 del 29%, la biomasa que presen-

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.40 ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2013



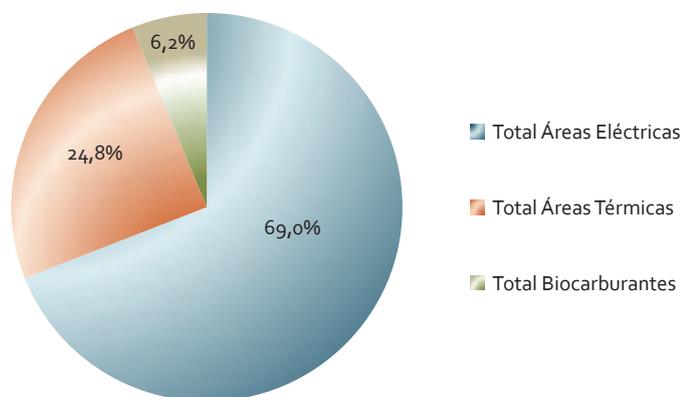
Datos provisionales.
FUENTE: MINETUR/IDAE.

ta el 3,4% de la producción eléctrica renovables y crece un 11% frente al 2012, y, finalmente, el biogás y los RSU renovables, con unas aportaciones pequeñas del 0,8% y 0,5%, respectivamente.

Observando la utilización dada a los algo más de 17 millones de tep de energías renovables consumidos en 2013, puede apreciarse en el Gráfico

8.41 que cerca del 70% se han destinado a la producción de electricidad, mientras que la producción de calor ha supuesto cuatro quintas partes del 30% restante y el consumo de biocarburantes algo más del 6% del consumo total de energías renovables. En el Cuadro 8.2 puede verse el detalle de la producción energética con recursos renovables durante 2013.

GRÁFICO 8.41 DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON FUENTES RENOVABLES



Datos provisionales.
FUENTE: MINETUR/IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

CUADRO 8.2 PRODUCCIÓN Y CONSUMO CON FUENTES RENOVABLES EN 2013

Generación Eléctrica renovables en 2013			
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción Energía Primaria (ktep)
Hidráulica (1)	19.650	36.780	3.163
Biomasa	658	3.789	987
R.S.U.	276	595	160
Eólica	22.949	55.767	4.793
Solar fotovoltaica	4.711	8.258	710
Biogás	223	907	163
Solar termoeléctrica	2.300	4.853	1.906
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	50.766	110.949	11.883

Sector de la calefacción y la refrigeración		
	m ² Solar t. baja temp.	Producción Energía Primaria (ktep)
Biomasa y residuos		3.968
Biogás		38
Solar térmica de baja temperatura	3.069.833	237
Geotermia		19
Total Áreas Térmicas		4.262

Sector del Transporte	
Biocarburantes (Transporte)	Consumo (ktep)
TOTAL BIOCARBURANTES	1.067

TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES (KTEP)	17.212
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (KTEP)	121.120
ENERGÍAS RENOVABLES/ENERGÍA PRIMARIA (%)	14,2%

(1): No incluye la producción con bombeo.
Datos provisionales.

FUENTE: MINETUR/IDAE.

Desde el año 2000, el consumo primario de energías renovables, Gráfico 8.42, se ha multiplicado por 2,5, pasando de cerca de 7 millones de tep a algo más de 17 millones de tep en 2013, mostrando la tendencia creciente del consumo primario de estos recursos.

La composición de la cesta de recursos renovables en lo que va de siglo ha pasado también por significativos cambios. Si en el año 2000 los biocombustibles (biomasa, biogás, residuos sólidos urbanos y biocarburantes) y la energía hidráulica dominaban claramente el suministro renovable, con una cuota de mercado del 57% y el 37%, respectivamente; en 2013 se observa un reparto más

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



equilibrado entre las diferentes tecnologías de conversión.

Por su parte, la energía eólica se ha convertido en la segunda tecnología en cuanto a participación en los consumos primarios de recursos renovables, pasando de representar el 6% en el año 2000 al 28% en el año 2013. En cuanto a la energía solar, la solar térmica ha evolucionado desde un 0,4% en 2000 hasta el 1,4% de los consumos primarios renovables en 2013; la fotovoltaica, con muy poca presencia a principios de siglo, representó en 2013 el 4% de la energía primaria renovable y la tecnología solar termoeléctrica, que en el año 2000 no contaba con instalaciones en funcionamiento, alcanzó el 11% de las aportaciones renovables a la demanda de primaria energía. Finalmente, la geotermia apenas representa el 0,1% de la demanda primaria de energías renovables.

Los biocombustibles mantienen un importante peso en el mercado renovable, aunque la incorpo-

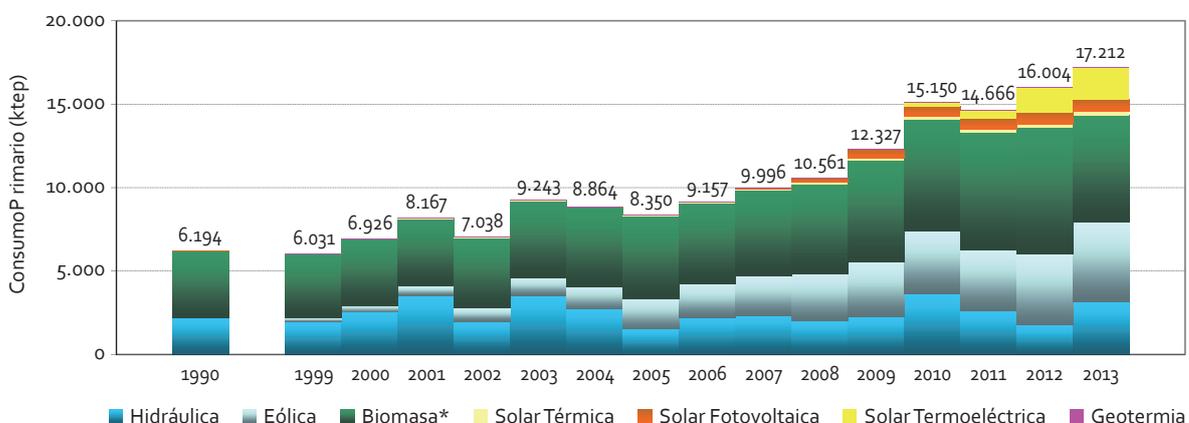
ración y expansión de nuevas tecnologías como la eólica o la solar termoeléctrica han reducido su peso relativo. En el caso de los biocarburantes, su evolución en 2013 se ha visto afectada tanto por la caída de la demanda de gasolina y gasoil como por la necesidad de adecuación de los objetivos de biocarburantes al escenario económico existente realizada a través del Real Decreto Ley 4/2013. Todo ello ha supuesto una caída de su consumo en cerca del 50%. También la energía hidráulica, pese a la alta disponibilidad de recursos registrada en 2013, ha perdido en ese año 18 puntos porcentuales en su cuota de mercado con respecto al año 2000.

Análisis por tecnologías

Hidráulica

Con un incremento de capacidad instalada en 2013 de 1.100 MW según los primeros datos pro-

GRÁFICO 8.42 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES



* Incluye R.S.U., biogás y biocarburantes.
 Datos 2012 y 2013 provisionales.
 FUENTE: MINETUR/IDAE.



visionales y una potencia total instalada de alrededor de 19.000 MW, la tecnología hidráulica, en sus diferentes conformaciones, se muestra como una tecnología consolidada, eficiente y competitiva en costes, sobre todo en las instalaciones de gran tamaño.

Pese a tratarse de una tecnología madura, el sector aún posee capacidad de innovación, como lo demuestra la puesta en marcha en 2013 de la primera central hidro-eólica de la Isla del Hierro, con una capacidad de 11 MW hidráulicos y otros tantos eólicos, y de la central hidráulica reversible de la Muela II, con una potencia total instalada de 1.720 MW en turbinación y 1.280 MW en bombeo.

El sector se enfrenta al reto de mantener la capacidad instalada, Gráfico 8.43, a través de actuaciones de rehabilitación y de desarrollo del potencial en infraestructuras existentes. Se prevé que el

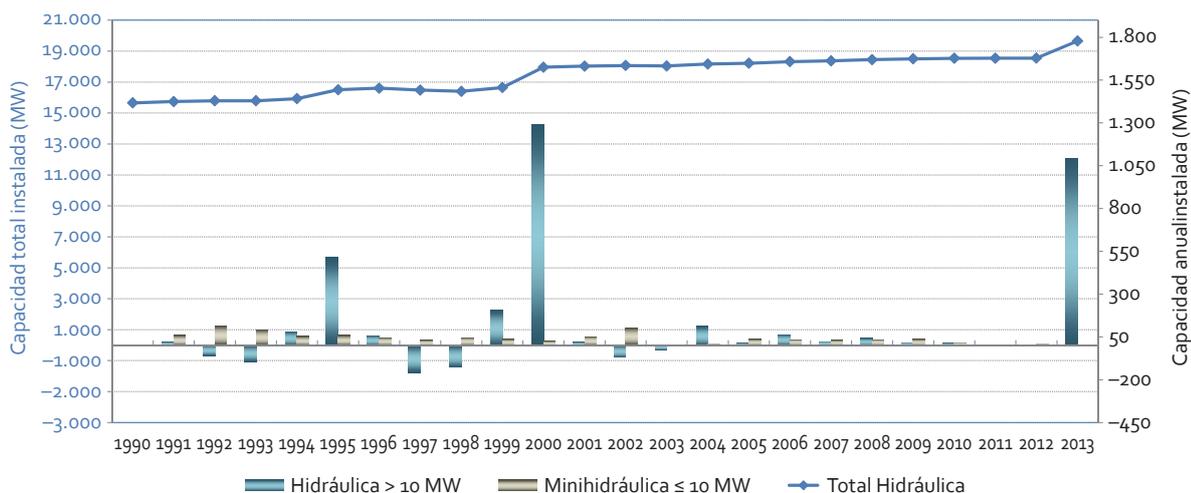
bombeo sea un pilar importante en el futuro del sector, permitiendo una mejor y mayor gestión del sistema eléctrico a través del almacenamiento energético.

Biomasa, Biogás y Residuos

Estas tecnologías de aprovechamiento presentan dos facetas de utilización: la eléctrica y/o termoeléctrica y la de usos térmicos.

Con respecto a la primera de ellas, el Gráfico 8.44 muestra la evolución histórica de potencia instalada total y por tecnologías. El sector está desarrollando en estos momentos instalaciones de alta potencia y rendimiento realizando un importante esfuerzo tecnológico, detectándose empresas pioneras en desarrollos de gasificación a pequeña escala.

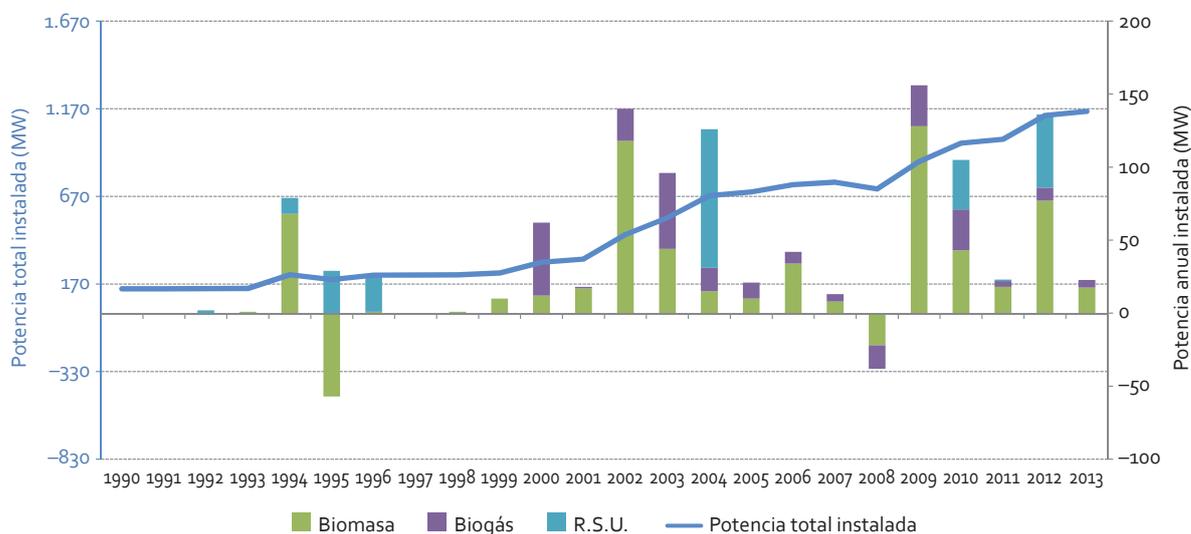
GRÁFICO 8.43 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD HIDRÁULICA INSTALADA



Datos 2012 y 2013 provisionales.
FUENTE: MINETUR/IDAE.



GRÁFICO 8.44 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA CON BIOMASA, BIOGÁS Y RESIDUOS



Datos 2012 y 2013 provisionales.

FUENTE: IDAE.

Los retos del sector pasan por el desarrollo de un tejido industrial con proyección y experiencia internacional y que aporte aspectos como promoción, construcción y tecnologías propias.

Con respecto a los usos térmicos, en el Gráfico 8.45 puede observarse la evolución de los consumos térmicos, que incluyen la utilización de los calores útiles de las instalaciones de cogeneración con biomasa o biogás, con un perfil global decreciente hasta 1995 y posterior tendencia de recuperación.

Desde el IDAE se impulsa el desarrollo de un mercado de Empresas de Servicios Energéticos (ESE) de biomasa térmica a través de la promoción y ejecución de grandes proyectos en edificios (hospitales, universidades, conjuntos de comunidades de vecinos, etc.) apoyados por programas de financiación como Biomcasa II y Grandes Instalaciones Térmicas (GIT).

El sector también impulsa comercialmente la presencia de estufas de *pellets* eficientes y avanza en el uso de combustibles derivados de residuos, especialmente en sector cementero.

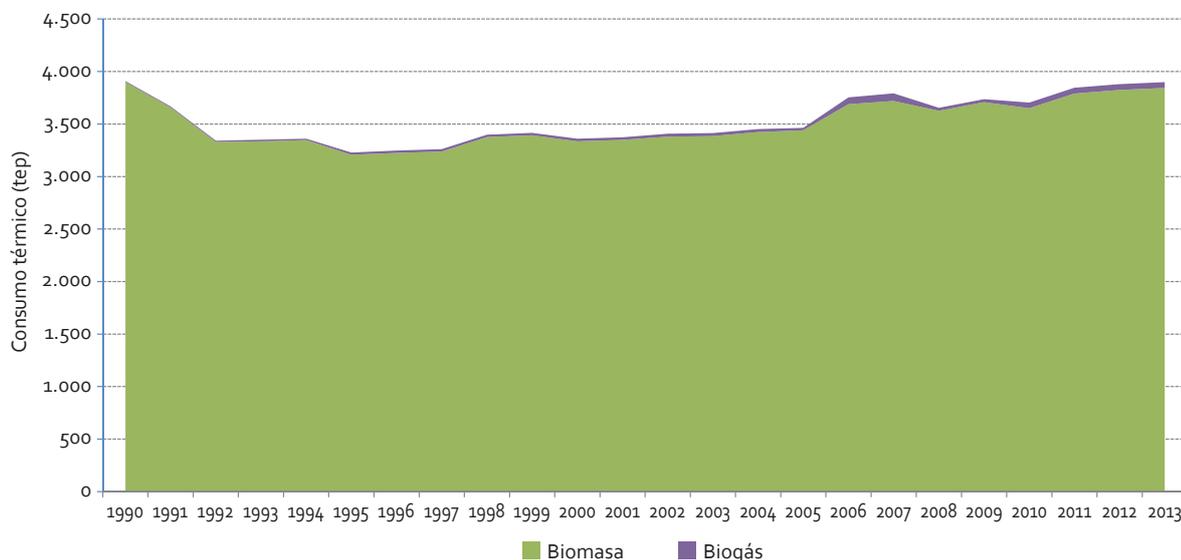
De cara al futuro, el sector se enfrenta a los retos de incrementar el tejido industrial de fabricación de calderas y equipos para edificios, de desarrollar un mercado de biomasa térmica en aplicaciones industriales y, en el área del biogás, mejorar el enriquecimiento del biogás para diferentes usos finales.

Eólica

En términos de capacidad instalada, Gráfico 8.46, España es el segundo país de la UE, después de Alemania, y la cuarta potencia mundial por detrás de China, Estados Unidos y Alemania,



GRÁFICO 8.45 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE BIOMASA Y BIOGÁS TÉRMICOS

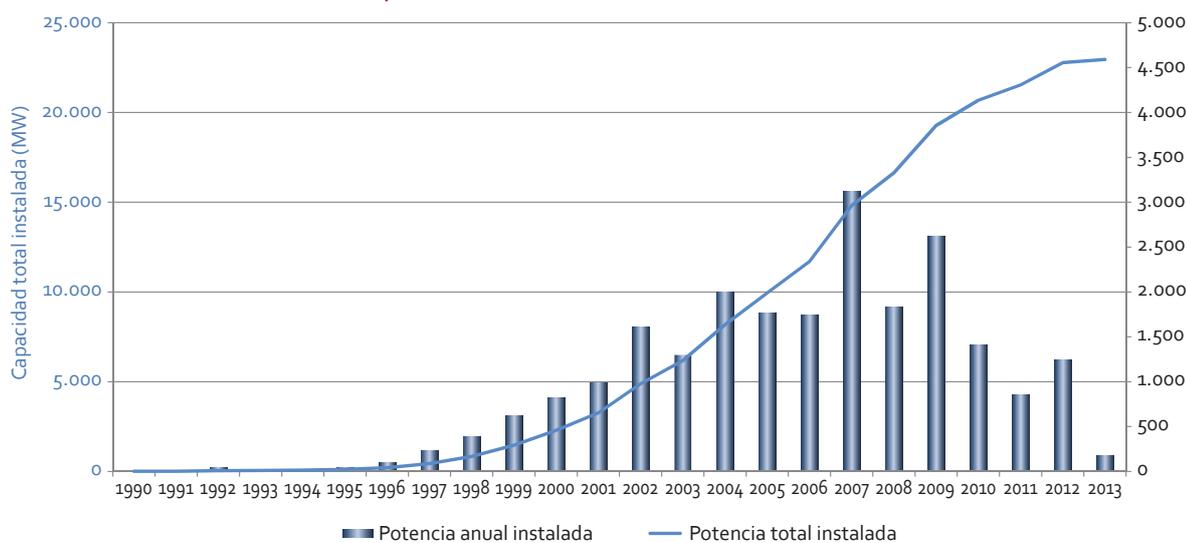


Datos 2012 y 2013 provisionales.
FUENTE: IDAE.

con una potencia en operación de 22.949 MW a finales del 2013. Las producciones eléctricas con energía eólica y con energía nuclear han sido del mismo orden de magnitud en 2013, llegando la

tecnología eólica a cubrir en noviembre del año 2013 el 30,8 % de la demanda en barras de central, valor que en términos anuales ha supuesto el 20,9 %.

GRÁFICO 8.46 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD EÓLICA INSTALADA



Datos 2012 y 2013 provisionales.
FUENTE: IDAE.



Las empresas españolas de energía eólica han alcanzado una presencia destacada en los mercados internacionales, con más de 10.000 MW instalados en todo el mundo. El sector, con más de 100 centros productivos y más de 700 empresas, dispone de 17 centros tecnológicos en nuestro país y dio trabajo en 2013 a más de 20.000 personas. Gracias a esta infraestructura sectorial, España es la 3ª potencia europea, tras Alemania y Dinamarca, y la 5ª mundial en lo que a exportación de componentes y equipamiento eólico se refiere, por valor de 1.933 M€ en 2013.

La capacidad de innovación del sector es muy significativa, participando en diversos proyectos de I+D+i+d punteros como: *Floatgen*, demostración de dos sistemas flotantes de turbina de viento para la generación de energía en aguas profundas del sur de Europa; *Marina*, desarrollo eficiente en términos de plataformas marinas sobre aguas profundas; *HlprWind*, desarrollo de nuevas soluciones para aerogeneradores de gran potencia destinados a futuros desarrollos marinos; *Azimut*, generación de conocimiento para el desarrollo de un aerogenerador offshore de gran potencia (15 MW); y *Flottek*, desarrollo de infraestructuras para la eólica offshore en aguas profundas; y nuevos prototipos multi-MW.

Los retos a futuro del sector pasan por mantener su liderazgo internacional, consolidando la competitividad a través de la inversión I+D, que en 2013 superó los 85 M€, optimizar su integración en el sistema eléctrico y desplegar la eólica de pequeña potencia para autoconsumo.

Solar

Este grupo de recursos renovables, se asocia con tres tecnologías de utilización, fotovoltaica, termoeléctrica y solar térmica, que presentan diferentes evoluciones y paradigmas.

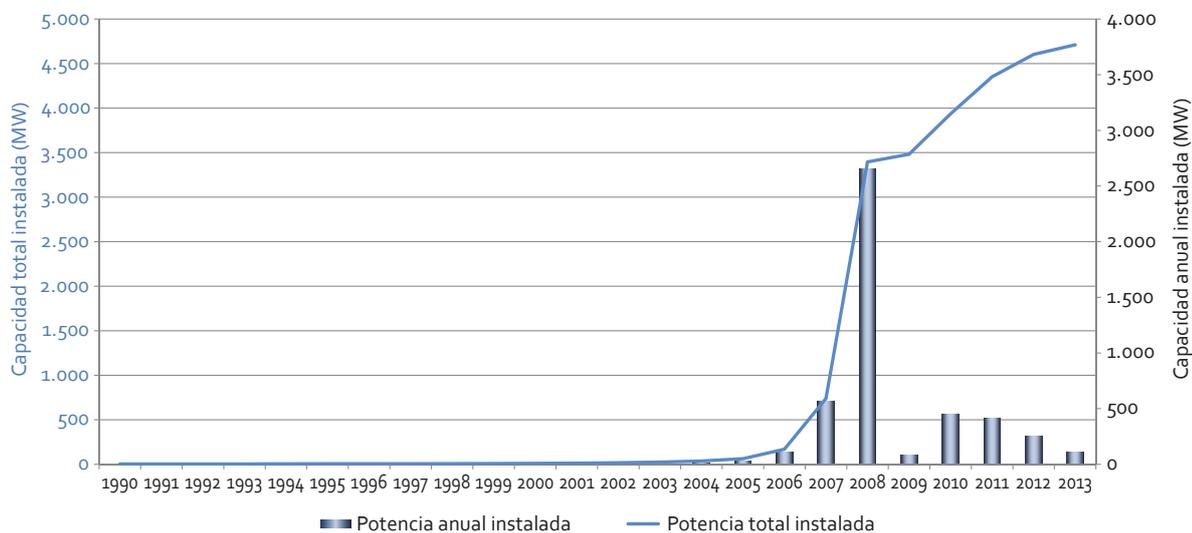
Comenzando por la tecnología fotovoltaica, la capacidad instalada a finales de 2013 alcanzó los 4.711 MW según los primeros datos de avance, Gráfico 8.47. La potencia instalada en 2013 fue de cerca de 108 MW, 107,5 conectados a red y 0,4 aislados. Con ello, nuestro país alcanza el tercer puesto de la UE en términos de potencia instalada.

España cuenta con grandes centros de I+D+i como CIEMAT, UPM-IES, ISOF y otros, donde se investigan nuevos desarrollos para integración arquitectónica y urbanística: pavimentos solares y vidrios fotovoltaicos. Las líneas de investigación desarrolladas tanto a nivel nacional como internacional, unido a los últimos desarrollos tecnológicos, han conseguido inducir en el mercado una significativa reducción de costes de generación en los últimos años.

Los retos del sector pasan por su integración en redes inteligentes de distribución a través de desarrollo de la generación distribuida, así como por una mayor integración arquitectónica y una mayor contribución al logro del edificio de consumo casi nulo. Es importante también que el sector avance en la internacionalización de empresas fabricantes, instaladoras y promotoras.

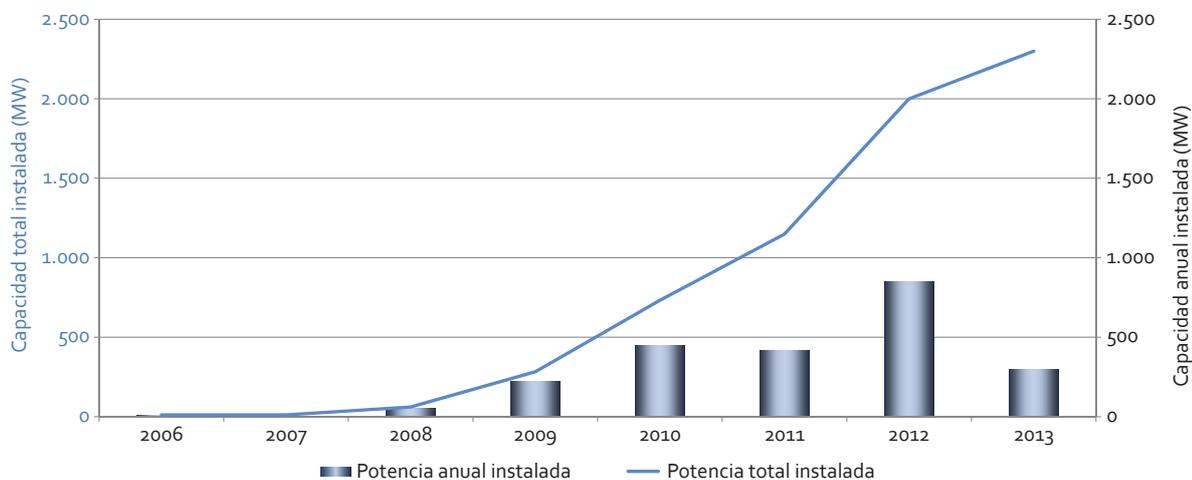


GRÁFICO 8.47 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD FOTOVOLTAICA INSTALADA



Datos 2012 y 2013 provisionales.
FUENTE: IDAE.

GRÁFICO 8.48 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD TERMOSOLAR INSTALADA



Datos 2012 y 2013 provisionales.
FUENTE: IDAE.

Con respecto a la tecnología solar termoeléctrica, el Gráfico 8.48 muestra como desde el 2006, año de puesta en marcha de la primera instalación de este tipo, la potencia instalada de esta tecnología no ha dejado de crecer, aunque con menor intensidad durante el último año.

El tejido industrial del sector está formado por empresas españolas exportadoras de tecnología, que han construido y operado centrales comerciales de las 4 tipologías existentes: torre central, colectores cilindro parabólicos, concentradores *Fresnel* y discos. Asimismo, se encuentra en ope-



ración en España la primera planta comercial en el mundo de torre con almacenamiento en sales fundidas.

Los retos para el futuro a los que se enfrenta el sector pasan por una necesaria reducción de costes de producción y el aumento de gestionabilidad a través de tecnologías de almacenamiento e hibridación, lo que permitiría mantener el liderazgo y la expansión internacional.

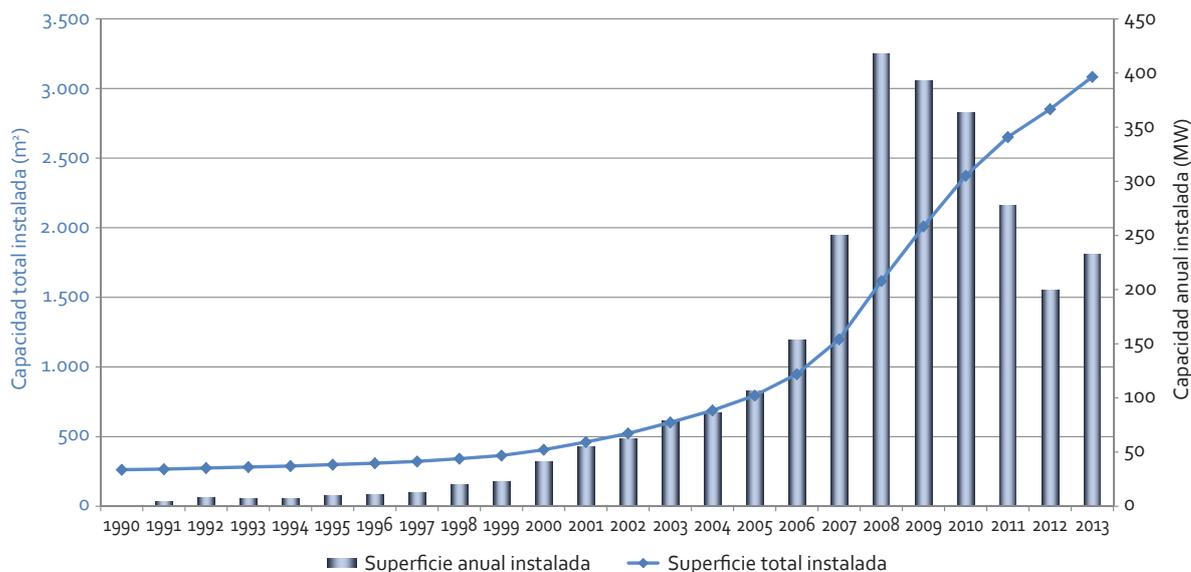
El Gráfico 8.49 muestra la evolución de la superficie instalada de captadores solares térmicos en España, que el pasado año ha superado los 3 millones de m². Desde principios de siglo la superficie instalada anualmente de captadores solares no dejó de incrementarse hasta 2008, año en el cual se instalaron un total cerca de 418 mil m². Desde entonces, el mercado ha ralentizado su rit-

mo de crecimiento hasta los niveles de los años 2006-2007, aunque en 2013 ha mostrado indicios de lo que podría ser una incipiente recuperación con la instalación de 233 mil m², un incremento del 16% respecto al año anterior.

El sector muestra actividad en innovación tecnológica con nuevos desarrollos que van desde los nuevos captadores baja temperatura, con absorbedores de aluminio y carcasas de materiales biodegradables y media-alta temperatura, pasando por captadores planos de ultra alto vacío, de concentración *Fresnel* y micro cilindro parabólicos, hasta sistemas de vaciado automático para grandes instalaciones (*Drain Back*).

Como retos de futuro destaca el fomento en el sector Industrial de aplicaciones de media y alta temperatura con concentración y la oferta de servicios

GRÁFICO 8.49 EVOLUCIÓN DE LA SUPERFICIE SOLAR INSTALADA DE CAPTADORES TÉRMICOS



Datos 2012 y 2013 provisionales
FUENTE: IDAE



de climatización. Se espera del desarrollo de la tecnología solar de baja temperatura una mayor contribución al logro del edificio de consumo casi nulo, así como la mejora de rendimientos en instalaciones existentes. Asimismo, se espera su incorporación paulatina a los sistemas de *District Heating*.

Geotermia

Como puede apreciarse en el Gráfico 8.50, las instalaciones de energía geotérmica comenzaron, desde mediados de la última década, una senda de crecimiento que se ha moderado en los últimos años debido a la crisis económica e inmobiliaria, al tratarse de instalaciones de tecnología de baja entalpia vinculadas al sector edificios.

Desde el IDAE se promueve el impulso y la consolidación del sector de la geotermia de baja entalpia a través de programas de financiación, como

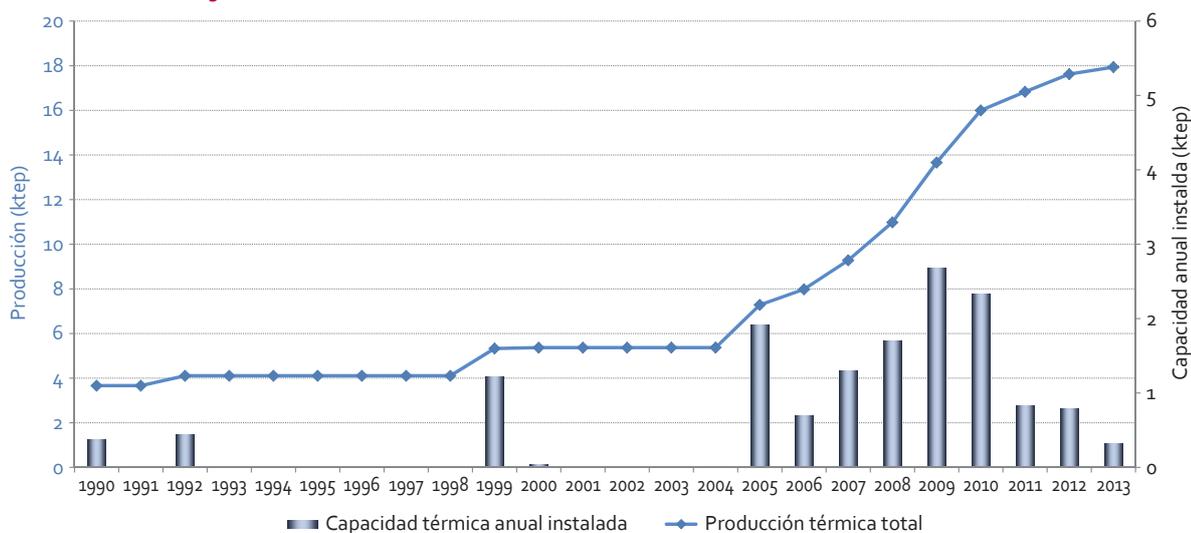
el Geotcasa, que cuenta ya con 21 empresas habilitadas y 10 proyectos en marcha con una inversión de 1,7 M€ de inversión. Por su parte, la iniciativa privada ha abordado las fases de I+D para el desarrollo de plantas de demostración de media y alta temperatura.

Los retos a los que se enfrenta la geotermia de baja temperatura pasan por su incorporación en la rehabilitación energética de edificios, su hibridación con otras tecnologías renovables y la formación y cualificación de instaladores. Por su parte, en la geotermia de alta temperatura se deberá avanzar en el conocimiento del subsuelo y en el desarrollo de una primera planta piloto.

Biocarburantes

La capacidad de producción de biocarburantes, biodiesel y bioetanol, experimentó un aumento

GRÁFICO 8.50 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y CAPACIDAD TÉRMICA INSTALADA DE GEOTERMIA



Datos 2012 y 2013 provisionales.
FUENTE: IDAE.



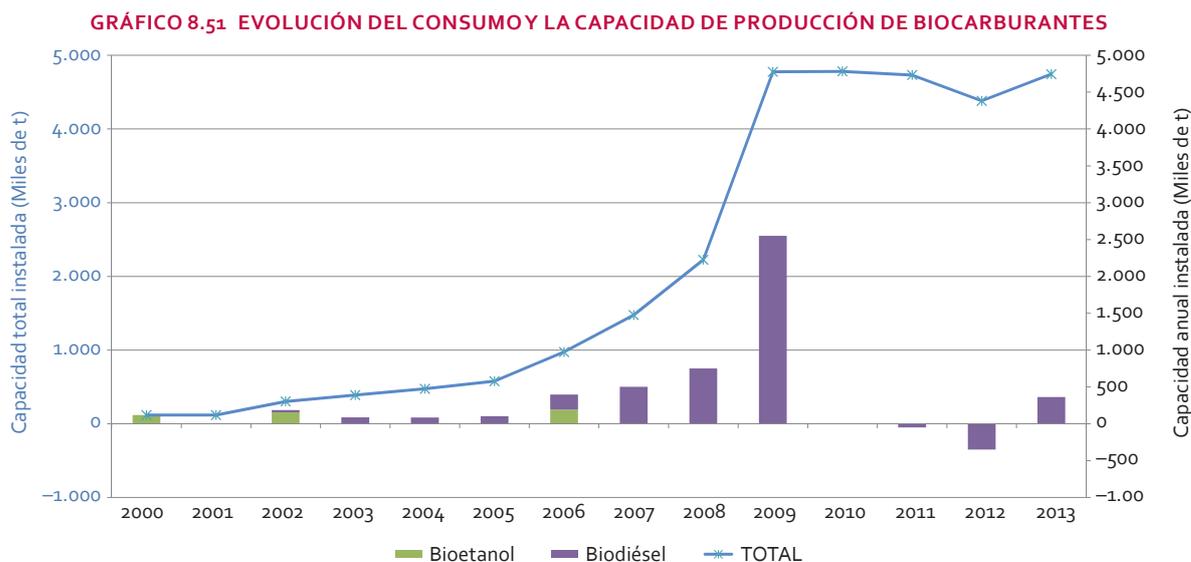
del 8,3% entre 2003 y 2012 como consecuencia sobre todo de la puesta en funcionamiento de 7 nuevas instalaciones de biodiesel, Gráfico 8.51. Pese a lo anterior, el sector ha registrado en 2013 el cierre de 7 instalaciones como consecuencia de las importaciones, tanto de biodiesel como de bioetanol, de terceros países. El balance final deja un tejido industrial formado por 4 plantas de bioetanol y 40 plantas de biodiesel y producción de hidrobiodiésel, *HVO* por sus siglas en inglés, en coprocesamiento.

El sector dispone en estos momentos de una planta de demostración de bioetanol celulósico a partir de paja y RSU. Asimismo, destaca la investigación de nuevos mercados como el de la aviación a través de la Iniciativa Española de Producción y Consumo de Bioqueroseno, en la que participa el IDAE, cuyo objetivo es fomentar el desarrollo de una industria de bioqueroseno sostenible en España.

Entre los retos a futuro se incluye el establecimiento de cuotas de producción de biodiesel y la puesta en marcha de procedimientos *antidumping* que devuelvan la estabilidad económica al sector. En el aspecto de innovación tecnológica, es necesario superar las barreras existentes para el diseño de nuevos procesos de producción a partir de nuevas materias primas como la lignocelulosa, los residuos y las algas. Asimismo, debe consolidarse la implantación de un Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y de un mecanismo de múltiple contabilidad.

Progresos registrados en el fomento y la utilización de la energía procedente de fuentes renovables

El artículo 22 de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece la necesidad de que cada Estado miembro



Datos 2012 y 2013 provisionales.
FUENTE: IDAE.



informe a la Comisión Europea acerca de progresos registrados en el fomento y la utilización de la energía procedente de fuentes renovables.

En cumplimiento de ello, se remitió a finales del 2013 el informe correspondiente a los años 2011 y 2012 cuyo resumen se muestra en el Cuadro 8.3. El consumo final bruto de energía en España durante el 2012 fue cubierto mediante recursos renovables en un 14,3% incrementándose en algo más de un punto porcentual con respecto al año anterior. Mayor crecimiento se registró en la cuota de energías renovables en producción de electricidad, casi dos puntos porcentuales hasta situarse en el 33,5%. Por último, la participación de las energías renovables en los consumos de calefacción y refrigeración se incrementó solamente en 4 décimas porcentuales como consecuencia de los menores consumos ligados tanto al buen año

climático registrado en 2012 como a los efectos de la crisis sobre la demanda energética.

8.4. DESARROLLO NORMATIVO

A continuación se incluye una selección de la normativa energética más relevante aprobada durante el año 2013 con impacto en las áreas de la eficiencia energética, cogeneración y energías renovables.

Liberalización del mercado energético y competitividad

- **Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.**

**CUADRO 8.3 CUOTAS SECTORIALES (ELECTRICIDAD, CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN Y TRANSPORTE)
Y CUOTAS GLOBALES DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES¹**

	2011	2012
Cuota de energías renovables en calefacción y refrigeración [FER-C&R ² (%)]	13,6%	14,0%
Cuota de energías renovables en electricidad [FER-E ³ (%)]	31,6%	33,5%
Cuota de energías renovables en transporte [FER-T ⁴ (%)]	0,4%	0,4%
Cuota global de fuentes renovables [FER⁵ (%)]	13,2%	14,3%

De la cual, procedente del mecanismo de cooperación⁶ (%)

Excedente para los mecanismos de cooperación⁷ (%)

¹ Facilita la comparación con el cuadro 3 y el cuadro 4a de los PANER.

² Cuota de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la calefacción y refrigeración: consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables para calefacción y refrigeración (según la definición del artículo 5, apartado 1, letra b) y del artículo 5, apartado 4, de la Directiva 2009/28/CE) dividido por el consumo final bruto de energía para calefacción y refrigeración. Se aplica la misma metodología que en el cuadro 3 de los PANER.

³ Cuota de la energía procedente de fuentes renovables en la electricidad: consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes renovables de energías renovables (según la definición del artículo 5, apartado 1, letra a) y del artículo 5, apartado 3, de la Directiva 2009/28/CE) dividido por el consumo final bruto total de electricidad. Se aplica la misma metodología que en el cuadro 3 de los PANER.

⁴ Cuota de la energía procedente de fuentes renovables en el transporte: energía final procedente de fuentes renovables utilizada en el transporte (véase el artículo 5, apartado 1, letra c) y el artículo 5, apartado 5, de la Directiva 2009/28/CE) dividido por el consumo en el sector del transporte de 1) gasolina; 2) gasóleo; 3) biocarburantes utilizados en el transporte por carretera y ferrocarril, y 4) electricidad en el transporte por biocarburantes utilizados en el transporte por carretera. Se aplica la misma metodología que en el cuadro 3 de los PANER.

⁵ Cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía. Se aplica la misma metodología que en el cuadro 3 de los PANER.

⁶ En puntos porcentuales de la cuota global de FER.

⁷ En puntos porcentuales de la cuota global de FER.

Mediante el presente real decreto, en vigor desde el 2 de febrero, se procede a la adopción de determinadas medidas urgentes orientadas a la reducción de costes del sistema eléctrico. Entre estas medidas, con efectos desde el 1 de enero de 2013, se sustituye el Índice de Precios de Consumo, utilizado como referencia para la actualización de los costes del sector eléctrico, por el IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos. Asimismo, se introducen una serie de modificaciones en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la producción eléctrica en régimen especial. Entre las novedades introducidas, destaca la sustentación del régimen económico en la opción de tarifa regulada, sin perjuicio de que los titulares de las instalaciones puedan vender su energía libremente en el mercado de producción sin percibir prima. Con respecto a las instalaciones innovadoras de tecnología solar termoeléctrica adjudicatarias del régimen previsto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1565/2010, les será de aplicación la retribución fijada en la correspondiente resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se resuelve el procedimiento de concurrencia competitiva.

- ***Orden IET/611/2013, de 11 de abril, por la que se establecen las bases para la concesión de apoyo financiero a la inversión industrial en el marco de la política pública de reindustrialización y fomento de la competitividad industrial.***

Esta orden, en vigor desde el 17 de abril de 2013, tiene por objeto el establecimiento de las normas reguladoras para la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de apoyos financieros

para la promoción de inversiones de carácter industrial que contribuyan a reforzar la competitividad de las empresas industriales y a favorecer el desarrollo industrial. El apoyo a la inversión industrial se prestará a través de dos líneas de actuación: programa de reindustrialización dirigido a la financiación de actuaciones de creación, ampliación y/o traslado de establecimientos industriales; y programa de fomento de la competitividad industrial, dirigido a la ejecución de los planes de mejora de la competitividad. Con relación a lo último, cabe destacar algunos de los factores de competitividad sobre los que deberán actuar dichos planes: incorporación de tecnologías innovadoras a escala industrial; aumento de la eficiencia energética de productos a lo largo de su vida útil o del proceso de producción; y reducción del impacto ambiental a través de criterios de ecodiseño.

Una vez resuelta la concesión de ayudas, las actuaciones deberán ejecutarse en un plazo máximo de dieciocho meses. El presupuesto financiable mínimo será de 100.000 € en el caso de que el solicitante sea una PYME y 750.000 € si es una gran empresa. La financiación máxima a conceder para cada tipo de inversión será del 60%, en el caso de la creación de nuevos establecimientos industriales y del 70% en el resto de inversiones. Esta financiación se elevará hasta el 75% en el caso de que la inversión suponga la aplicación a escala industrial de tecnologías como la nanotecnología, microelectrónica, equipamiento y sistemas de energías renovables, equipamiento para el tratamiento y/o aprovechamiento de agua, movilidad sostenible y construcción sostenible, entre otros.



- **Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.**

Mediante el presente real decreto-ley, en vigor desde el 14 de julio de 2013, se habilita al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. Para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo.

Se instaura así un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de distintas instalaciones tipo. Para aquellas instalaciones que el 14 de julio de 2013 tuvieron derecho al régimen económico primado, se determina una rentabilidad, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio de los últimos diez años de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario, incrementada en 300 puntos básicos. Para el seguimiento de la retribución específica, se crea, en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el *Registro de régimen retributivo específico*, que incluirá los parámetros retributivos aplicables. Con un fin similar, se crea el *Registro de autoconsumo* para el adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a modalidades de suministro con autoconsumo.

Adicionalmente, se establecen determinadas medidas en relación con los pagos por capacidad, re-

duciendo el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo en 10.000 €/MW/año, suprimiéndose para las nuevas instalaciones que carezcan del acta de puesta en marcha antes del 1 de enero de 2016. Además, respecto a las instalaciones del régimen especial, se procede a la supresión del complemento por eficiencia para las instalaciones de cogeneración y de la bonificación por energía reactiva, contemplados en el Real Decreto 661/2007. Asimismo, mediante este real el Bono social pasa a constituirse en obligación de servicio público, debiendo ser financiado por las sociedades que desarrollen actividades de producción, comercialización y distribución de energía eléctrica.

- **Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras.**

La presente ley, en vigor desde el 31 de octubre de 2013, introduce diversas modificaciones en materia tributaria. Entre éstas, cabe destacar la aprobación de la regulación del Impuesto sobre los gases fluorados de efecto invernadero. Dicho impuesto, con efectos desde el 1 de enero de 2014, constituye un mecanismo de corrección de las externalidades medioambientales ocasionadas por la emisión de gases de efecto invernadero, contribuyendo a la construcción de una economía sostenible.

- **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**

La presente Ley, en vigor desde el 28 de diciembre, tiene como fin establecer la regulación del



sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental.

Los continuos cambios normativos han supuesto una distorsión en el funcionamiento del sistema eléctrico, que es necesario corregir para asegurar la estabilidad regulatoria, lo cual unido a la necesidad de acometer reformas necesarias para garantizar la sostenibilidad del sistema y de resolver las deficiencias existentes, aconsejan la aprobación de una **reforma global del sector**, basada en un nuevo régimen de ingresos y gastos del sistema eléctrico. En este contexto, la situación del déficit tarifario ha motivado la necesidad de acometer cambios importantes en el régimen retributivo de las actividades reguladas. Para estas actividades, la ley refuerza y clarifica los principios y criterios para el establecimiento de los regímenes retributivos, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español.

En relación con lo anterior, la elevada penetración de las tecnologías de producción incluidas en el régimen especial, hace necesaria la revisión del régimen retributivo, el cual pasará a basarse en la participación en el mercado, complementado los ingresos con una retribución regulada específica. Igualmente, la ley prevé la posibilidad, con carácter excepcional, de establecimiento de nuevos regímenes retributivos específicos para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

Asimismo, la ley precisa los criterios de prioridad de acceso y despacho para la electricidad de origen renovable y de cogeneración de alta eficiencia.

Según lo establecido por el Real Decreto-ley 9/2013, el Gobierno, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, aprobará un real decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado real decreto-ley. En adición a lo anterior, esta ley introduce la regulación del **autoconsumo de energía eléctrica** distinguiendo tres modalidades: suministro con autoconsumo; producción con autoconsumo; y producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Por otra parte, se establece la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores.

Asimismo, se establece el denominado **precio voluntario para el pequeño consumidor**, como el precio máximo de referencia al que podrán contratar los consumidores de menos de determinada potencia contratada que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora. Se define asimismo la figura del consumidor vulnerable, y se establece la adopción de las medidas oportunas para garantizar su protección. Estos consumidores tendrán derecho a una tarifa reducida respecto del precio voluntario para el pequeño consumidor.



- **Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014.**

Mediante este real decreto-ley, en vigor desde el 29 de diciembre de 2013, se procede a la aprobación del procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica a considerar en el precio voluntario del pequeño consumidor (PVPC), que de acuerdo a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, pasan a sustituir a las anteriores tarifas de último recurso. Así, la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas se hará considerando las referencias de precios públicos del Operador del Mercado Ibérico a Plazo (OMIP). A los comercializadores de referencia se les aplicará un mecanismo de cobertura basado en la liquidación por diferencias de precios entre el PVPC y el precio de mercado, incorporándose estas diferencias en el cálculo del coste de la energía del PIPC del periodo siguiente.

Regimen especial

- **Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.**

Mediante esta Orden, en vigor desde el 17 de febrero, se procede a la actualización trimestral para el tercer y cuarto trimestre de 2012 y para el primero de 2013 de las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos correspondientes a cogeneraciones que utilicen gas natural, gasó-

leo, fuel-oil o GLP, del grupo correspondiente a instalaciones de residuos y de las instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos. Del mismo modo se procede a la actualización anual del resto de instalaciones cubiertas por el régimen especial, de las instalaciones de potencia instalada comprendida en el rango de 50 MW a 100 MW, así como de las instalaciones que utilicen la cogeneración para el desecado de los subproductos del aceite de oliva.

Igualmente, se procede a la actualización anual de las tarifas para las instalaciones fotovoltaicas inscritas en el Registro de preasignación de retribución en las convocatorias correspondientes a los años 2009, 2010 y 2011. Asimismo, se actualiza el valor de la tarifa, prima y límite superior e inferior de referencia para la determinación de los valores a aplicar a las instalaciones innovadoras de tecnología solar termoeléctrica. Por otra parte, se revisan los valores de los complementos por energía reactiva y por continuidad de suministro frente a huecos de tensión para su aplicación a partir del 1 de enero de 2013. De manera adicional, se determinan los costes del sistema eléctrico y los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, a partir del 1 de enero de 2013.

- **Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013.**

Mediante la presente Orden, en vigor desde el 3 de agosto, se procede a la actualización trimestral



de las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos correspondientes a cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP, del grupo correspondiente a instalaciones de residuos y de las instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos. Por otra parte, se encomienda a la CNE o en su caso a la CNMV la elaboración, antes de 15 de diciembre de 2013, de un informe que contenga un análisis detallado del coste de alquiler de los contadores con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos, y una propuesta de precios para los distintos tipos de contadores.

Eficiencia energética

I. Edificios:

- ***Real Decreto 233/2013, de 5 de abril, por el que se regula el Plan Estatal de fomento del alquiler de viviendas, la rehabilitación edificatoria, y la regeneración y renovación urbanas, 2013-2016.***

Este real decreto, en vigor desde el 11 de abril de 2013, tiene por objeto regular el Plan Estatal de Fomento del Alquiler de Viviendas, la Rehabilitación Edificatoria y la Regeneración y Renovación Urbanas, 2013-2016, aprobado por Consejo de Ministros el 5 de abril de 2013. El Plan tiene por objetivos, entre otros, los siguientes: la reactivación del sector inmobiliario; la adecuación del sistema de ayudas a las necesidades sociales actuales y a la escasez de recursos disponibles, concentrándolas en los dos ejes antes citados; la mejora de la

calidad de la edificación y, en particular, de su eficiencia energética y adecuación para la recogida y gestión de residuos.

Para ello, el Plan contempla un presupuesto total de 2.421 M€. Las ayudas previstas consisten en subsidiaciones de préstamos y subvenciones, cuya gestión corresponderá a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, estableciéndose la colaboración de las mismas con el Ministerio de Fomento mediante Convenios. El Plan se estructura en los siguientes Programas: subsidiación de préstamos convenidos; ayuda al alquiler de vivienda; fomento del parque público de vivienda de alquiler; fomento de la rehabilitación edificatoria; fomento de la regeneración y renovación urbanas; apoyo a la implantación del informe de evaluación de los edificios; fomento de ciudades sostenibles y competitivas; y apoyo a la implantación y gestión del Plan.

En el ámbito de la **mejora de la eficiencia energética** cabe destacar los **programas de fomento de la rehabilitación edificatoria y de la regeneración y renovación urbanas**. El primero de ellos tiene por objeto la financiación de la ejecución de obras y trabajos de mantenimiento e intervención en las instalaciones fijas y equipamiento, así como en los elementos y espacios privativos comunes, de los edificios de tipología residencial colectiva finalizados antes de 1981 con al menos un 70% de superficie construida de uso residencial. Será requisito necesario para la obtención de estas ayudas, que las actuaciones consideradas conduzcan a una reducción de la demanda energética anual de calefacción y refrigeración del edificio de al menos un 30% sobre la situación previa a dichas



actuaciones. La cuantía máxima de las subvenciones a conceder por edificio no podrá superar el importe de multiplicar 11.000 € por cada vivienda y por cada 100 m² de superficie útil de local.

Con respecto al segundo de los programas antes mencionados, éste tiene por objeto la financiación de la realización conjunta de obras de rehabilitación en edificios y viviendas, de urbanización o reurbanización de espacios públicos y, en su caso, de edificación en sustitución de edificios demolidos, considerándose para ello criterios de eficiencia en materia de agua, energía, uso de materiales, gestión de residuos y protección de la biodiversidad, entre otros. La cuantía máxima de estas ayudas no podrá exceder del 35% del coste subvencionable, ascendiendo la ayuda unitaria por vivienda a: 11.000 € en el caso de rehabilitación; 30.000 € en el caso de reconstrucción tras demolición; y a 2.000 € en el caso de actuaciones de mejora de calidad y sostenibilidad del medio urbano.

• **Programa de Ayudas para la Rehabilitación Energética Viviendas del IDAE (PAREER)**

Con el fin de promover actuaciones integrales que favorezcan la mejora de la eficiencia energética y el uso de energías renovables en el parque de edificios existentes del sector residencial, así como

cumplir con el artículo 4 de la Directiva 2012/27/UE, relativa a la eficiencia energética, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), ha aprobado un programa específico de ayudas y financiación dirigido a los edificios existentes de uso residencial y hotelero. Este programa cuenta con una dotación presupuestaria de 125 M€, cuyo origen son los fondos para la financiación de planes de ahorro y eficiencia energética para 2013 previstos en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre.

Las bases reguladoras de estas ayudas han sido establecidas en la Resolución del Consejo de Administración del IDAE, publicada mediante Resolución de 25 de septiembre de 2013 de la Secretaría de Estado de la Energía. Dentro de las ayudas mencionadas se contemplan las ayudas públicas directas y/o los préstamos reembolsables, según las actuaciones beneficiarias que podrán ser de la siguiente tipología: mejora de la eficiencia energética de la envolvente térmica; mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas y de iluminación; sustitución de energía convencional por biomasa en las instalaciones térmicas; y sustitución de energía convencional por energía geotérmica en las instalaciones térmicas. El presupuesto se distribuye según el tipo de actuación y de ayudas según sigue:

Actuación	Presupuesto (M€)	Modalidad y cuantía de las ayudas
Envolvente térmica	31,25	Ayuda directa sin contraprestación, hasta el 30% del coste elegible; Préstamo reembolsable hasta el 60% del coste elegible
Instalaciones térmicas y de iluminación	31,25	Préstamo reembolsable hasta el 90% del coste elegible
Biomasa	31,25	Préstamo reembolsable hasta el 90% del coste elegible
Energía geotérmica	31,25	Préstamo reembolsable hasta el 90% del coste elegible

Estas ayudas podrán solicitarse durante el periodo comprendido entre el 2 de octubre de 2013 y el 30 de octubre de 2015. Para ello, las actuaciones deberán cumplir varios requisitos. En el caso de la primera de las tipologías, se deberá mejorar la calificación energética total del edificio en, al menos, 1 letra medida en la escala de emisiones de dióxido de carbono ($\text{kg CO}_2/\text{m}_2$ año), con respecto a la calificación energética inicial. Sólo se considerarán elegibles las actuaciones integrales sobre la envolvente térmica del edificio y no sobre viviendas o locales consideradas individualmente. En cuanto a las tres siguientes tipologías, la potencia térmica nominal de generación de calor o frío de la instalación térmica deberá ser superior a 100 kW. Estas ayudas son incompatibles con las ayudas contempladas en los programas de fomento de la rehabilitación edificatoria y de la regeneración y renovación urbanas, establecidos en el Real Decreto 233/2013.

- **Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE "Ahorro de Energía", del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.**

Mediante esta disposición, en vigor desde el 13 de septiembre de 2013, se actualiza el Documento Básico del CTE DB-HE relativo al ahorro energético y se transpone parcialmente al ordenamiento jurídico español, la Directiva 2010/31/UE en lo relativo a los requisitos de eficiencia energética de los edificios, establecidos en sus artículos 3, 4, 5, 6 y 7, así como la Directiva 2009/28/CE, en lo relativo a la exigencia de niveles mínimos de energía procedente de fuentes renovables en los edificios, establecida en su artículo 13.

La Directiva 2010/31/UE establece, además de la obligatoriedad de fijar unos requisitos mínimos de eficiencia, la obligatoriedad de que antes del 31 de diciembre de 2020, todos los nuevos edificios tengan un consumo de energía casi nulo, y que antes de finalizar el 2018, los edificios nuevos de carácter público tengan igualmente un consumo de energía casi nulo. Para ello se precisa de una definición del concepto "edificio de consumo de energía casi nulo", así como del correspondiente nivel de eficiencia energética y del porcentaje de la energía requerida que deberá cubrirse por fuentes de energía renovables. Con tal fin, la actualización del Documento Básico de Ahorro de energía, DB-HE, aprobado mediante esta disposición, constituye una primera fase de aproximación hacia el objetivo de conseguir edificios de consumo de energía casi nulo antes de las fechas citadas.

Las modificaciones aprobadas por esta disposición serán de aplicación obligatoria a las obras de nueva construcción y a las intervenciones en edificios existentes para las que se solicite licencia municipal a partir de seis meses de la entrada en vigor de la presente disposición.

- **Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.**

Las exigencias relativas a la certificación energética de edificios se derivan de la Directiva 2002/91/CE, posteriormente modificada por la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios. Ello hace necesario transponer de nuevo al ordenamiento jurídico español las modificaciones introducidas. Mediante este real decreto se



transpone parcialmente la Directiva 2010/31/UE, en lo relativo a la certificación de eficiencia energética de edificios, refundiendo el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, con la incorporación del Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios existentes, teniendo en consideración además la experiencia de su aplicación en los últimos cinco años.

Este real decreto, en vigor el 14 de abril de 2013, establece la obligación de poner a disposición de los compradores o usuarios de los edificios un certificado de eficiencia energética que deberá incluir información objetiva sobre la eficiencia energética de un edificio y valores de referencia tales como requisitos mínimos de eficiencia con el fin de que los propietarios o arrendatarios puedan comparar y evaluar su eficiencia. Asimismo, mediante este real decreto, se establece el Procedimiento básico que debe cumplir la metodología de cálculo de la certificación energética. El órgano competente de cada Comunidad Autónoma en materia de certificación energética de edificios habilitará un registro en su ámbito territorial, estableciendo además un sistema de control independiente.

Los edificios existentes de carácter público y de uso frecuente y superficie útil superior a 250 m² deberán obtener un certificado de eficiencia energética y tendrán la obligación de exhibir su etiqueta de eficiencia energética a partir del 1 de junio de 2013 cuando su superficie útil total sea superior a 500 m² y desde el 9 de julio de 2015 cuando su superficie útil total sea superior a 250 m², y desde el 31 de diciembre de 2015 cuando su superficie útil total sea superior a 250 m² y esté en régimen de arrendamiento. Los edificios de titularidad privada, habitualmente frecuentados por el público,

de superficie útil superior a 500 m², igualmente tendrán obligación de exhibir la mencionada etiqueta a partir del 1 de junio de 2013.

- ***Real Decreto 238/2013, de 5 de abril, por el que se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio.***

La necesidad de transponer la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios, al ordenamiento jurídico español y la exigencia establecida en el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, de proceder a una revisión periódica en intervalos no superiores a cinco años de la exigencia de eficiencia energética, hacen necesaria la modificación del actual Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios. Según lo anterior, mediante este real decreto, en vigor desde el 14 de abril, se incorpora al derecho español la regulación de las instalaciones térmicas en los edificios prevista en la Directiva 2010/31/UE. Las modificaciones introducidas tienen la doble finalidad de incorporar a nuestro ordenamiento jurídico las obligaciones derivadas de dicha directiva en lo relativo a las instalaciones térmicas de los edificios en cuanto a requisitos de eficiencia, instalación, dimensionamiento, control y revisiones periódicas y de actualizar el vigente Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios de acuerdo a las nuevas necesidades de ahorro y eficiencia energética. Respecto a la obligación de realizar revisiones periódicas en las instalaciones térmicas, la periodicidad se establece atendiendo a equipos y potencias térmicas según sigue:



Potencia nominal	Usos	
	Viviendas	Restantes usos
Calentadores de ACS a gas $24,4 \text{ kW} \leq P_n$	5 años	2 años
Calentadores de ACS a gas $24,4 \text{ kW} < P_n \leq 70 \text{ kW}$	2 años	anual
Calderas murales a gas $70 \text{ kW} \leq P_n$	2 años	anual
Resto instalaciones calefacción $70 \text{ kW} \leq P_n$	anual	anual
Aire acondicionado $12 \text{ kW} \leq P_n$	4 años	2 años
Aire acondicionado $12 \text{ kW} < P_n \leq 70 \text{ kW}$	2 años	anual
Instalaciones $> 70 \text{ kW}$	mensual	mensual

- **Ley 2/2013, de 29 de mayo, de protección y uso sostenible del litoral y de modificación de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.**

La presente ley, en vigor desde el 31 de mayo de 2013, establece una serie de mecanismos para fortalecer la protección del litoral. En materia de protección preventiva se prevé que mediante el desarrollo reglamentario se intensifique la protección de determinados espacios, al tiempo que se instauran mecanismos de control ambiental condicionantes de las actividades y usos que se desarrollan en el dominio público y en la zona de servidumbre de protección. En esta línea, la ley introduce criterios de eficiencia energética y ahorro de agua en las obras de reparación, mejora, consolidación y modernización que se permiten realizar en los inmuebles que ocupan la zona de servidumbre de protección y el dominio público. El cumplimiento de esta exigencia podrá ser acreditada a través de una declaración responsable.

La principal novedad respecto de la zona de servidumbre de protección es la dirigida a las edificaciones que la ocupan, las cuales deberán suponer una mejora en la eficiencia energética, alcanzando a tal efecto y cuando les resulte aplicable una mejora de la calificación energética de dos letras

o una letra B, lo que se acreditará mediante la certificación de eficiencia energética, según lo previsto en el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril. Asimismo, cuando proceda, se emplearán los mecanismos, sistemas, instalaciones y equipamientos que supongan un ahorro efectivo en el consumo de agua.

- **Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas.**

Esta Ley, en vigor desde el 28 de junio de 2013, tiene por objeto regular las condiciones básicas que garanticen un desarrollo sostenible, competitivo y eficiente del medio urbano, mediante el impulso y el fomento de las actuaciones que conduzcan a la rehabilitación de los edificios y a la regeneración y renovación de los tejidos urbanos existentes. Para ello, los poderes públicos formularán y desarrollarán las políticas de su respectiva competencia según los principios de sostenibilidad económica, social y medioambiental, cohesión territorial, eficiencia energética y complejidad funcional. Se tendrá consideración del uso de materiales, productos y tecnologías limpias que reduzcan las emisiones contaminantes y de efecto invernadero del sector de la construcción, así como de materiales reutilizados y reciclados que



contribuyan a mejorar la eficiencia en el uso de los recursos.

Asimismo, se priorizara el uso de las energías renovables frente a los combustibles fósiles, así como el uso de medidas a favor de la eficiencia y el ahorro energético para combatir la pobreza energética.

La presente Ley dispone la obligación de disponer de un **Informe de Evaluación** como mínimo, en relación con los siguientes edificios y plazos señalados: los edificios de tipología residencial de vivienda colectiva con una antigüedad superior a 50 años, en el plazo máximo de cinco años, a contar desde la fecha en que alcancen dicha antigüedad, salvo que ya cuenten con una inspección técnica vigente; los edificios cuyos titulares pretendan acogerse a ayudas públicas con el objetivo de acometer obras de conservación, accesibilidad o eficiencia energética, con anterioridad a la formalización de la petición de la correspondiente ayuda; el resto de los edificios, cuando así lo determine la normativa autonómica o municipal. Dicho informe contendrá, entre otros aspectos, la evaluación del estado de conservación del edificio, la evaluación de las condiciones básicas de accesibilidad universal, y la certificación de la eficiencia energética del edificio

- ***Real Decreto 635/2013, de 2 de agosto, por el que, en desarrollo del "Plan de Impulso al Medio Ambiente en el sector hotelero PIMA SOL", para la rehabilitación energética de sus instalaciones, se regula la adquisición de créditos futuros de carbono por el Fondo de carbono para una economía sostenible.***

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible prevé la creación de un Fondo para la compra de créditos de carbono que tendrá entre sus objetivos la generación de actividad económica baja en carbono y la contribución al cumplimiento de los objetivos sobre reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asumidos por España. En este contexto se ha aprobado, mediante Acuerdo del Consejo de Ministros el 21 de junio de 2013, el Plan de Impulso al Medio Ambiente PIMA Sol, iniciativa destinada a la reducción de este tipo de emisiones en las instalaciones hoteleras mediante la rehabilitación energética de las mismas.

Mediante este real decreto, en vigor desde el 1 de septiembre de 2013, se regula el procedimiento específico de compra de derechos de emisión a los titulares de alojamientos turísticos que proyecten obras de rehabilitación energética que conlleven una mejora de la certificación energética de dos letras o al menos alcanzar una letra B. Se prevé que el Fondo adquiera las reducciones que se reconozcan a cada proyecto en un horizonte de quince años, y a un precio de 7 € por cada tonelada de CO₂. Para determinar los proyectos susceptibles de producir una reducción de emisiones que genere créditos de carbono adquiribles por el Fondo se tendrá en cuenta lo dispuesto por el Real Decreto 235/2013. Los recursos que dicho Fondo podrá destinar a la adquisición de créditos futuros ascienden a 5,2 M€.

El Plan podrá contar además con financiación procedente del Banco Europeo de Inversiones (BEI), así como de instituciones financieras españolas. Los interesados podrán presentar sus

solicitudes en el periodo comprendido desde el 1 septiembre de 2013 hasta al 1 de diciembre de 2014.

II. Transporte:

- **Real Decreto 89/2013, de 8 de febrero, por el que se regula la concesión directa de ayudas del Plan de Impulso al Medio Ambiente «PIMA Aire» para la adquisición de vehículos comerciales.**

Este real decreto, en vigor desde el 10 de febrero, tiene por objeto establecer la regulación de la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos de la categoría M1 con carrocería AF Multiuso, destinados a uso comercial, y de la categoría N1, en el marco del Plan «PIMA Aire». Para poder acogerse a dicho Plan habrá que darse de baja en el Registro de Vehículos de la Dirección General de Tráfico y entregar para su correcto tratamiento medioambiental y recuperación un vehículo matriculado en España de al menos 7 años de antigüedad, lo que supone retirar de la circulación vehículos Euro 3 o anteriores y sustituirlos por vehículos más eficientes y de menor impacto ambiental (Euro 5), donde el adquirente del vehículo susceptible de ayuda deberá ostentar la titularidad del vehículo a chatarrar.

Las ayudas se concederán a las adquisiciones de vehículos nuevos o usados de hasta un año de antigüedad desde la primera matriculación, que se produzcan a partir del 10 de febrero y cuyas solicitudes se hayan registrado en el sis-

tema electrónico de gestión de la subvención antes de 31 de diciembre de 2013, salvo agotamiento previo del presupuesto. Las cuantías de las ayudas serán las siguientes: Vehículo categoría M1 con carrocería AF Multiuso o categoría N1 menor de 2.500 kg: 1.000 € por vehículo; Vehículo categoría N1 igual o mayor de 2.500 kg: 2.000 € por vehículo. El límite máximo de ayudas por beneficiario será de 200.000 €, siendo el importe total máximo de las ayudas a conceder 38 M€.

- **Real Decreto 631/2013, de 2 de agosto, por el que se modifica el Real Decreto 89/2013, de 8 de febrero, por el que se regula la concesión directa de ayudas del Plan de Impulso al Medio Ambiente «PIMA Aire» para la adquisición de vehículos comerciales.**

Mediante este real decreto, en vigor desde el 4 de agosto, se procede a la modificación del Real Decreto 89/2013, ampliando el alcance de los beneficiarios e introduciendo una mayor flexibilidad en la concesión de las ayudas. Así, se incluye entre los vehículos susceptibles de ayuda todos aquellos que puedan permitir a los autónomos aprovechar más las potencialidades del programa, tales como los turismos M1 (distintos de M1 AF) cuyo precio de adquisición en el momento de solicitar las ayudas no supere los 30.000 €, antes de IVA o IGIC, no siendo de aplicación este requisito a las ayudas destinadas a la adquisición de vehículos eléctricos puros, híbridos enchufables y de autonomía extendida. Por otra parte, se da mayor flexibilidad en cuanto al requisito de baja definitiva, pudiendo dar de baja cualquier vehículo de categoría M1.



- ***Real Decreto 831/2013, de 25 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 89/2013, de 8 de febrero, por el que se regula la concesión directa de ayudas del Plan de Impulso al Medio Ambiente "PIMA Aire" para la adquisición de vehículos comerciales.***

Este real decreto, en vigor desde el 27 de octubre de 2013, tiene por objetivo modificar el Real Decreto 89/2013, con el fin de incluir en el objeto de las ayudas reguladas en el mismo, la adquisición de motocicletas y ciclomotores eléctricos e híbridos y bicicletas de pedaleo asistido por motor eléctrico, dando así cumplimiento al Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se crea el Plan «PIMA Aire 2», así como regular los requisitos para la obtención de las mismas. La cuantía de las ayudas para este nuevo tipo de vehículos será: Motocicletas eléctricas e híbridas, categorías L3e, L4e y L5e: 600 € - 500 € según se acredite o no el achatarramiento del vehículo; Ciclomotores eléctricos, categoría L1e, L2e: 350 €-300 € según se acredite o no el achatarramiento del vehículo; y Bicicletas de pedaleo asistido por motor eléctrico: 200 € por bicicleta.

- ***Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE)***

El Programa PIVE fue aprobado por Consejo de Ministros el 27 de septiembre de 2012 con una dotación presupuestaria inicial de 75 M€, con el objetivo promover la sustitución de vehículos, turismos y comerciales ligeros y favorecer la compra de vehículos eficientes con menores consumos de combustible. El Programa permiti-

tirá el achatarramiento de vehículos con más de diez años en el caso de turismos y de siete años de antigüedad en el caso de comerciales ligeros, y su sustitución con modelos de alta eficiencia, de menor consumo de combustible y emisiones de CO₂. El precio de los vehículos adquiridos, antes de IVA, no puede ser superior a los 25.000 €, excepto para los vehículos eléctricos, híbridos enchufables y de autonomía extendida, en cuyo caso el límite será de 30.000 €. Este límite se aplicará a los beneficiarios pertenecientes a **familias numerosas, que soliciten vehículos con más de cinco plazas, y las personas con discapacidad que adquieran vehículos adaptados.** El importe de la ayuda pública asciende a mil euros por vehículo (1.500 € para familias numerosas y vehículos adaptados). El fabricante, importador, concesionario o punto de venta debe contribuir con un descuento adicional de igual cuantía. Esta ayuda es compatible con otras vigentes siempre y cuando éstas provengan de fondos propios de las Comunidades Autónomas y de fondos europeos.

El Programa PIVE, gestionado por el IDAE, entró en vigor el 1 de octubre de 2012 a través de una primera convocatoria, establecida mediante Resolución de la Resolución de 28 de septiembre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía. El éxito inicial sumado a las previsiones del mercado, que recomiendan mantener este tipo de medidas, han conducido a la continuidad del Programa PIVE durante el año 2013 a través de tres convocatorias adicionales (Planes PIVE2, PIVE 3 y PIVE 4) con ligeras modificaciones en los criterios de concesión de ayudas.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

Plan	Presupuesto (M€)	Nº Vehículos a renovar	Referencia Normativa
PIVE 2	150	150.000	Resolución de 31 de enero de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE Nº 28) Resolución de 12 de abril de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE Nº 94)
PIVE 3	70	70.000	Real Decreto 575/2013, de 26 de julio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones del "Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE-3)" (BOE Nº 179)
PIVE 4	70	70.000	Real Decreto 830/2013, de 25 de octubre, por el que regula la concesión directa de subvenciones del "Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE-4)" (BOE Nº 259)

- **Real Decreto 294/2013, de 26 de abril, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos en 2013, en el marco de la Estrategia integral para el impulso del vehículo eléctrico en España 2010-2014.**

Constituye el objeto de este real decreto, en vigor desde el 28 de abril de 2013, la regulación de la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos eléctricos nuevos, entendiéndose como tales aquellos cuya energía de propulsión procede, total o parcialmente, de la electricidad de sus baterías, cargadas a través de la red eléctrica.

Las ayudas mencionadas revestirán la forma de subvenciones y se concederán a las adquisiciones de vehículos eléctricos nuevos u operaciones de financiación por leasing financiero y arrendamiento por renting o leasing operativo de estos vehículos a condición de que el contrato tenga una duración mínima de dos años, cuando dichas adquisiciones y operaciones se produzcan a partir del 1 de enero de 2013 y las solicitudes se registren en el sistema electrónico de gestión de la subvención desde la apertura del sistema hasta el 31 de octubre de 2013 en el caso de vehículos matriculados o 31 de agosto para vehículos pendientes de matricular, o hasta el ago-

tamiento de los fondos. Dependiendo del vehículo y de su autonomía en modo de funcionamiento exclusivamente eléctrico, se establecen las siguientes cuantías individuales de ayuda: 2.500 € para vehículos con autonomía entre 15 y 40 Km; 3.500 € para vehículos con autonomía entre 40 y 90 Km; y 5.500 € para aquellos vehículos con autonomía superior a 90 Km. La financiación de estas ayudas se realizará con cargo a las partidas presupuestarias previstas en el presupuesto de Gastos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo del 2013, siendo la cantidad máxima de las ayudas de 9,89 M€.

III. Ordenanzas de alumbrado:

Desde el año 2006 se viene registrando una continua incorporación de ordenanzas de alumbrado en numerosos municipios españoles, sumándose nueve adicionales desde el año 2013 hasta la actualidad. Cuatro de ellas se encuentran en tramitación. Gran parte de las nuevas ordenanzas se encuentran concentradas en la comunidad andaluza, distribuyéndose las restantes en el norte y centro de la península, concretamente en las comunidades de Galicia, Asturias, Aragón y Castilla y León. Teniendo en cuenta las directrices en medioambiente y eficiencia energética, derivadas, entre otras, de la



Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera, y de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, cabe esperar que las tramitaciones de este tipo de ordenanzas se mantenga al alza.

Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2011-2020

España está plenamente comprometida con los objetivos de eficiencia energética que se derivan de la nueva Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, conducentes a conseguir un objetivo de ahorro en términos de energía primaria del 20% en el año 2020 para el conjunto de la Unión Europea.

Conforme a lo exigido en la citada Directiva, España ha fijado unos objetivos que dan continuidad a las políticas y medidas en materia de eficiencia energética ya desarrolladas durante la última década en España, y que permitieron anticipar el cumplimiento del objetivo establecido para el año 2016 por la Directiva 2006/32/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos, al año 2010.

1. Políticas y medidas de eficiencia energética (2011-2012)

Las políticas y medidas de eficiencia energética, se detallaron ampliamente en el Plan de Acción

de Eficiencia Energética 2011-2020, elaborado para dar cumplimiento a lo exigido por la citada Directiva 2006/32/CE.

Este Plan realizaba una evaluación de los ahorros conseguidos como consecuencia de planificaciones anteriores hasta el año 2010, tomando como año base de referencia para los cálculos los años 2004 y 2007; el primero, por ser el año base de referencia para la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 y los Planes de Acción que se derivaron de ella (Plan de Acción 2005-2007 y Plan de Acción 2008-2012) y el segundo, por ser el año base de referencia comúnmente adoptado por todos los Estados miembros.

Considerando como año base de referencia el año 2007 y con un enfoque exclusivamente bottom-up, los ahorros de energía final en 2011 equivalen a 2.431,8 ktep (tabla 1), como consecuencia de la continuidad del Plan de Acción 2008-2012 durante el ejercicio 2011 y de la puesta en práctica de diferentes medidas de apoyo público, y de la contabilización de las actuaciones puestas en marcha con posterioridad a 2007 y cuyos ahorros se mantienen anualmente hasta 2011 por tratarse de medidas de largo plazo.

Durante el año 2011, se promovieron –con apoyo público– proyectos de ahorro y eficiencia energética en el sector industrial, auditorías energéticas, planes de movilidad urbana sostenibles, cursos de conducción eficiente, programas de renovación de vehículos por otros de mayor eficiencia energética –híbridos o eléctricos–, actuaciones de rehabilitación de la envolvente térmica de los edificios existentes, de mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas y de las instalaciones de iluminación de los edificios exis-

tentes y programas de renovación de las instalaciones de alumbrado público exterior existentes. Los ahorros de energía final en 2012 (tomando, de nuevo, como año base de referencia el año 2007) equivalen a 2.517,9 ktep.

Durante el año 2012, se pusieron en marcha diferentes programas, entre los que destaca –por el volumen del presupuesto público comprometido: 75 M€– el Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE), que tenía por objetivo la renovación de 75.000 vehículos por otros de mayor eficiencia energética.

El Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE) ha sido un programa de ayudas públicas destinado a promover el achatarramiento de vehículos turismos (M1) y comerciales de menos de 3,5 t (N1) con una antigüedad mínima de 12 y de 10 años, respectivamente.

De manera adicional a las motorizaciones de gasolina y de gasóleo, se ha incentivado también la adquisición de vehículos eléctricos, híbridos enchufables y eléctricos de autonomía extendida, así como los de motorización de GLP (autogás) o gas natural, siempre que sus emisiones de CO₂ no superaran los 160 g/km.

Además del Programa PIVE y también dentro del sector transporte, se han realizado actuaciones dentro de la Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico en España, de la que se daba cuenta en el Plan de Acción 2011-2020.

En el marco de esta estrategia, se han aprobado disposiciones normativas para regular la figura

del gestor de carga como consumidor capacitado para vender electricidad para la recarga de vehículos y para introducir una nueva tarifa de acceso ligada a ofertas de energía con discriminación horaria para incentivar la recarga nocturna (Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética).

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha destinado fondos a la concesión de ayudas directas para la adquisición de vehículos eléctricos durante 2011 y 2012 (Real Decreto 648/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos durante 2011, en el marco del Plan de acción 2010-2012 del Plan integral de impulso al vehículo eléctrico en España 2010-2014, y Real Decreto 417/2012, de 24 de febrero, por el que se modifica el Real Decreto anterior): la subvención puede alcanzar hasta un 25% del precio de venta del vehículo con un máximo de 6.000 euros para los usuarios particulares; para otros vehículos eléctricos como autobuses, autocares o furgonetas, el máximo puede alcanzar los 15.000/30.000 euros en función del tipo de vehículo y autonomía.

Como resultado de estos programas de ayudas, durante los años 2011 y 2012, se han subvencionado 4.339 vehículos eléctricos que, junto a los 1.110 que ya fueron adquiridos dentro del Proyecto Piloto MOVELE durante el periodo 2009-2010, alcanzan la cifra de 5.449 vehículos. De manera paralela, durante estos años, se han instalado en España 771 puntos públicos de recarga.

2. Trasposición de la Directiva 2012/27/UE

La Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, fue publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea el 14 de noviembre de 2012 y el plazo de trasposición al Ordenamiento Jurídico Español finalizó el pasado 5 de junio de 2014.

Durante el desarrollo de los trabajos de trasposición de la Directiva 2012/27/UE, España ha seguido trabajando en la promoción de la eficiencia energética, con especial énfasis en los sectores del transporte y la edificación, dando continuidad al Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE) y aprobando un Programa de Ayudas para la Rehabilitación Energética de Edificios Existentes del Sector Residencial (uso vivienda y hotelero) –Programa PAREER– dotado con 125 M€ y que tiene por objetivo promover actuaciones integrales que favorezcan la mejora de la eficiencia energética y el uso de energías renovables en el parque de edificios existentes del sector residencial, contribuyendo así al cumplimiento de los objetivos de la Directiva 2012/27/UE.

Por otro lado, también cabe destacar las ayudas del Plan de Impulso al Medio Ambiente PIMA Aire –38 M€– para la adquisición de vehículos comerciales, así como el Plan PIMA Sol –200 M€– para la rehabilitación energética de instalaciones hoteleras y los Proyectos Clima 2013 –10M€– para fomentar el ahorro energético mediante la adquisición de las reducciones verificadas de emisiones generadas en los sectores difusos.

Asimismo, cabe destacar una amplia campaña de comunicación nacional sobre el ahorro y la eficiencia energética.

Además, la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, en vigor desde enero de 2013, estableció con carácter permanente mecanismos de carácter impositivo encaminados a enviar a los consumidores finales de energía una señal de precio adecuada, de forma que se fomente su uso racional y eficiente, en línea con los principios básicos que rigen la política fiscal, energética y ambiental de la Unión Europea, y con el objetivo último de servir de estímulo para mejorar nuestros niveles de eficiencia energética.

No obstante, la Directiva 2012/27/UE exige un esfuerzo adicional importante a todos los Estados miembros, sin tener en consideración ni la situación macroeconómica ni los esfuerzos que ya se han hecho y se siguen haciendo.

En el caso de España, la aprobación de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012, en noviembre de 2003, supuso un punto de inflexión en las políticas de ahorro y eficiencia energética y en el nivel de ambición de los programas y medidas puestos en marcha, lo que se ha visto reflejado en la evolución de los índices de intensidad energética desde esa fecha.

Por tanto, el hecho de que esos esfuerzos previos no sean tenidos en cuenta en el texto de la Directiva 2012/27/UE penaliza a los países que han apostado por la eficiencia energética desde antes de la aprobación de la Directiva 2006/32/CE en

un doble sentido: por un lado, porque buena parte de esos ahorros no pueden ser contabilizados por haber anticipado el cumplimiento de nuestros compromisos para 2016 al año 2010 y, por otra, porque las medidas más eficaces y rentables ya han sido acometidas y el potencial de mejora de la eficiencia energética se concentra ahora en medidas de más difícil ejecución que no podrán generar ahorros a muy corto plazo y tienen períodos de retorno más largos, la mayor parte más allá de 2020, lo que incrementará el coste de las actuaciones a llevar a cabo y no computa los ahorros a largo plazo para el cumplimiento de los nuevos objetivos en 2020.

España sin embargo reitera su compromiso con las políticas y medidas de ahorro y eficiencia energética y, considerando que los objetivos de la Directiva son ambiciosos y difíciles de conseguir en un escenario económico adverso, hará uso de todos los instrumentos y posibilidades que la Directiva 2012/27/UE pone a disposición de los Estados miembros para cumplir con dichos objetivos.

De este modo, y de acuerdo con lo exigido en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, mediante el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, España ha establecido un sistema de obligaciones de eficiencia energética, que contribuirá a que se alcance un objetivo de ahorro de energía acumulado antes del 31 de diciembre de 2020 de 15.979 ktep, en cumplimiento con la citada Directiva.

Igualmente se impulsarán actuaciones de ahorro y eficiencia energética en los edificios con calefacción y/o sistema de refrigeración, de más de 500 m², que la Administración Central tenga en propiedad y ocupe, con objeto de adecuar, a los requerimientos energéticos del Código Técnico de Edificación, el 3% anual de la superficie total.

Asimismo, y de acuerdo con los plazos establecidos en la Directiva, se ha enviado a la Comisión Europea el Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020 que responde fielmente a los contenidos exigidos por la misma, exponiendo las medidas de mejora de la eficiencia energética que se están llevando a cabo en nuestro país y aquellas que se prevé ejecutar.

Por último, se encuentra en proceso de tramitación, un proyecto de real decreto por el que se transpone la citada Directiva, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos.

Energías renovables

- **Real Decreto-ley 4/2013, de 22 de febrero, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo.**

Mediante este real decreto-ley, en vigor desde el 24 de febrero de 2013, se establecen nuevos objetivos obligatorios mínimos de venta o consu-



mo de biocarburantes en 2013 y años sucesivos, a fin de minimizar el precio de los carburantes y de asegurar cierta estabilidad al sector de los biocarburantes. Así, los sujetos obligados deberán acreditar anualmente, la titularidad de una cantidad mínima de certificados de biocarburantes que permitan cumplir con los siguientes objetivos en contenido energético: 4,1% de biocarburantes; 4,1% de biocarburantes en diésel; y 3,9% de biocarburantes en gasolina.

En línea con lo anterior, se modifica el Real Decreto 1597/2011, estableciendo un periodo de carencia para la aplicación del periodo transitorio para la verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes, durante el cual no será exigible el cumplimiento de los requisitos de sostenibilidad para el cumplimiento de las obligaciones de venta o consumo de biocarburantes. Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se determinará la fecha en la que finalizará dicho periodo de carencia. Una vez finalizado, comenzará un periodo transitorio para la verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes que se prolongará hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para el desarrollo del sistema nacional de verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes.

- ***Circular 1/2013, de 9 de mayo, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se regula la gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.***

Esta Circular, en vigor desde el 14 de junio, tiene por objeto establecer las normas de organización y funcionamiento del mecanismo de certi-

ficación de biocarburantes y otros combustibles renovables vendidos o consumidos con fines de transporte y concretar determinados aspectos de carácter operativo del sistema nacional de verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes. Se establecen así los procedimientos, normas y reglas para la solicitud de la constitución de Cuentas de Certificación, para la solicitud de expedición de Certificados de biocarburantes y para las transferencias y traspasos de Certificados y se definen los procedimientos de gestión del Sistema de Anotaciones en Cuenta por parte de la Comisión Nacional de Energía. Los sujetos obligados deberán acreditar ante la Comisión Nacional de Energía la titularidad de una cantidad mínima de Certificados de biocarburantes, en diésel y en gasolina, que permitan cumplir con los objetivos establecidos en el Real Decreto-ley 4/2013, o cualquier otra norma que en el futuro lo sustituya. Para ello deberá haberse acreditado el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad, sin perjuicio de que ello no será exigible durante el periodo de carencia.

Ordenanzas solares:

Desde la publicación por parte del IDAE del modelo de Ordenanza Municipal sobre Captación Solar para usos térmicos en el año 2001, han sido numerosos los municipios que han incorporado ordenanzas dirigidas al aprovechamiento de energía solar, tanto térmica como fotovoltaica. Desde el año 2013 hasta la actualidad se contabilizan trece municipios en los que se han emprendido iniciativas relacionadas con este tipo de ordenanzas, encontrándose aprobadas la mayoría. En total, más



de la mitad se localizan en Andalucía, siguiéndole en orden de magnitud Canarias, con cerca de un cuarto de las ordenanzas, y a más distancia Cantabria, Madrid y Cataluña. Cabe esperar que nuevos municipios se sigan sumando a esta iniciativa,

dado el impacto favorable del Plan de Energías Renovables 2011-2020 sobre la energía solar, así como el impulso de la legislación relativa a la edificación y el uso de la energía solar térmica en la cobertura de las necesidades de las viviendas.

9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE



Durante el año 2013 ha continuado la recesión económica en España, produciéndose, en consecuencia, un descenso del consumo energético en relación con el año 2012, un 4% en energía final y algo más, un 6%, en energía primaria, habiendo tenido especial relevancia el cambio en la estructura de la generación eléctrica. En concreto, la producción eléctrica con carbón ha descendido notablemente, mientras que la aportación de las energías renovables a la generación de energía eléctrica se ha incrementado con respecto al año 2012, en particular la hidroeléctrica, eólica y solar.

Respecto a la actividad internacional en el ámbito del cambio climático, del 11 al 22 de noviembre de 2013 se ha celebrado la COP-19 en Varsovia (Polonia) y, a nivel europeo, se ha seguido trabajando en la elaboración de los instrumentos para poner en práctica el nuevo sistema de comercio de derechos de emisión, habiéndose adoptado, a nivel comunitario, la asignación definitiva de derechos de emisión para las instalaciones existentes de los Estados miembros para el período 2013-2020.

Al igual que en ediciones anteriores, en este apartado se reseñarán en primer lugar los hechos más relevantes acaecidos en el ámbito de la energía y medio ambiente en la esfera 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. Protocolo de Kioto. La COP-19 de Varsovia (Polonia) del 11 al 22 de noviembre de 2013

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 más relevantes de reducción de emisiones se pueden citar: la Unión Europea -8%, Estados Unidos -7%, Japón -6%, Rusia 0%, Australia +8%, etc.

Entre el 11 y 22 de Noviembre de 2013, se han celebrado en Varsovia (Polonia) las reuniones correspondientes a la 19ª Conferencia de las Partes (COP 19) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) y la 9ª Sesión de la Conferencia de las Partes, en calidad de reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (CMP 9), el trigésimo noveno periodo de sesiones de los Órganos Subsidiarios y la segunda sesión del Grupo AD HOC de la Plataforma de Durban.

Tras dos semanas de intensas negociaciones que obligaron a prorrogar un día la reunión, las Partes de la Convención han alcanzado un acuerdo que se resume en cinco grandes ejes:

- Permite avanzar en la implementación efectiva del sistema ya establecido de lucha contra el cambio climático.

- Sienta las bases del proceso de negociación del nuevo acuerdo climático global que deberá adoptarse en 2015, incluido el proceso para la presentación de compromisos de reducción de emisiones de todos los países.
- Establece un Mecanismo Internacional para hacer frente a las pérdidas y daños asociados al cambio climático, con el que dar respuesta a las necesidades de los países más vulnerables al mismo.
- Da un paso adelante importante en materia de mitigación en el sector forestal de países en desarrollo (REDD+), al acordar reglas metodológicas y aspectos financieros con los que avanzar en este sector clave
- Se aprueba un conjunto de decisiones en materia de financiación que incluyen las relativas al Fondo Verde para el Clima y al Programa de trabajo sobre financiación a largo plazo.

Estos grandes avances políticos, juntos con otros progresos también relevantes, han quedado articulados en un conjunto de más de treinta decisiones que consolidan la ambiciosa agenda lanzada en los últimos años y permiten dar forma a la negociación para los próximos años, con la vista puesta en la Cumbre de París de 2015. Además, los resultados de Varsovia ilustran claramente el compromiso de los países con la implementación efectiva y mejora de los elementos que ya dan forma a la lucha multilateral contra el cambio climático, como puede verse en aspectos clave como son los avances en REDD+, pero también en áreas como la de la adaptación, el sistema de

transparencia, o la mejora de los mecanismos de mercado.

9.2 UNIÓN EUROPEA

Régimen de comercio de derechos de emisión (*Emission Trading System, EU ETS*)

El Consejo de la Unión Europea aprobó el 6 de abril de 2009 un paquete de medidas legislativas sobre energía y cambio climático. Además de proponer para el año 2020 la reducción del consumo de energía hasta un 20% por debajo de los niveles previstos y de obtener en dicho año un 20% de su energía de fuentes renovables, la Unión Europea ha adoptado como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero 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.

El Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (EU ETS) es un elemento fundamental de la política de la Unión Europea para combatir el cambio climático y su herramienta clave para reducir las emisiones industriales de gases de efecto invernadero de manera rentable. Es el primer y mayor plan internacional para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, cubriendo unas 11.000 instalaciones en 30 países.

Mediante la Directiva 2009/29/CE de 23 de abril de 2009 (nueva Directiva ETS), que ha modificado la Directiva 2003/87/CE, se ha reforzado y revisa-



do el ETS, de forma que a partir de 2013, acabado el período de aplicación del anterior régimen de comercio de derechos de emisión, tendrá unas reglas más armonizadas a nivel comunitario, será más predecible para los operadores del mercado y gozará de mayor credibilidad internacional.

La implantación de la nueva Directiva ETS ha requerido el desarrollo por parte de la Comisión de un conjunto de medidas, previo acuerdo de los Estados miembros, mediante el procedimiento de comitología.

Algunas de estas medidas se han completado a lo largo del año 2013. Entre ellas cabe señalar las siguientes:

– Derechos de emisión y Asignación gratuita.

Durante el año 2013, el proceso de asignación gratuita de derechos de emisión a las instalaciones existentes se ha encontrado en fase de desarrollo y aplicación de la *Decisión de la Comisión, de 27 de abril de 2011*, por la que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

El 5 de septiembre de 2013, la Comisión adoptó la **Decisión sobre los Factores Estándares de Utilización de la Capacidad (SCUF)**, tal y como se establece en el Art. 18.2 de la Decisión 2011/278/UE. Estos factores son necesarios para permitir a las Autoridades de los Estados Miembros, calcular la cantidad de derechos gratuitos que han de ser

asignados a los Nuevos Entrantes para el periodo 2013-2020.

– Fuga de carbono.

Se entiende por fugas de carbono el traslado de las emisiones de carbono, con un balance neto positivo, desde la Unión Europea hacia terceros países que no han impuesto a su industria obligaciones comparables en materia de emisiones de carbono al régimen comunitario de comercio de derechos de emisión. Actualmente, para el período 2013-2020, existen tres tipologías de instalaciones según el grado de asignación gratuita que reciban. A los generadores de electricidad y las instalaciones de captura, transporte y almacenamiento geológico de carbono no se les otorgará asignación gratuita. **Las instalaciones de sectores y subsectores expuestos a fugas de carbono tendrán el 100% de asignación gratuita.** Finalmente, el resto de instalaciones tendrán un 80% de asignación gratuita en 2013. El porcentaje de gratuidad seguirá una senda lineal descendente hasta alcanzarse el 30% en 2020. No obstante lo dicho respecto a los generadores eléctricos, la cogeneración de alta eficiencia y la calefacción urbana recibirán asignación gratuita respecto de la producción de calor y refrigeración.

Todos los años puede añadirse un sector o subsector determinado a la lista de sectores y subsectores que se considera están expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono, siempre y cuando se haya demostrado, en un informe analítico, que dicho sector o subsector cumple los criterios establecidos en los apartados 14 a 17 del artículo

10 bis de la Directiva 2003/87/CE, tras un cambio con impacto sustancial en las actividades del sector o subsector en cuestión.

En consecuencia y en base a la *Decisión de la Comisión de 18 de diciembre de 2013 por la que se modifican las Decisiones 2010/2/UE y 2011/278/UE, en relación con los sectores y subsectores que se consideran expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono*, y tras la evaluación pertinente, se han incluido en la lista de sectores o subsectores que se consideran expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono los siguientes:

- Subsectores «Harina, sémola, pasta y copos de patata», «Patatas congeladas, conservadas sin usar vinagre ni ácido acético» y «Suero en polvo, granulado u otras formas sólidas»
- Subsector «Árboles de transmisión y manivelas (forja libre de acero)»
- Sectores «Fabricación de yeso» y «Fabricación de elementos de yeso para la construcción» (códigos NACE 2653 y 2662, respectivamente)

Durante el año 2013 la Comisión ha empezado a estudiar y debatir qué sectores van a estar en el periodo 2015-2019 expuestos a riesgo por fuga de carbono.

– Subastas

El Reglamento (UE) Nº 1031/2010 de la Comisión, de 12 de noviembre de 2010, regula todos los aspectos relativos a las subastas de derechos de

emisión. En octubre de 2012 se iniciaron las subastas de derechos de emisión del tercer periodo de comercio de derechos de emisión, 2013-2020. Desde entonces, las subastas de la plataforma común, en la que participa España, se vienen celebrando con normalidad cada lunes, martes y jueves.

Según datos de 2012 de la Comisión Europea, el excedente de derechos de emisión en la Unión Europea asciende casi a 1.000 millones de derechos en 2011, con previsión de 2.000 millones de derechos de excedente para 2013, cantidad que superaría las emisiones de todas las instalaciones incluidas en el régimen de comercio de derechos de emisión.

En tales circunstancias, fruto de la situación económica actual y pasada, el equilibrio del mercado de derechos de emisión llevaría a una bajada de los precios de los mismos a valores notablemente inferiores a los previstos en principio, al diseñar el régimen de comercio de derechos de emisión para el período 2013-2020.

Para evitar esta circunstancia y tratar de conseguir que el precio de mercado de derechos de emisión no caiga a precios bajos, que llevaría a un relajamiento en la reducción de las emisiones de CO₂ para conseguir el objetivo de una economía baja en carbono, la Comisión Europea realizó en noviembre de 2012 una propuesta, a corto plazo, consistente en modificar el calendario de las subastas de derechos de emisión, retrasando (backloading) la subasta de 900 millones de derechos prevista en los años 2013-2015 (300 millones promedio anual sobre los 1.000 millones anuales



previstos subastar en el período 2013-2020) a los años 2019-2020.

El pleno de la Eurocámara celebrado el 3 de julio de 2013 aprobó por 344 votos a favor, 311 en contra y 46 abstenciones, la propuesta del backloading con el objeto de estabilizar el mercado de emisiones de la UE, por ser el principal instrumento comunitario en la lucha contra el cambio climático, y de ese modo evitar que siga cayendo el precio de los derechos de CO₂.

Posteriormente, en el Consejo de Ministros de Agricultura y Pesca celebrado el 16 de diciembre de 2013, se aprobó finalmente sin debate la propuesta del backloading después de que el Parlamento Europeo diera el consentimiento la semana anterior.

La propuesta se aprobó con la condición de que el aplazamiento podría adoptarse una sola vez hasta 2020 además de la realización de una evaluación de impacto que confirmara que no hay riesgo de que determinados sectores trasladaran sus fábricas fuera de la Unión Europea por la previsible subida de precios.

Tras la aprobación de la propuesta la Comisión está trabajando en la nueva propuesta de un Mecanismo de Estabilidad del Mercado de CO₂.

Según el Reglamento (UE) nº 1143/2013 de la Comisión, de 13 de noviembre de 2013, que modifica el Reglamento (UE) nº 1031/2010, sobre el calendario, la gestión y otros aspectos de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero con arreglo a la Directiva 2003/87/CE del Parlamen-

to Europeo y del Consejo, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad, en particular para registrar una plataforma de subastas designada por Alemania, a la vista de la experiencia adquirida, se modifican las disposiciones del Reglamento (UE) nº 1031/2010 sobre los procedimientos de contratación para la designación de las plataformas de subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y de la entidad supervisora de las subastas, así como para la celebración de las subastas.

– Proyectos de captura y almacenamiento de carbono (CAC) y de energías renovables innovadoras en el marco de la Directiva 2003/87/CE

La Directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen comunitario para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, modificada por la Directiva 2009/29/CE para perfeccionar y ampliar el régimen EU ETS, estipula en su artículo 10 bis (8) que "hasta el 31 de Diciembre de 2015 estarán disponibles hasta 300 millones de derechos de emisión en la reserva de nuevos entrantes 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, en condiciones de seguridad para el medio ambiente, así como para proyectos de tecnologías innovadoras de energía renovable en el territorio de la Unión".

Mediante la Decisión de la Comisión 2010/670, publicada en noviembre de 2010, se establecieron las



normas y criterios de selección de estos proyectos (Iniciativa NER 300), así como la monetarización de los derechos de emisión mencionados en la Directiva. La selección de proyectos se llevará a cabo mediante dos rondas de convocatorias organizadas por la Comisión y dirigidas a los Estados miembros, que cubrirán el equivalente a 200 millones de derechos de emisión para la primera ronda, y **el equivalente a 100 millones de derechos de emisión y los derechos de emisión remanentes de la primera ronda**, para la **segunda ronda**.

Los Estados miembros, dentro de los proyectos presentados en cada convocatoria, que se publicará en el Diario Oficial de la Unión Europea, evaluarán si un determinado proyecto cumple con los criterios de subvencionabilidad establecidos en la citada Decisión. En tal caso y si el Estado miembro apoya el proyecto, dicho Estado miembro presentará la propuesta al Banco Europeo de Inversiones (BEI) e informará a la Comisión al respecto.

Tras la primera convocatoria, el 3 de abril de 2013, la Comisión Europea lanzó la **segunda convocatoria** sobre proyectos de la Iniciativa NER 300 para la financiación de proyectos innovadores en materia de Energías Renovables y Captura y Almacenamiento Geológico de CO₂. Con vistas a la **preselección** de proyectos a nivel nacional, la Secretaría de Estado de Medio Ambiente aprobó la resolución con fecha 8 de abril de 2013.

Con fecha 5 de julio de 2013 la Comisión publicó el número total de proyectos propuestos que cada Estado miembro envió al Banco Europeo de Inversiones con fecha 3 de julio de 2013. El Gobierno de España propuso tres proyectos.

La información sobre el proceso de selección puede seguirse en la dirección: <http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300/index.en.htm>

– Seguimiento y Notificación

El seguimiento y verificación de las emisiones constituye un elemento clave en el diseño de todo régimen de comercio de derechos de emisión. Mediante este mecanismo se determina cuáles han sido las emisiones de cada una de las instalaciones y operadores aéreos afectados y, por tanto, qué cantidad de derechos de emisión anuales deben entregar. Sin un sistema riguroso de seguimiento y verificación de las emisiones, es imposible garantizar que no se producen emisiones al margen de la obligación de entrega. Esto último pondría en peligro el objetivo medioambiental y podría suponer un tratamiento discriminatorio entre los afectados.

Los Reglamentos sobre el seguimiento y notificación de emisiones y de verificación y acreditación, fueron publicados en el Diario Oficial de la Unión Europea el 12 de julio de 2012 y son aplicables a partir del 1 de enero de 2013:

- *Reglamento (UE) N° 601/2012 de la Comisión, de 21 de junio de 2012*, sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero
- *Reglamento (UE) N° 600/2012 de la Comisión, de 21 de junio de 2012*, relativo a la verificación de los informes de emisiones de gases de efecto invernadero y de los informes de datos sobre



toneladas-kilómetro y a la acreditación de los verificadores

La Comisión Europea ha desarrollado una serie de documentos de orientaciones y formularios para apoyar a los Estados miembros en la aplicación armonizada de los citados Reglamentos de Seguimiento y Notificación y Acreditación y Verificación.

Con todo ello, el primer ejercicio de verificación de la tercera fase se ha realizado a principios de 2014.

Para realizar sus funciones, todos los verificadores acreditados obtuvieron la acreditación **ISO 14065**. Posteriormente tuvieron que obtener un certificado de acreditación para la verificación de informes de emisiones de GEI del periodo 2013-2020 de conformidad con el Reglamento (UE) 600/2012.

– Registro de la Unión

En la Unión Europea, los registros de derechos de emisión de gases de efecto invernadero se establecen con una doble función: garantizar la contabilidad en el marco del Protocolo de Kioto y asegurar el correcto funcionamiento del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión (EU ETS). A día de hoy los registros nacionales de la UE se encuentran integrados en una plataforma común: El Registro de la Unión Europea.

A pesar de esta consolidación, las cuentas alojadas en el Registro de la Unión siguen siendo

gestionadas por cada Estado miembro de forma independiente a través de su Administrador Nacional. El Administrador Nacional del área española del Registro de la Unión es la Oficina Española de Cambio Climático (OECC).

Por lo que respecta a la implantación del registro único de la Unión Europea, el *Reglamento (UE) nº 1193/2011 de la Comisión*, de 18 de noviembre de 2011, establece el Registro de la Unión para el período de comercio que comienza el 1 de enero de 2013, y para los períodos de comercio posteriores, del régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea.

Mediante el *Reglamento (UE) 389/2013 de la Comisión*, de 2 de mayo, por el que se establece el Registro de la Unión de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Decisiones nº 280/2004/CE y nº 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, y por el que se derogan los Reglamentos(UE) nº 920/2010 y nº 1193/2011 de la Comisión, la Unión ha decidido aplazar la aplicación de los requisitos surgidos con anterioridad al 30º período de sesiones de la Asamblea de la Organización de Aviación Civil Internacional respecto a los vuelos con origen o destino en aeropuertos situados en países de fuera de la Unión Europea que no sean miembros de la Asociación Europea de Libre Comercio, en dependencias y territorios de los Estados que participan en el Espacio Económico Europeo o en países que hayan firmado un Tratado de Adhesión con la Unión Europea.

En conclusión, no han de tomarse medidas contra los operadores de aeronaves en relación con



los requisitos de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, a efectos de la notificación de las emisiones verificadas respecto de los años civiles 2010, 2011 y 2012, y la correspondiente entrega de derechos de emisión para 2012 relativos a los vuelos con origen o destino en tales aeropuertos. Los operadores de aeronaves que deseen seguir cumpliendo dichos requisitos se les facilitará el poder para seguir haciéndolo.

9.3 ÁMBITO NACIONAL

– Asignación gratuita derechos de emisión en el periodo 2013-2020

La Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, tras su modificación por la Ley 13/2010, de 5 de julio, establece en su artículo 17 que la metodología de asignación gratuita transitoria será determinada por las normas armonizadas que se adopten a nivel comunitario.

La Decisión de la Comisión 2011/278/UE, de 27 de abril de 2011, por la que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo fue publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea del día 17 de mayo de 2011.

En este contexto, el 28 de diciembre de 2012 fue adoptado el Real Decreto 1722/2012 que precisa aspectos relacionados con la aplicación en España del Capítulo IV de la Decisión 2011/278/UE, de la Comisión, de 27 de abril de 2011, por la que se de-

terminan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

Con fecha 15 de noviembre de 2013, el Consejo de Ministros adoptó, a propuesta de los Ministerios de Economía y Competitividad, de Industria, Energía y Turismo, y de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, la asignación final gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero a las instalaciones sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión para el periodo 2013-2020.

La Resolución de 28 de febrero de 2014 del Secretario de Estado de Medio Ambiente aprueba los ajustes en las asignaciones de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para el periodo 2013-2020, a las instalaciones que han registrado una reducción significativa de capacidad, o han cesado parcialmente sus actividades, antes del 1 de enero de 2013.

Con fecha 25 de abril de 2014, el Consejo de Ministros adoptó, a propuesta de los Ministerios de Economía y Competitividad, de Industria, Energía y Turismo, y de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, la asignación individual de derechos de emisión al primer conjunto de instalaciones que solicitan asignación como nuevos entrantes del período 2013-2020 y se encuentran incluidas en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.



– Proyectos CLIMA

La *Ley 2/2011*, de 4 de marzo, de Economía Sostenible crea, en su artículo 91, el Fondo de Carbono para una Economía Sostenible (FES-CO₂).

Este nuevo instrumento de financiación climática, se concibe con el objetivo de reorientar la actividad económica hacia modelos bajos en carbono, al mismo tiempo que se contribuye al cumplimiento de los objetivos internacionales asumidos por España en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El *Real Decreto 1494/2011*, de 24 de octubre, por el que se regula el Fondo de Carbono para una Economía Sostenible, define sus principios de actuación.

En 2013, el FES-CO₂ ha lanzado su segunda convocatoria de **Proyectos Clima** para seleccionar proyectos en los conocidos como “sectores difusos”. De esta manera se pretende dar apoyo y fomentar actividades bajas en carbono mediante la adquisición de las reducciones verificadas de emisiones generadas.

La Convocatoria 2013 de **Proyectos Clima** se efectuó el 15 de febrero de 2013 mediante la apertura del plazo para la presentación de propuestas de proyectos cuya entrada en funcionamiento no sea posterior a 2014. En otro caso, las propuestas deberán presentarse a siguientes convocatorias.

En la Convocatoria 2013, el FES-CO₂ pretende dar cabida al desarrollo de **iniciativas de carácter programático** que engloben varios proyectos dentro de un mismo paraguas o programa.

– Planes de impulso al Medio Ambiente: PIMA Sol, PIMA Aire, PIMA Tierra

El Consejo de Ministros aprobó el 2 de agosto de 2013 el Real Decreto 635/2013 por el que se desarrolla el Plan de Impulso al Medio Ambiente **PIMA Sol**, lanzado conjuntamente entre el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Esta iniciativa se suma al Plan de Impulso al Medio Ambiente **PIMA Aire**, aprobado en Consejo de Ministros en febrero de 2014. Con estos dos Planes, el MAGRAMA apuesta por un nuevo modelo de lucha contra el cambio climático y refuerza su objetivo de avanzar en la protección del medio ambiente e impulsar la actividad económica y el empleo.

El Consejo de Ministros aprobó, el 7 de marzo de 2014, el Real Decreto 147/2014 por el que se regula la concesión directa de ayudas del Plan de Impulso al Medio Ambiente para la renovación de tractores agrícolas, Plan de Impulso al Medio Ambiente **PIMA Tierra**, a propuesta del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, que se enmarca en la estrategia del Gobierno de apoyo a los colectivos de autónomos y PYMES dedicados al trabajo agrario, generadores de empleo y crecimiento económico en el país, pues son los principales demandantes de este tipo de tractores y principales beneficiarios de estas ayudas.

– *Ley 5/2013*, de 11 de junio, por la que se modifican la *Ley 16/2002*, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación y la *Ley 22/2011*, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.

La Ley 16/2002, de prevención y control integrados de la contaminación, que trasladó a la legislación española la Directiva 96/61/CE (Directiva IPPC), cuyo objetivo consiste en evitar la contaminación desde el origen antes de que sea necesaria la minimización de sus efectos o la restauración de los recursos afectados, ha sido modificada en diversas ocasiones.

En el ámbito de la Unión Europea, tras la promulgación de la Directiva IPPC, surgió la necesidad de revisar la legislación sobre emisiones industriales, con el fin de simplificar y esclarecer las disposiciones existentes, reducir cargas administrativas innecesarias e incorporar nuevos objetivos para la protección de la salud y el medio ambiente, según se estableció en el Sexto programa de Acción Comunitaria en Materia de Medio Ambiente, cuya consecución se consideró que no podría alcanzarse sin nuevas reducciones de las emisiones derivadas de las actividades industriales.

Por este motivo, la Unión Europea adoptó la Directiva 2010/75/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre, de emisiones industriales, la cual ha introducido diversas modificaciones en la legislación de prevención y control integrados de la contaminación, así como en el resto de la legislación europea relativa a las actividades industriales. La Directiva 2010/75/UE refunde, en aras de una mejor claridad, varias directivas: la Directiva 78/176/CEE, la Directiva 82/883/CEE y la Directiva 92/112/CEE, relativas a los residuos procedentes de la industria del dióxido de titanio; la Directiva 1999/13/CE relativa a la limitación de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles debidas al uso de disolven-

tes orgánicos en determinadas actividades e instalaciones; la Directiva 2000/76/CE relativa a la incineración de residuos; la Directiva 2001/80/CE sobre la limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las grandes instalaciones de combustión y, por último, la Directiva 2008/1/CE, relativa a la prevención y control integrados de la contaminación.

La Directiva 2010/75/UE, además de establecer disposiciones específicas para grandes instalaciones de combustión (Capítulo III), para las instalaciones de incineración y co-incineración de residuos (Capítulo IV), para las instalaciones y actividades que utilicen disolventes orgánicos (Capítulo V) y para las instalaciones que producen dióxido de titanio (Capítulo VI), establece las disposiciones y requisitos generales para las instalaciones a las que les es aplicable la directiva, que se encuentran enumeradas en el anexo I de la misma.

Como novedades más importantes que incorpora la Directiva 2010/75/UE, cabe destacar las siguientes:

- Modifica ligeramente el ámbito de aplicación del anexo I para cubrir tipos de instalaciones adicionales y lo concreta y amplía más en relación con determinados sectores, entre ellos, el tratamiento de residuos.
- Establece normas relativas a la protección del suelo y las aguas subterráneas, con el objetivo de aumentar la consistencia y coherencia de las prácticas actuales de otorgamiento de los permisos de las instalaciones (Autorizaciones Ambientales Integradas en el caso de España).

- Simplifica los trámites administrativos.
- Concreta más el concepto de mejores técnicas disponibles (MTD), así como el papel de los documentos BREF, señalándolas como referencia para el establecimiento de los valores límite de emisión (VLE) de los permisos de las instalaciones.
- Exige que las decisiones que permitan que los permisos de las instalaciones establezcan condiciones que estén fuera del ámbito de aplicación de las MTD deben estar debidamente justificadas e incluso documentadas.
- Hace más estrictos los actuales VLE europeos, que serán mínimos para algunos sectores, como en el caso de las grandes instalaciones de combustión, para las cuales los adapta a las MTD.
- Introduce requisitos mínimos relativos a la inspección y revisión de las condiciones de los permisos y los informes de cumplimiento.
- Promueve el principio de transparencia informativa.
- Proporciona incentivos para la innovación tecnológica y apoya la creación de mercados de vanguardia.

Mediante la Ley 5/2013 se ha trasladado a la legislación española las disposiciones de carácter general de la Directiva 2010/75/UE, cuyas modificaciones más relevantes se han reseñado anteriormente, modificando la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la

contaminación, en la que se exige a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la misma que dispongan de una Autorización Ambiental Integrada (AAI), en la que se determinen todos los condicionantes ambientales que debe cumplir por la actividad de que se trate y donde se fijen los VLE de los contaminantes al aire, al agua, al suelo y condicionantes ambientales referidos a los residuos y cualquier otra condición necesaria para garantizar la adecuada protección ambiental.

Por lo que respecta a la simplificación de las cargas administrativas, merece la pena señalar que la Ley 5/2013 reduce el plazo del procedimiento del otorgamiento de la AAI de diez (10) a nueve (9) meses y, asimismo, suprime la necesidad de aportar documentos en los procedimientos de revisión y actualización de las AAI, cuando ya hubiesen sido aportados con motivo de la solicitud de la AAI original. Otra medida de simplificación administrativa que contempla la ley es la supresión del deber de renovación de la AAI, no siendo precisa la solicitud del titular de la instalación ante el órgano competente de la Comunidad Autónoma, que debía realizar con una antelación mínima de diez (10) meses antes de la fecha de caducidad de la AAI, siendo ahora dicho órgano, mediante un procedimiento simplificado, quien garantiza la adecuación de la AAI, revisándose las mismas dentro de los cuatro (4) años siguientes a la publicación de las conclusiones relativas a las MTD.

A los efectos de garantizar la trasposición adecuada de la Directiva 2010/75/UE, la Ley 5/2013 establece, de forma transitoria, un procedimiento de actualización de las AAI ya otorgadas, en virtud del cual, el órgano ambiental competente comprobará de oficio, mediante un procedimiento simplifi-

cado, la adecuación de la AAI a las prescripciones de la nueva directiva. Se ha establecido como fecha límite para la actualización de las AAI el 7 de enero de 2014. Tras el proceso de actualización de las AAI ya otorgadas, éstas se revisarán siguiendo las nuevas pautas de revisión que la ley incorpora.

Por lo que respecta a los titulares de las instalaciones, las modificaciones más relevantes se refieren a la exigencia a los mismos de estar al corriente de las conclusiones sobre las MTD definidas o consideradas para cada sector, así como remitir la información precisa para incluir en el Registro PRTR-España para que, conjuntamente con otros mecanismos, se pueda dar cumplimiento a los requisitos de transparencia informativa hacia el público y otras partes interesadas.

– **Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.**

La Directiva 2010/75/UE, del Parlamento y del Consejo Europeo, de 24 de noviembre, sobre las emisiones industriales, revisa, como se ha señalado en la reseña a la Ley 5/2013, la legislación ambiental comunitaria sobre las instalaciones industriales, a fin de simplificar y esclarecer las disposiciones existentes, refundiendo un grupo de directivas.

Mediante la Ley 5/2013, que modifica la Ley 16/2002, se ha trasladado a la legislación española las disposiciones de carácter general y básico de

la Directiva 2010/75/UE, mientras que los preceptos de marcado carácter técnico y de desarrollo del anejo 1 de la Ley 16/2002 se efectúan mediante el Reglamento de emisiones industriales que se aprueba por este RD 815/2013.

El Reglamento de emisiones industriales consta de seis (6) capítulos y cinco (5) anejos. Los tres primeros capítulos se refieren a temas generales y comunes: el capítulo I versa sobre disposiciones generales. El capítulo II contempla los procedimientos de la autorización ambiental integrada y su revisión, de la modificación sustancial y de la evaluación de impacto ambiental y otros medios de intervención administrativa de competencia estatal. El capítulo III se refiere a los sistemas de inspección y control ambiental.

Por su parte, los tres últimos capítulos se refieren a disposiciones específicas para determinados tipos de instalaciones: el capítulo IV para las instalaciones de incineración y co-incineración de residuos, el capítulo V para las grandes instalaciones de combustión y el capítulo VI para las instalaciones de producción de dióxido de titanio.

Por lo que se refiere a los anejos, el anejo 1 desarrolla el tipo de industrias e instalaciones industriales con mayor grado de detalle que el anejo 1 de la Ley 16/2002, ya que se han tenido en cuenta, entre otros criterios, los Documentos de Referencia de las Mejores Técnicas Disponibles (Documentos BREF's) elaborados por el European IPPC Bureau (EIPPCB). Los anejos 2, 3 y 4 establecen, respectivamente, las disposiciones técnicas, básicamente los valores límite de emisión (VLE), que deben tenerse en cuenta para las instalaciones de incinera-



ción y coincineración de residuos, las grandes instalaciones de combustión y las instalaciones que producen dióxido de titanio.

El anejo 5 recoge la modificación del anexo I del Real Decreto 508/2007, de 20 de abril, por el que se regula el suministro de información sobre emisiones del Reglamento E-PRTR y de las autorizaciones ambientales integradas.

El capítulo V, de disposiciones especiales para las grandes instalaciones de combustión, es el de mayor relevancia para las instalaciones del sector energético. Los temas específicos para este tipo de instalaciones vienen recogidos en el capítulo III de la Directiva 2010/75/UE, que viene a regular de forma más estricta lo establecido en la Directiva 2001/80/CE, que fue trasladada a la legislación española mediante el RD 430/2004 y por el RD 687/2011, que siguen vigentes hasta la entrada en aplicación del citado capítulo V.

Como novedad, en el ámbito de aplicación, que concierne a las instalaciones de combustión de una potencia térmica nominal igual o superior a 50 MW, se incluyen las turbinas y los motores de gas, excluyéndose únicamente las (os) utilizadas (os) en plataformas marinas.

En las normas de adición, la combinación de dos o más instalaciones de combustión separadas que expulsen los gases por una misma chimenea común se considerará como una única instalación de combustión y sus capacidades, aunque individualmente sean inferiores a 50 MW térmicos, se sumarán a efectos de calcular la potencia térmica nominal total. En el caso de instalaciones ante-

rioros al 1 de julio de 1987, las antiguamente denominadas "instalaciones existentes", a juicio del órgano competente para otorgar la autorización ambiental integrada, teniendo en cuenta factores técnicos y económicos, podrán considerarse como una única instalación de combustión a aquellas instalaciones que, sin expulsar sus gases por una misma chimenea física, lo pudieran hacer. Tanto en un caso como en otro, no se considerarán en el cálculo de la potencia total las instalaciones con una potencia térmica nominal inferior a 15 MW.

Por lo que respecta al cumplimiento de los valores límite de emisión, las nuevas instalaciones de combustión que se autoricen después del 7 de enero de 2013 o que, autorizadas antes de esta fecha, se pongan en funcionamiento a partir del 7 de enero de 2014, les aplicarán, a partir de la entrada en vigor del reglamento, los valores límite de emisión (VLE) de la parte 2 del anejo 3 del Reglamento de emisiones industriales, que son más estrictos de los actualmente vigentes según el RD 430/2004.

Para el resto de instalaciones de combustión, es decir las que se hayan autorizado con anterioridad al 7 de enero de 2013 y que se hayan puesto en funcionamiento a más tardar el 7 de enero de 2014, se les aplicarán los VLE establecidos en la parte 1 del anejo 3 del Reglamento de emisiones industriales (similares a los de la parte B de los anexos III a VII del RD 430/2004) a partir del 1 de enero de 2016, estando vigente el RD 430/2004 hasta dicha fecha.

Los valores límite de emisión de las partes 1 y 2 del anejo 3 del Reglamento de emisiones indus-

triales no son de aplicación a las instalaciones de combustión que sean motores diesel o calderas de recuperación de instalaciones destinadas a la producción de pulpa.

El capítulo V del Reglamento de emisiones industriales, en lo referente al cumplimiento de forma general de los valores límite de emisión de las grandes instalaciones de combustión, contempla una serie de excepciones, que se citan a continuación con sus peculiaridades, aplicables a partir del 1 de enero de 2016, las cuales, no obstante, deben cumplir, como cualquier instalación industrial, con los VLE establecidos en la autorización ambiental integrada de la instalación, aplicable el 31 de diciembre de 2015:

- Plan Nacional Transitorio. Para las instalaciones de combustión, que oficialmente lo soliciten, cuya autorización sea anterior al 27 de noviembre de 2002, siempre que la instalación no se haya puesto en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003, se establece un Plan Nacional Transitorio (PNT), aplicable desde el 1 de enero de 2016 hasta el 30 de junio de 2020, para cada uno de los tres contaminantes: SO₂, NO_x y partículas, que se solicite.

Las instalaciones que se acojan al PNT no están obligadas a cumplir con los VLE aplicables del anejo 3 y, cuando proceda, de los índices de desulfuración correspondientes. Pero, a cambio, deben cumplir, globalmente para el conjunto de instalaciones, con unos topes anuales de emisión (toneladas/año), topes que se van reduciendo desde 2016 hasta 2020.

España ha presentado el PNT inicial a la Comisión Europea, que debe aprobarlo según se establece en la Directiva 2010/75/UE, en diciembre de 2012. La Comisión no lo ha aprobado, estableciendo una serie de observaciones al respecto. Una vez introducidas las modificaciones correspondientes se ha presentado el PNT a la Comisión para su aprobación definitiva, esperándose que se produzca antes de finalizar el año 2014.

- Exención por vida útil limitada. Para las instalaciones cuyos titulares se comprometan, mediante una declaración escrita presentada ante el órgano competente, a no hacer funcionar la instalación más de 17.500 horas operativas (excluidos los períodos de arranque y parada) en el período comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2023, podrán quedar exentas del cumplimiento de los VLE aplicables del anejo 3 y, cuando proceda, de los índices de desulfuración correspondientes.

Los titulares de las instalaciones de combustión que se hayan acogido a la exención por vida útil, podrán, no obstante, retirar la declaración inicial de acogimiento renunciando a la aplicación de la misma hasta el 1 de enero de 2015.

- Pequeñas redes aisladas. Las instalaciones de combustión que el 6 de enero de 2011 formen parte de una pequeña red eléctrica aislada (una red que tuviera en 1996 un consumo inferior a 3.000 GWh y que obtenga una cantidad inferior al 5% de su consumo anual mediante interconexión con otras redes) hasta el 31 de



diciembre de 2019 podrán quedar exentas del cumplimiento de los VLE aplicables del anejo 3 y, cuando proceda, de los índices de desulfuración correspondientes. Deberán mantenerse, como en los casos anteriores, los VLE establecidos en la autorización ambiental integrada de la instalación, aplicable el 31 de diciembre de 2015.

- Instalaciones de calefacción urbana. Hasta el 31 de diciembre de 2022, las instalaciones que cumplan con unos determinados requisitos pueden quedar exentas, como en los casos citados anteriormente, del cumplimiento de los VLE aplicables del anejo 3 y, cuando proceda, de los índices de desulfuración correspondientes.

El capítulo V del Reglamento de emisiones industriales contine disposiciones en relación con el almacenamiento geológico de CO₂, para las instalaciones de combustión con una potencia eléctrica nominal igual o superior a 300 MW que soliciten autorización después de la entrada en vigor del Reglamento de emisiones industriales y, asimismo, para aquellas a las que se les haya concedido autorización con posterioridad al 25 de junio de 2009, deben evaluar si disponen de emplazamientos adecuados de almacenamiento de CO₂, que las instalaciones de transporte desde la planta al emplazamiento del almacenamiento son técnica y económicamente viable y que es, asimismo, técnica y económicamente viable una adaptación posterior para la captura de CO₂ en la instalación, debiendo reservar, si se cumplen las condiciones anteriores, espacio suficiente para poder ubicar los equipos de captura y compresión de CO₂.

El capítulo V del Reglamento de emisiones industriales y el anejo 3 del mismo contemplan disposiciones en relación con la medición, control y evaluación de las emisiones a la atmósfera de las grandes instalaciones de combustión, así como las relativas a la evaluación del cumplimiento de los valores límite de emisión e índices de desulfuración aplicables.

Como se ha señalado anteriormente, el capítulo V del Reglamento de emisiones industriales se aplica para las nuevas instalaciones a partir de la entrada en vigor del mismo. Para el resto de instalaciones de combustión, es decir las que se hayan autorizado con anterioridad al 7 de enero de 2013 y que se hayan puesto en funcionamiento a más tardar el 7 de enero de 2014, se aplicará a partir del 1 de enero de 2016, estando en vigor el RD 430/2004 hasta dicha fecha.

- **Orden IET/2458/2013, de 26 de diciembre, por la que se amplía el plazo previsto en el apartado 1 de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 1088/2010, de 3 de septiembre, en relación con la obligación relativa a la disponibilidad de gasolina de protección.**

La disposición transitoria segunda del RD 1088/2010 por el que se modifica el RD 61/2006, en lo relativo a las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, utilización de biocarburantes y contenido de azufre de los combustibles para usos marítimo, establece que hasta el 31 de diciembre de 2013, deberán estar disponibles en el mercado nacional gasolinas con un contenido máximo de oxígeno de 2,7 por ciento en masa y contenido máximo de etanol del 5 por ciento en

volumen, habilitando al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (actualmente Ministerio de Industria, Energía y Turismo) a modificar el contenido de la misma.

Dado que el parque nacional de vehículos no se ha actualizado de la forma prevista y mantiene un elevado porcentaje de envejecimiento, éstos precisan gasolina de protección que, unido a las limitaciones logísticas de suministro que dificultan el manejo de más de dos calidades de gasolinas, se ha considerado necesario modificar la citada disposición transitoria segunda mediante esta Orden IET/2458/2013, prolongando hasta el 31 de diciembre de 2016 la obligación de suministrar gasolina de protección en el producto con menor índice de octano en todas las instalaciones de suministro de dicho producto a vehículos.

- **Resolución de 24 de enero de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica la lista definitiva de las plantas o unidades de producción de biodiesel con cantidad asignada para el cómputo de los objetivos obligatorios de biocarburantes.**

La Orden IET/822/2012, de 20 de abril, por la que se regula la asignación de cantidades de producción de biodiésel para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes, modificada por la Orden IET/2736/2012, estableció las bases del procedimiento de asignación de dichas cantidades hasta un máximo de 5,5 millones de toneladas anuales, por un período

de dos años prorrogables por otros dos años adicionales.

Mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 5 de febrero de 2013, se convocó el procedimiento de asignación de las citadas cantidades de biodiésel y por medio de la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 31 de julio de 2013, se publicaron los listados provisionales de las plantas o unidades de producción, según las solicitudes válidas presentadas, con cantidad de producción de biodiésel asignada para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes, habilitándose un período de alegaciones, posteriormente prorrogado.

Una vez valorados las distintas alegaciones presentadas, mediante la presente Resolución, de 24 de febrero de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía se aprueba la lista definitiva de las plantas o unidades de producción de biodiésel con cantidad asignada para el cómputo de los objetivos obligatorios de biocarburantes, con expresión de la cantidad asignada para cada anualidad, que se rocge en el anexo I de la Resolución. En el anexo II de la misma figuran los listados de las solicitudes desestimadas y en el anexo III los listados de las solicitudes que, habiendo aportado toda la información requerida, no han recibido asignación.

La presente Resolución está disponible para su consulta en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en la sección de hidrocarburos.

10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO



10.1 ESTRATEGIA ESPAÑOLA DE CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN

La Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación (SEIDI) del Ministerio de Economía y Competitividad es el órgano de la Administración General del Estado encargado de la propuesta y ejecución de la política del Gobierno en materia de investigación científica y tecnológica, del desarrollo e innovación en todos los sectores, así como la coordinación de los organismos públicos de investigación de titularidad estatal y de asegurar la coherencia y la coordinación del fomento de la I+D+I en el territorio de España.

De acuerdo con la Ley de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación, de 1 de junio de 2011 la ESTRATEGIA ESPAÑOLA DE CIENCIA, TECNOLOGÍA e INNOVACIÓN es el instrumento marco en el que quedan establecidos los objetivos generales a alcanzar durante el período 2013-2020 ligados al fomento y desarrollo de las actividades de I+D+I en España. Estos objetivos se alinean con los que marca la Unión Europea dentro del nuevo programa marco para la financiación de las actividades de I+D+I «Horizonte 2020» para el período 2014-2020, contribuyendo a incentivar la participación activa de los agentes del Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación en el espacio europeo.

La elaboración de la estrategia española de ciencia y tecnología y de innovación 2013-2020 se llevó a cabo a lo largo del año 2012, en un momento en que el país estaba atravesando uno de los momentos de mayores dificultades económicas con efectos importantes sobre el Sistema Español de

Ciencia, Tecnología e Innovación, cuya financiación desde 2010 y tras décadas de crecimiento sostenido, ha registrado un progresivo descenso tanto en los niveles de inversión pública como empresarial.

La Estrategia tiene por objetivo definir un marco estratégico para las políticas de I+D+I que impulse las reformas estructurales, defina los incentivos y determine los objetivos y esfuerzos que se precisan para crear las capacidades de I+D+I que conviertan a España en un país innovador, contribuyan al progreso social y económico del país y refuercen nuestro liderazgo internacional en un escenario global.

La Estrategia es el resultado de la colaboración entre la Administración General del Estado y las administraciones de las Comunidades Autónomas. En su elaboración se han tenido en cuenta: la realidad del Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación; la necesidad de orientar las actividades de I+D+I hacia los grandes retos del futuro; el compromiso con la sostenibilidad y el fortalecimiento de las capacidades de I+D+I disponibles y la búsqueda de un adecuado equilibrio entre investigación básica, investigación orientada, investigación aplicada e innovación, y la eliminación de las barreras existentes entre investigación e innovación a través del diálogo y la colaboración entre todos los agentes del Sistema para generar un flujo natural de comunicación entre la investigación fundamental y sus potenciales aplicaciones tecnológicas.

Las medidas que se establezcan formarán parte de una agenda política en materia de I+D+I basada en la coordinación entre las actuaciones de la

Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y la Unión Europea. La estructura de la Estrategia española representa un esfuerzo por alinear las políticas españolas con los objetivos perseguidos por la Unión Europea en materia de I+D+I, definidos en el nuevo programa marco para la financiación de las actividades de I+D+I «Horizonte 2020». Este alineamiento servirá para potenciar la participación activa de los agentes del Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación en el desarrollo del Espacio Europeo de Investigación y facilitará su acceso a las fuentes de financiación existentes en el marco comunitario.

La I+D+I orientada a los retos globales de la sociedad ha de combinar necesariamente los resultados de la investigación fundamental, el desarrollo y las innovaciones tecnológicas para generar productos y servicios que ayuden a resolver estos desafíos. En este proceso es importante fomentar la colaboración público-privada, que deberá basarse en estructuras flexibles de colaboración nacional e internacional que permitan la movilización de la inversión privada y la puesta en práctica de nuevos esquemas de compra pública y compra pre-comercial de los desarrollos alcanzados.

En la planificación de las actividades de I+D+I orientadas a los retos globales de la sociedad se incentivará el papel de las Plataformas Tecnológicas, Alianzas y otros agentes del Sistema como canales de comunicación entre los distintos agentes públicos y privados, para que desempeñen un papel fundamental en la identificación de tecnologías emergentes, tecnologías convergentes, la colaboración público-privada y la detección de nuevas demandas a escala global.

Los instrumentos específicamente diseñados para la consecución de los objetivos marcados por la Estrategia, se desarrollarán en los planes de investigación científica y técnica y de innovación.

Durante su período de vigencia, se orientará la investigación científica y técnica, el desarrollo tecnológico y la innovación hacia los grandes retos de la sociedad española, entre los que se incluye la sostenibilidad medioambiental, y el abastecimiento energético, con este propósito uno de los 8 retos marcados por la estrategia es el de “Energía segura, sostenible y limpia”.

10.2 ENERGÍA SEGURA, SOSTENIBLE Y LIMPIA

El objetivo específico de este reto es auspiciar la transición hacia un sistema energético seguro, sostenible y competitivo que reduzca la dependencia de los carburantes fósiles en un escenario en el que concurren la escasez de los mismos, el crecimiento de la demanda a nivel mundial y el impacto de la misma en el cambio climático. Para ello es preciso establecer una estrecha coordinación entre las políticas energéticas, las políticas de fomento de la I+D+I y las políticas industriales, sumadas a la acción conjunta de Administraciones y agentes empresariales destinada a eliminar las barreras tecnológicas y regulatorias existentes y a establecer un marco adecuado de distribución de costes y riesgos asociados al desarrollo del nuevo sistema energético.

En el ámbito de la energía, y teniendo en cuenta los compromisos internacionales adquiridos, es

obligada la coordinación de las actuaciones que se deriven del PLAN ESTATAL con las distintas iniciativas europeas, y muy especialmente con las del PLAN ESTRATÉGICO DE TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS (SET Plan), propuesto por la Comisión Europea en 2007 y refrendado por los Estados Miembros y el Parlamento Europeo.

Las actividades de I+D+I en energía que son prioritarias para España están referidas a tres aspectos críticos: (a) la sostenibilidad para luchar de forma activa contra el cambio climático, reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero, y favoreciendo el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento geológico de CO₂ y fuentes de energía -eólica, solar, bioenergía, marina, geotermia, hidrógeno y energía nuclear- y la eficiencia energética; (b) la competitividad, para mejorar la eficacia de la red española y europea a través del desarrollo del mercado interior de la energía; (c) la seguridad del abastecimiento, para coordinar mejor la oferta y la demanda energéticas nacionales en un contexto internacional y (d) el impulso social y tecnológico hacia patrones de menor consumo energético.

Las prioridades científico-técnicas y empresariales propuestas para el período 2013-2016 incluyen principalmente los siguientes ámbitos:

- I. ENERGÍA SOLAR –TERMOELÉCTRICA, FOTOVOLTAICA Y TÉRMICA- : (i) estudio e incorporación de nuevos componentes ligados a la hibridación para la producción de energía; (ii) desarrollo e incorporación de nuevos materiales; (iii) rendimiento, duración y costes en la producción de energía solar fotovoltaica y desarrollo de procesos avanzados de fabricación de componentes; (iv) implantación de nuevas aplicaciones de la energía solar térmica -integración en edificios, descontaminación, desalación de agua, etc-; (v) desarrollo de sistemas y tecnologías de almacenamiento –industriales y residenciales- de energía, y (vi) gestión e integración de energía renovables en las redes convencionales.
- II. ENERGÍA EÓLICA: (i) desarrollo de componentes y turbinas; (ii) integración en red; (iii) adaptación de aerogeneradores a las condiciones extremas del entorno marino ; (iv) materiales de construcción para estructuras –plataformas- y soporte de aerogeneradores en aguas profundas; (v) técnicas de transporte, mantenimiento, operación de las plataformas eólicas, y (vi) caracterización de los emplazamientos incluyendo estudios geotécnicos como medioambientales -físicos y químicos- y de biodiversidad -fauna, especies-, etc.
- III. BIOENERGÍA: (i) producción de biomasa terrestre o marina para aplicaciones en procesos industriales y producción de energía; (ii) sistemas de producción de combustibles y tecnologías de conversión para la producción y abastecimiento sostenibles de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos obtenidos de la biomasa; (iii) biocombustibles de alto valor añadido, y (iv) producción, almacenamiento y distribución de biocombustibles.
- IV. TRATAMIENTO DE RESIDUOS CON FINES ENERGÉTICOS: (i) tratamiento de residuos sólidos urbanos y residuos procedentes de los

- 
- sistemas de tratamiento de agua y de plantas de reciclado, y (ii) estudio y desarrollo de tecnologías de tratamiento de gases.
- V. **HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE:** i) producción de H₂; (ii) investigación y desarrollo de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible; (iii) almacenamiento y distribución de H₂, y (iv) usos de hidrógeno portátiles y estacionarios.
- VI. **ENERGÍA MARINA:** undimotriz –olas- y maremotriz –mareas-, gradiente de salinidad y maremotérmica.
- VII. **ENERGÍA GEOTÉRMICA:** (i) estudio de recursos geotérmicos de alta, media y baja temperatura y (ii) procesos y técnicas para la exploración y evaluación de energía geotérmica.
- VIII. **ENERGÍA NUCLEAR SOSTENIBLE:** (i) reactores, seguridad, prevención y diseño de nuevos combustibles; (ii) apoyo a la gestión de los combustibles usados y residuos de alta actividad; (iii) reducción de residuos mediante técnicas de separación y transmutación y (iv) tratamiento y gestión de los residuos de media y baja actividad.
- IX. **REDUCCIÓN, CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂:** (i) reducción de emisiones de CO₂; (ii) tecnologías de captura de CO₂; (iii) materiales para captura de CO₂ incluyendo materiales de origen renovable –biocarbo-nes-; (iv) conversión y utilización del CO₂ en nuevos productos o materiales; (v) evaluación emplazamientos para el almacenamiento de CO₂; (vi) viabilidad tecnológica de los almacenamientos en condiciones estables y seguras y (vi) almacenamiento de CO₂ en los fondos marinos -acidificación de mares y océanos-.
- X. **REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES:** se apoyará la incorporación de desarrollos tecnológicos tanto en software como en hardware y en aplicación de nuevos materiales y el impulso a sistemas de información y comunicación, sistemas de previsión y optimización, electrónica de potencia, materiales y sensores e integración de recursos y distribución activa.
- Dado el carácter transversal de la energía en cuanto a las áreas de conocimiento científico-técnico que se ven afectadas y que comprenden desde materiales, construcción, telecomunicaciones a humanidades y ciencias sociales, las actuaciones que se articulen a través de las correspondientes actuaciones del PLAN ESTATAL contemplarán el impulso al liderazgo internacional de las capacidades existentes en técnicas de construcción, desarrollo, introducción y aplicación de nuevos materiales y sistemas dirigidos a mejorar la eficiencia energética.

10.3 CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO INDUSTRIAL (CDTI)

El Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) es una Entidad Pública Empresarial dependiente de la Secretaría General de Ciencia, Tecnología e Innovación del Ministerio de Economía y Competitividad que tiene por objeto incrementar



la competitividad de las empresas españolas elevando su nivel tecnológico. Para ello lleva a cabo actividades de financiación de proyectos empresariales de I+D+I; de gestión y promoción de la participación española en programas internacionales de cooperación tecnológica y de apoyo a la creación y consolidación de empresas de base tecnológica.

10.3.1 Actividades de financiación del CDTI en el ámbito nacional:

Durante el año 2013 el CDTI ha aprobado en el área de energía 44 operaciones de I+D+I desarrollados por empresas bajo la modalidad de Ayudas reembolsables y parcialmente reembolsables. Igualmente, en el área de energía y mediante convocatoria del programa FEDER-INNTERCONECTA, se han aprobado 12 proyectos consorciados. Estas ayudas han dado lugar a una inversión total de 51,87 Millones de euros y unos compromisos de aportación pública por valor de 31,96 Millones de euros.

a. Financiación directa mediante ayudas reembolsables y parcialmente reembolsables en el sector¹:

Los compromisos de financiación pública de los proyectos aprobados por CDTI en 2013 mediante Ayudas reembolsables y parcialmente reembolsables ascendieron a 18,80 millones de euros y a una inversión total de 23,59 millones de euros. Por tipología, los proyectos de I+D individuales representan el 56,82% del total.

Por Comunidades autónomas, el importe y las operaciones aprobadas se concentran en Madrid, seguida por Andalucía, Cataluña, Castilla y León y Comunidad Valenciana.

Dentro del área sectorial, la I+D+I en energías renovables y tecnologías emergentes supone el 76,5% de las operaciones aprobadas, el 78,6% de los compromisos de aportación pública y el 80,4 del presupuesto total de inversión empresarial.

CUADRO 10.1 OPERACIONES FINANCIADAS EN 2013, PORTIPOLOGÍA.

Tipología	Nº de operaciones	Compromiso de aportación pública CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	25	13.774.344	17.098.695
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO COOPERACION	7	1.968.676	2.380.218
INNTERNACIONALIZA	1	236.792	315.722
LÍNEA DE INNOVACION DIRECTA	7	1.936.314	2.504.124
NEOTEC	4	880.298	1.293.675
Total general	44	18.796.424	23.592.434

¹ La selección de los proyectos para la realización de este análisis parte de la codificación asignada por áreas sectoriales que utiliza el Centro 03: Energía.



CUADRO 10.2 OPERACIONES FINANCIADAS EN 2013, POR CC.AA.

CC.A.A	Nº de operaciones	Compromiso de aportación pública CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
ANDALUCIA	7	5.003.618	5.987.882
ARAGON	2	652.022	869.336
ASTURIAS (PRINCIPADO de)	1	364.208	428.480
CASTILLA Y LEON	5	1.430.707	1.749.545
CATALUÑA	7	2.440.366	3.299.552
COMUNIDAD VALENCIANA	5	1.419.728	1.690.464
GALICIA	2	646.552	849.775
MADRID (COMUNIDAD de)	9	4.589.117	5.800.575
MURCIA	2	562.938	712.729
NAVARRA (C. FORAL de)	1	289.978	341.151
PAIS VASCO	3	1.397.209	1.862.945
Total general	44	18.796.424	23.592.434

b. Financiación directa mediante subvenciones del Programa FEDER-INNTERCONECTA² al sector³ :

El programa FEDER INNTERCONECTA financia la realización de proyectos Integrados de desarrollo experimental, con carácter estratégico, gran dimensión y que tengan como objetivo

el desarrollo de tecnologías novedosas en áreas tecnológicas de futuro con proyección económica y comercial a nivel internacional, suponiendo al mismo tiempo un avance tecnológico e industrial relevante para las regiones destinatarias de las ayudas del Programa Operativo "I+D+I por y para el beneficio de las Empresas – Fondo Tecnológico".

² Proyectos Integrados de desarrollo experimental, con carácter estratégico, gran dimensión y que tengan como objetivo el desarrollo de tecnologías novedosas en áreas tecnológicas de futuro con proyección económica y comercial a nivel internacional, suponiendo al mismo tiempo un avance tecnológico e industrial relevante para las regiones destinatarias de las ayudas del "Programa Operativo de I+D+I por y para el beneficio de las empresas - Fondo Tecnológico". También se podrán apoyar proyectos de Investigación Industrial, si en el transcurso de la evaluación del mismo se considera que los objetivos del proyecto se adaptan a la definición de Investigación Industrial según el Reglamento general de exención de categorías.

³ La selección de los proyectos para la realización de este análisis parte de la codificación asignada por áreas sectoriales que utiliza el Centro 03: Energía.

Se requiere la formalización de una Agrupación de Interés Económico (AIE) o consorcio regido por un acuerdo privado de colaboración, constituido por, como mínimo, 3 empresas autónomas entre sí, de las cuales una de ellas ha de ser grande o mediana y otra ha de ser PYME, según definición de la Comisión Europea.

Además, es necesaria la participación relevante de, al menos, un organismo de investigación bajo la modalidad de subcontratación por parte de una o varias empresas integrantes. La participación de los organismos de investigación en su conjunto debe ser significativa.

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO

CUADRO 10.3 OPERACIONES FINANCIADAS EN 2013, POR ÁREAS SECTORIALES

Area Sect Niv 2	Area Sect Niv 3	Número Proyectos	Aportación CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.	Investigación y desarrollo tecnológico en biomasa y biocombustibles:	11	6.874.310,20	8.326.790,00
	Investigación y desarrollo tecnológico en energía eólica.	12	3.017.701,81	5.942.751,00
	Investigación y desarrollo tecnológico en energía solar.	39	11.013.212,23	19.710.314,00
	Investigación y desarrollo tecnológico en otras energías: Marinas, geotérmica y minihidráulica.	4	1.901.107,30	3.626.384,00
	Investigación y desarrollo tecnológico para la evaluación y predicción de recursos de energías renovables.	2	515.501,65	634.349,00
	Otros contenidos.(Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.)	1	180.183,00	285.975,00
	Sin Nivel Asignado	6	1.616.409,50	3.187.917,00
	Investigación y desarrollo tecnológico en poligeneración.	2	756.970,90	890.554,00
Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía.	Investigación y desarrollo tecnológico para la mejora de carburantes para transporte.	1	300.993,75	401.325,00
	Investigación y desarrollo tecnológico para mejorar la eficiencia en el uso final de la energía, con especial atención al sector industrial.	10	3.132.294,72	4.848.919,00
	Investigación y desarrollo tecnológico para mejorar la eficiencia energética en los procesos de producción y reutilización del agua.	1	459.137,70	540.162,00
	Otros contenidos.(Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía.)	2	539.978,35	703.373,00
	Sin Nivel Asignado	5	1.201.238,80	2.122.071,00
Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes.	Investigación y desarrollo tecnológico para la producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno con fines energéticos.	1	200.115,00	285.878,00
	Sin Nivel Asignado	1	250.000,00	359.600,00
Total general		98	31.959.154,91	51.866.362,00

La ayuda al proyecto se concede bajo la modalidad de subvenciones y se cofinanciará con cargo a los fondos FEDER (Programa Operativo de I+D+I

por y para el beneficio de las empresas (Fondo Tecnológico).

CUADRO 10.4 PROYECTOS APROBADOS EN EL ÁREA DE ENERGÍA

FEDER_ININTERCONECTA 2013				
Área Sectorial	Acronimo Proyecto	Ayuda: Subvención (€)	Presupuesto Total (€)	Nº Empresas
	AVANZA2	1.201.785	2.748.114	5
	CHORUS	1.379.618	2.872.195	5
	ADVANCED	995.780	2.183.69	3
	DESARROLLO DE SISTEMAS AVANZADOS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO	1.048.974,60	2.225.472	4
Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.	CERSOL	1.197.502,40	2.821.901	4
	DESARROLLO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA EFICIENTE	991.325,60	1.731.333	7
	AUTOWIND	843.504,20	1.989.018	4
	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON PLACAS DE SI-UMG	993.195,20	2.196.926	5
	DESARROLLO DE SISTEMAS AVANZADOS DE MONITORIZACIÓN	1.121.899,90	2.583.573	6
	PROYECTO MAGALLANES	1.726.553,00	3.421.026	3
Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía.	CONTROL DE LA EDIFICACIÓN	779.832,60	1.626.299	5
	DESARROLLO DE SOLUCIONES DURABLES	882.760,50	1.874.102	4



Los proyectos aprobados en el área de energía⁴ son los que se describen en el cuadro 10.4.

c. Programa "INNVIERTE"

La gestión del Programa INNVIERTE⁵ se realiza a través de dos Sociedades de Capital Riesgo (SCR), una **Sociedad de Coinversión** Directa en Empresas y otra **Sociedad de Fondos** (Entidad CR), de Inversión Directa en otras Entidades de Capital Riesgo.

⁴ Se contemplan las participaciones en los proyectos aprobados en las convocatorias del Programa FEDER-INNTERCONECTA de Andalucía, Galicia y Extremadura.

Resolución de 30 de enero de 2013, del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial, por la que se aprueba la convocatoria del año 2013 para la Comunidad Autónoma de Andalucía del procedimiento de concesión de subvenciones destinadas a fomentar la cooperación estable público-privada en investigación y desarrollo (I+D), en áreas de importancia estratégica para el desarrollo de la economía española (Programa FEDER-INNTERCONECTA). B.O.E. Viernes 22 de febrero de 2013

Resolución de 30 de enero de 2013, del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial, por la que se aprueba la convocatoria del año 2013 para la Comunidad Autónoma de Galicia del procedimiento de concesión de subvenciones destinadas a fomentar la cooperación estable público-privada en investigación y desarrollo (I+D), en áreas de importancia estratégica para el desarrollo de la economía española (Programa FEDER-INNTERCONECTA). B.O.E. Viernes 22 de febrero de 2013

Resolución de 30 de enero de 2013, del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial, por la que se aprueba la convocatoria del año 2013 para la Comunidad Autónoma de Extremadura del procedimiento de concesión de subvenciones destinadas a fomentar la cooperación estable público-privada en investigación y desarrollo (I+D), en áreas de importancia estratégica para el desarrollo de la economía española (Programa FEDER-INNTERCONECTA). B.O.E. Viernes 22 de febrero de 2013

⁵ El programa INNVIERTE es una línea de actuación que persigue promover la innovación empresarial mediante el apoyo a la inversión de capital riesgo en empresas de base tecnológica o innovadoras.

El programa se instrumenta a través de dos Sociedades de Capital Riesgo ("S.C.R.") auto gestionadas y sometidas a la supervisión de la Comisión Nacional del Mercado de Valores:

- INNVIERTE Economía Sostenible Coinversión, S.A. S.C.R. de régimen simplificado.
- INNVIERTE Economía Sostenible, S.A. S.C.R. de régimen simplificado.

Los compromisos totales de INNVIERTE en el área de energía y medio ambiente, hasta el momento, incluyendo ambas SCR se indican en el cuadro 10.5.

Los compromisos anteriormente descritos se han materializado tras la formalización de vehículos de inversión conjuntos o la firma de acuerdos de coinversión tras la manifestación de interés por parte de inversores privados

10.3.2. VII Programa Marco

El Programa Marco es la principal iniciativa comunitaria de fomento y apoyo a la I+D en la Unión Europea, teniendo como principal objetivo la mejora de la competitividad mediante la financiación fundamentalmente de actividades de investigación, desarrollo tecnológico, demostración e innovación en régimen de colaboración transnacional entre empresas e instituciones de investigación pertenecientes tanto a los países de la Unión Europea y Estados Asociados como de terceros países.

El objetivo principal de la temática es modificar el actual sistema energético y convertirlo en uno más sostenible, con menor dependencia de los combustibles importados y basado en la diversificación de fuentes energéticas, particularmente renovables y no contaminantes, otorgando especial importancia a temas de eficiencia energética, incluido el uso racional y el almacenamiento de energía. Asimismo se abordarán retos como la seguridad de suministro y el cambio climático, a la vez que se incrementa la competitividad de las industrias europeas.

CUADRO 10.5 COMPROMISOS TOTALES DE INNVIERTE EN EL ÁREA DE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

SECTOR	EMPRESA QUE LIDERA	COMPROMISOS MOVILIZADOS (M€)	COMPROMISOS INNVIERTE (M€)	TOTAL
Energía-Medio Ambiente (EMA)	AGBAR (Coinversión)	15	11,25	26,25
EMA	Arteche (Coinversión)	5,33	4	9,33
EMA	Iberdrola (Coinversión)	12	9	21
EMA	Repsol (Coinversión)	12	9	21
TOTAL		44,33	33,25	77,58

La temática de Energía es la quinta prioridad del Programa de Cooperación del VII Programa Marco. El presupuesto global para el periodo 2007-2013 es de 2.300 M€, con un reparto aproximado en 2013 del 47% para RTD, 42% para TREN y el resto para contribución al JTI FCH.

Las acciones de I+D+I se estructuran en torno a los siguientes temas:

- Mejora de la eficiencia energética a lo largo de todo el sistema energético.
- Aceleración de la introducción de las fuentes de energía renovables.
- Descarbonización de la generación energética; aplicación al transporte.
- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Diversificación de las fuentes de energía europeas.
- Incremento de la competitividad de la industria europea, incluyendo una mayor implicación de PYMEs.

La participación de las entidades españolas en la Temática de Energía⁶ en el VII Programa Marco el

año 2013 ha continuado reflejando una excelente participación en proyectos de Investigación y Demostración, aunque se ha registrado un ligero descenso respecto a los resultados registrados en 2012. El retorno económico ha llegado al 12,96% del presupuesto global de las convocatorias, traduciéndose en prácticamente 43 M€ para las entidades españolas. España, consolida por tanto su segunda posición como participante global, sólo por detrás de Italia en 2013.

Dentro del Séptimo Programa Marco, la temática de Energía ha sido una de las que mejor participación española ha conseguido globalmente y que ha demás ha registrado una consolidación de estos buenos resultados a lo largo de la duración del Programa. Es destacable que sólo Alemania queda por encima de España en cuanto a captación de fondos. Resulta significativo además el porcentaje de proyectos liderados por participantes españoles que ha rozado el 13% en el total del Programa Marco dentro de la temática de Energía, un dato muy superior al de otros programas y muy por encima de los objetivos marcados antes del comienzo del Programa. La principal causa de la mejora de los resultados ha sido la consolidación de las empresas centro de investigación

⁶ No incluye los resultados de la JU FCH



españoles como referentes tecnológicos con una gran visibilidad en las grandes iniciativas de ámbito europeo.

El SET Plan, como pilar estratégico para la evolución de las tecnologías Energéticas ha seguido su desarrollo durante 2013, aumentando su fuerte influencia en los Programas de Trabajo en el VII PM y en los futuros de horizonte 2020. La coordinación establecida entre los representantes nacionales en los distintos comités de SET Plan, Iniciativas Industriales Europeas (EII), Alianza Europea de Investigación Energética (EERA) y Comité Estratégico, con la Delegación española en el Comité de Gestión del Programa Marco ha permitido mantener una posición común en el ámbito de Energía dentro del Programa Marco y consolidar los resultados obtenidos en los primeros años del Programa.

De los proyectos financiados durante el año 2013, son destacables los de tipo IRP (Integrated Research Programme) que aúnan acciones de coordinación con proyectos de investigación, y están destinados a financiar las estructuras de la Alianza Europea de investigación en Energía (EERA por sus siglas en inglés). En concreto en 2013 se financiaron cuatro proyectos de este tipo para cuatro tecnologías diferentes: Eólica (IR-PWIND), Solar de Concentración (STAGE-STE), Redes Inteligentes (ELECTRA) y Solar Fotovoltaica (CHEETAH). En dos de ellos (Solar y Eólica) se ha registrado una buena participación española de 14 entidades captando el 21% de la subvención solicitada.

Como proyectos destacados y con gran participación española, caben destacar dos. El primero en

el ámbito de las Smart Cities, dónde se llevará a cabo una demostración a gran escala de estas tecnologías en Laguna de Duero (Valladolid). El proyecto (CITYFIED), liderado por la Fundación CARTIF, tiene un presupuesto de más de 40 Millones de Euros (más de 11 M€ para entidades españolas) y en él participan seis entidades españolas entre empresas, centros tecnológicos e instituciones públicas.

Otro proyecto a destacar es BEST PATHS, liderado por Red Eléctrica de España, propone a través de cinco demostradores a gran escala, la superación de barreras que están impidiendo el despliegue de la generación energética renovable en la red Europea de transmisión. El consorcio incluye, además de Red Eléctrica como operador de Transmisión Nacional 7 entidades españolas.

Las últimas convocatorias del Séptimo Programa Marco han marcado una tendencia de creciente importancia para las demostraciones y las actividades cercanas al mercado que tendrá una continuidad en el Programa Horizonte 2020. El reflejo de esta tendencia es la razón que explica que en este último año del séptimo Programa Marco, dentro de la temática de Energía, el porcentaje de participación empresarial haya seguido aumentando (57%) y el porcentaje de financiación disminuyendo (en 2013 en torno al 56%). En lo que respecta a actividades financiadas, las entidades españolas participaron en 27 proyectos de los 43 que recibieron financiación (63% del total), coordinando 5 de ellos. Para esta convocatoria los retornos económicos sitúan a España en el segundo lugar (2º), con un 13% del presupuesto adjudicado

a los países UE-27 y un 11,4% del total de países, sólo por detrás de Italia con un 12,4%. Por detrás de España se sitúan los siguientes países en orden de retorno total: Suecia (11.4%), Alemania (10.9%), Francia (8,8%), y Holanda (8.2%). En total el retorno en esta convocatoria obtenido por las entidades españolas es de 42,7 millones de €.

Por lo tanto, 2013 ha sido un año de consolidación de los buenos resultados españoles en Energía, no llegando a ser el más brillante de la serie, pero sí una continuación de la tendencia registrada en años anteriores. Es espacialmente reseñable el nivel de liderazgo alcanzado, por encima del 12% en el global del Séptimo Programa Marco, situación que ha permitido que las entidades españolas ganen peso específico y visibilidad en el entorno energético Europeo.

Se indica en el cuadro 10.6, las actividades financiadas y adjudicadas en 2013 en el Programa 7ENE-Energía.⁷

CUADRO 10.6 ACTIVIDADES FINANCIADAS Y ADJUDICADAS EN 2013 EN EL PROGRAMA 7ENE-ENERGÍA.

	II.-ACTIVIDADES FINANCIADAS:		
	España	Total	%España/ Total
Nº Propuestas	27	43	62,80%
Nº Socios	49	475	10,30%
Nº Líderes	5	43	11,60%
Nº Participaciones	75	656	11,40%
Presupuesto	68,3 M€	593,72 M€	11,5%
Subvención	42.7 M€	373,49 M€	11.4% (1)

Retorno 12,96% UE-27
Participación y retorno.
Presupuesto España y Total de Europa y la Subvención.

10.3.2.1. EEA Grants

En el marco del Mecanismo Financiero del Área Económica Europea (EEA Grants), nace el Programa E-Grants en el que participan Islandia, Liechtenstein y Noruega (donantes). Su objetivo es promover la seguridad, igualdad de oportunidades, sostenibilidad medioambiental y alcanzar un nivel de vida aceptable en todo el área económica europea. Estas ayudas se proporcionan a través de programas bilaterales entre entidades del país donante y el receptor (entidades de 15 países europeos).

En España, el operador del programa "Environmental and Climate Change-related Research and Technology" por importe de 18,2 M€ es por decisión del Ministerio de Hacienda el CDTI, siendo el socio donante Innovation Norway. Noruega está interesada en la financiación de proyectos sobre energía eólica, oceánica e hidráulica. Estos fondos serán destinados a proyectos de I+D en cuyos desarrollos participen empresas españolas de los sectores energético y medioambiental.

A este importe hay que sumarle la cofinanciación del Centro en forma de crédito sin intereses, lo que significa que se podría alcanzar una aportación pública para todo el Programa de +- 100 M€ en proyectos relacionados con el medioambiente y las energías renovables en general, y particularmente los relacionados con el desarrollo de energías marinas, hidráulica, eólica y solar.

Dentro de este programa se han lanzado dos convocatorias, la primera en 2013 (resuelta en enero de 2014) y la segunda convocatoria abierta desde el 10 de febrero hasta el 10 de abril de 2014.

7

Convocatorias validadas



A continuación, ofrecemos los datos agregados de los proyectos aprobados en la primera convocatoria del Programa para la investigación y tecnología en medio ambiente y cambio climático, del mecanismo financiero EEE (EEA-GRANTS).

- Nº de proyectos aprobados: 97
- Nº total de empresas beneficiarias: 108 (algunos de los proyectos aprobados son proyectos en cooperación).
- Presupuesto total aprobado: 76.989.523 euros
- Importe total de ayuda concedida: 60.252.824 euros
- Importe total de tramo no reembolsable concedido (cofinanciado por EEA Grants): 11.022.587 euros
- Cooperación con entidades de los países donantes (Islandia, Liechtenstein y Noruega)
- Nº total de proyectos con cooperación: 42

10.4 CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS, MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT)

El CIEMAT es un Organismo Público de Investigación adscrito al Ministerio de Economía y Competitividad a través de la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación focalizado principalmente en los ámbitos de la energía y el medio ambiente y los campos tecnológicos relacionados con ambos. Ocupa una posición intermedia en la cadena que va desde la creación del conocimiento básico a la aplicación industrial, de forma que su ámbito de actividad busca servir de

punto entre la I+D+i y los objetivos de interés social.

Ya desde el año 1951, como Junta de Energía Nuclear (JEN), y a partir de 1986 como CIEMAT, lleva a cabo proyectos de I+D+i en el área de la energía. En la actualidad, las principales líneas de actuación son el estudio, desarrollo, promoción y optimización de las distintas fuentes de energía: renovables, fusión, fisión y combustibles fósiles; el estudio de su impacto en el medio ambiente; el desarrollo de nuevas tecnologías; sin olvidar áreas de investigación fundamentales como son la física de altas energías y la biomedicina. La I+D+i se complementa con las actividades de formación, de transferencia de tecnología, la prestación de servicios técnicos, el asesoramiento a las distintas administraciones y la representación de España en diversos foros internacionales.

Con un equipo humano formado por 1.326 personas, el CIEMAT está diversificado tecnológicamente y geográficamente.

Está estructurado en cinco departamentos técnicos: Energía, Laboratorio Nacional de Fusión, Medio Ambiente, Tecnología e Investigación Básica. Completan la estructura tres subdirecciones generales de carácter horizontal: Seguridad y Mejora de las Instalaciones, Relaciones Institucionales y Transferencia del Conocimiento, y Secretaría General.

Cuenta con 5 centros territoriales, cuya sede principal es Madrid, en la que trabaja una parte significativa del personal, además, se cuenta con otros 4 centros: en Almería con la Plataforma Solar de

Almería (PSA), una gran instalación científica de reconocimiento internacional en tecnologías solares; en Soria con el Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) y el Centro Internacional de Estudios de Derecho Ambiental (CIEDA); en Cáceres con el Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA); y en Barcelona se encuentra la sede del Centro de Investigación Socio-Técnica (CISOT).

Estas participaciones dan al Centro la capacidad y la posibilidad de tener información actual sobre los temas considerados de interés, así como la oportunidad de asesorar, opinar e influir en la toma de decisiones más importantes relacionadas con la I+D+i en el área de la energía, sus efectos en el medio ambiente u otros temas adyacentes, tanto a nivel nacional como internacional.

A continuación se indican algunos datos que permiten entender la importancia que tienen estas actividades en el conjunto de funciones que el CIEMAT tiene asignadas.

Dentro de las áreas de I+D+i relacionadas con la energía, el número total de comités externos en los que el CIEMAT participa en 2013 fue de 268. De ellos, 172 (64%) son de ámbito internacional. Esto supone una visibilidad del CIEMAT más allá de las fronteras geográficas. La cifra de comités de ámbito nacional no es nada despreciable 93, pues la labor de este Organismo también es reconocida en el entorno más próximo. El resto de comités (3) se encuentran en un ámbito autonómico o local. Con respecto a la presencia institucional, el CIEMAT tiene una relevante participación en comités, comisiones, grupos de trabajo, plataformas

tecnológicas, asociaciones, redes, etc., a través de los expertos de la talla y el prestigio de los que trabajan en el CIEMAT.

En relación al tipo de los comités los más numerosos son los de carácter consultivo, (45%). Este alto porcentaje muestra cómo los expertos del CIEMAT están muy demandados entre las organizaciones o entidades que requieren consejo en el ámbito de nuestro conocimiento.

Por otro lado, aunque la fama del Centro ya venía precedida por su experiencia acumulada de décadas de estudio (más de 60 años) orientado a la energía nuclear (26% de los comités), hoy en día muchos de los comités en los que el CIEMAT tiene presencia cubren un espectro de temas más amplio, tales como energías renovables y ahorro energético (36%), radiaciones ionizantes (19%) o efectos de la energía en el medio ambiente (13%).

Se mencionan a continuación algunos de los comités que se han considerado de mayor alcance, de ámbito internacional o nacional y de tipo directivo/ejecutivo o consultivo:

- Consejo de dirección de Fusion for Energy (F4E).
- Panel técnico asesor de Fusion for Energy (F4E).
- Comité Consultivo de la Energía. Área de Fusión (CCE-FU) Energy Consultative Committee. Fusion.
- Presidencia del Comité Asesor Científico-Técnico del proyecto ITER.
- Comité de gestión del Acuerdo Europeo para el Desarrollo de la Fusión: Fusión (EFDA- Steering Committee).



- Grupo Consultivo de Energía (AGE) para el 7PM.
- Comité ejecutivo European Energy Research Alliance (EERA).
- Comité directivo del programa conjunto de investigación Advanced Materials and Process for Energy Application (EERA-AMPEA Joint Program Steering Committee).
- Comité ejecutivo de la Alianza por la Investigación y la Innovación Energética (ALINNE).
- Programa de Energía eólica de la Agencia Internacional de la Energía.
- Implementing Agreement Solar Heating and Cooling de la Agencia Internacional de la Energía.
- Comité Ejecutivo de la European Climate Research Alliance (ECRA).
- Comité Environment, including Climate Change, del 7PM.
- Grupo técnico de Compuestos Orgánicos Persistentes para el seguimiento de la aplicación del Convenio de Estocolmo en España.

Entre todos estos, cabe destacar, por la fuerte implicación del CIEMAT en su desarrollo, la participación en la Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas (ALINNE), surgida a iniciativa de Ministerio de Economía y Competitividad en 2011 y cuyo propósito es coordinar a todos los actores nacionales dentro del campo de la innovación relacionada con la energía para reforzar el liderazgo internacional de España.

Una de las funciones principales del Comité ejecutivo de ALINNE es impulsar, orientar y supervisar las actividades de los tres comités delegados en los que está organizada la estructura de ALINNE: Estrategia, Coordinación e Internacionalización.

A lo largo de 2013, se han celebrado dos reuniones del Comité Ejecutivo, que preside el Director General del CIEMAT, así como reuniones ordinarias de sus Comités Delegados de Estrategia, Coordinación e Internacionalización.

Durante 2013 se celebró en el Club Español de la Energía, la Jornada ALINNE: "Futuro de la Competitividad de las Tecnologías Energéticas en España", clausurada por la Secretaria General de Ciencia, Tecnología e Innovación de MINECO, D^a M^a Luisa Poncela. En dicha Jornada se presentó la herramienta desarrollada por ALINNE para el análisis del potencial de desarrollo de las tecnologías energéticas en España, tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda, con el objetivo final de sentar las bases para el diseño y materialización de una estrategia de innovación a medio y largo plazo. La herramienta está basada en siete criterios, que conllevan indicadores cuantitativos y cualitativos, y permitirá disponer de la información sobre qué puede ofrecer cada tecnología y los costes a lo largo del tiempo que va a conllevar, así como los instrumentos y los apoyos de otras políticas que van a ser necesarios para la consecución de los objetivos fijados. La capacidad de la herramienta de análisis se probó aplicándolo a dos tecnologías en diferente estado de desarrollo y de disponibilidad de la información necesaria y como consecuencia se re-evaluaron los indicadores seleccionados tratando de lograr un conjunto homogéneo, aplicable a todas las líneas tecnológicas.

Teniendo en cuenta que la maduración de las tecnologías energéticas puede requerir plazos largos, será necesario realizar estos análisis con un

horizonte a medio y largo plazo, para lo que habrá que basarse en escenarios energéticos creíbles y probables, consistentes con los planes energéticos, con la información de la prospectiva tecnológica, y con las más fiables previsiones de organismos internacionales.

Por otra parte, el CIEMAT participa en 18 plataformas tecnológicas (PT) españolas y europeas relacionadas con el ámbito de la energía, como son: CEIDEN (PT de energía nuclear de fisión), PTECO₂ (PT española del CO₂), Plataforma tecnológica de la construcción, Plataforma tecnológica fotovoltaica, BIOPLAT (PT española de la biomasa), SOLAR CONCENTRA (PT de energía solar térmica de concentración), Plataforma tecnológica española de eficiencia energética, INDUCENCIA (PT para la coordinación de Grandes Instalaciones Científicas) y TPWind (European Technology Platform for Wind Energy).

En el ámbito energético, considerando las áreas de I+D+i en las que trabaja el CIEMAT, a continuación se describen los principales proyectos y logros alcanzados por el Organismo, durante el año.

ÁREA: Energías renovables y ahorro energético

Significa una de las parcelas más importantes del trabajo del CIEMAT. En generación de energía cubre los siguientes ámbitos: la cadena energética asociada con la biomasa, la producción de biocarburantes de segunda generación, el estudio de la energía eólica (con el foco puesto en los

aerogeneradores de baja potencia), las diferentes tecnologías de concentración solar (para la generación de electricidad y para la aplicación a procesos industriales y medioambientales, como la detoxificación y la desalinización), la energía solar fotovoltaica, y la energía undimotriz. También se trabaja en los ámbitos de distribución inteligente (Smart Grid) y almacenamiento de energía, fundamentalmente químico, electroquímico y cinético. Finalmente, el CIEMAT contribuye de forma significativa en el campo de la eficiencia energética en la edificación mediante la consideración de diseños de arquitectura sostenible y la integración de energías renovables. Es destacable en esta área la participación en proyectos pilotos y plantas de demostración en colaboración con Plataformas Tecnológicas y empresas.

LÍNEA: Energía solar fotovoltaica

En **Dispositivos fotovoltaicos de silicio depositado** se ha continuado con la investigación sobre los problemas relacionados con la interfaz p-i y el contacto frontal de este tipo de células fotovoltaicas (FV). Se ha abierto una nueva línea de investigación relativa a la cristalización por láser de láminas gruesas de silicio amorfo para usos fotovoltaicos y se ha avanzado en el desarrollo de nuevos procesos de texturización de obleas CZ de silicio cristalino y en la preparación de células de heterounión de silicio sobre sustratos multicristalinos (proyecto AMIC).

Se ha analizado la influencia de las características del contacto frontal en la pérdida del factor de llenado de células de silicio amorfo.

En colaboración estrecha con el Centro Láser (CL) de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) se han desarrollado módulos con área muerta reducida (ancho <math><4,00\text{ mm}</math>) incluso en el novedoso régimen de pulsos de picosegundos y se ha desarrollado, por primera vez a nivel mundial, una interconexión monolítica totalmente realizada en escritura directa (por el lado de las láminas). También en colaboración con el CL de la UPM y la Universidad de Barcelona se han ensayado dos métodos novedosos de texturización del electrodo frontal en células de lámina delgada de tipo p-i-n que podrían combinarse sin dificultades (Proyecto INN-DISOL).

En **Materiales policristalinos de lámina delgada** se han desarrollado células basadas en absorbentes del tipo $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$ (CIGS) mediante la aplicación de técnicas de evaporación así como contactos delanteros obtenidos mediante técnicas de pulverización catódica magnetrón y de capas absorbentes de dicho material. Se han preparado y caracterizado láminas delgadas absorbentes basadas en calcopiritas tipo CIS y compuestos alternativos mediante la aplicación de ventanas fotovoltaicas en lámina delgada obtenidas por evaporación. Se han desarrollado óxidos metálicos transparentes en lámina delgada mediante técnicas de pulverización catódica magnetrón. Se han preparado y caracterizado electrodos basados en láminas delgadas de óxidos metálicos para nuevos dispositivos de conversión y ahorro energético. Se han investigado nuevos procedimientos de fabricación y caracterización de dispositivos destinados a mejorar la competitividad de la industria fotovoltaica europea.

En **Células y módulos FV**, en colaboración con la Universidad de Jaén (UJAEN), la Universidad Carlos III de Madrid y la empresa Kaneka, se ha evaluado la producción energética y la evolución temporal (posible degradación) de módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías (silicio cristalino, amorfo e híbrido) en operación real y los datos obtenidos se han comparado con otra instalación de similares características, que se encuentra en la UJAEN y que está sometida a mayores temperaturas de operación. Además, se ha colaborado con la empresa Solener en la puesta en marcha de un proceso piloto de reciclaje y se han evaluado los primeros resultados (proyecto SOLRECYCLE).

También se han desarrollado y puesto a punto distintos métodos de caracterización de módulos y células FV como la determinación de la resistencia paralelo de células solares, el ensayo de electroluminiscencia y el ensayo de termografía en exterior. Se han analizado las desviaciones encontradas entre las constantes nominales de los sensores y las medidas por el CIEMAT determinando las derivas anuales de sensores que son enviados periódicamente al Centro para analizar.

En **Sistemas y centrales FV** se han diseñado estrategias de buen funcionamiento de centrales fotovoltaicas de potencia estableciendo un modelo de funcionamiento de centrales. Se han determinado sus problemas y posibles vías de solución (proyecto EVADIFOT). Se ha realizado la selección de tecnologías de módulo FV para la instalación experimental dentro del diseño construcción y evaluación de la central FV de 3 MW de Petrolina (Brasil). Se han obtenido los resultados mensuales para el Yield de referencia (YF) y el Per-

formance Ratio (PR) para 2012 y 2013 de 17 sistemas FV conectados a red de 1 kW de potencia y distintas tecnologías de módulo instalados en Leganés (Madrid) (proyecto INNDISOL).

En **Componentes y nuevos desarrollos** se han desarrollado distintas herramientas para el cálculo de la producción energética de los generadores FV. Se han estudiado las pérdidas por suciedad en módulos fotovoltaicos en condiciones reales de operación y se ha realizado la caracterización óptica de módulos fotovoltaicos semitransparentes de a-Si para integración en edificios comerciales (proyecto CALENER).

Además, se han diseñado y construido diversos prototipos de piheliómetros solares y un equipo didáctico de bajo coste para medida de células solares a distintas irradiancias y distintas temperaturas.

LÍNEA: Energía eólica

En **Sistemas eólicos aislados**, en el año 2013 el CIEMAT se ha convertido en un centro especializado de referencia mundial en ensayo de aerogeneradores de pequeña y media potencia gracias a la acreditación de la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC) según norma UNE-EN ISO/IEC 17025:2005 para realización de ensayos de curva de potencia (norma IEC 61400-12-1), de duración (norma IEC 61400-2), de emisión de ruido acústico (norma IEC 61400-11) y de operación y seguridad (norma IEC 61400-2). Se están completando los ensayos de certificación de un aerogenerador de eje horizontal de 15 kW y de otro de eje verti-

cal de 4 kW. También, en el ámbito de ensayos de palas, se han desarrollado nuevos procedimientos para ensayos estructurales de palas de mediana potencia (propiedades y estáticos) enfocados a la realización de ensayos certificados.

En el ámbito de aplicación de la energía minieólica como sistema de apoyo a la gestión energética de edificios, conjuntamente con el uso de vehículos eléctricos como sistemas de almacenamiento (proyecto VE2), se ha desarrollado la primera fase de una innovadora plataforma de gestión de la interacción entre los vehículos eléctricos conectados a la red en un edificio, los diferentes sistemas de generación renovable y el propio consumo eléctrico del edificio; permitiendo una reducción del consumo global de energía eléctrica.

En estudios de ahorro energético para desalación de agua de mar mediante energía eólica, se han desarrollado en laboratorio varias soluciones de acoplamiento entre un emulador eólico y planta de desalación por osmosis inversa (directa, con variador de frecuencia, con caja de relación fija y con caja de relación variable) de cara a evaluar las ventajas e inconvenientes de cada una de ellas. Se ha realizado el modelo para la simulación de las distintas soluciones, validándolo con los datos obtenidos en el prototipo (proyecto WINDOSMOSIS).

Respecto a la difusión de resultados, en el CEDER se han celebrado, por un lado, la 2ª Conferencia de la Asociación Internacional de Ensayadores de Aerogeneradores de Pequeña Potencia, a la que asistieron más de 30 delegados de 13 países diferentes; y por otra, una de las dos reuniones



presenciales anuales de la tarea 27 del Acuerdo de colaboración internacional en energía eólica de la Agencia Internacional de la Energía, congregando a expertos internacionales en integración de energía eólica en entornos de alta turbulencia (entorno urbano, forestal, etc.). El CIEMAT es líder en ésta área en la que está desarrollando y validando un modelo de simulación en mecánica de fluidos computacional (CFD) de estas condiciones de viento y su influencia en el comportamiento de los aerogeneradores de pequeña potencia instalados en la cubierta del edificio de investigación en minieólica del CEDER.

Dentro de la predicción de recursos eólicos se han publicado diversos artículos en revistas de impacto a partir de los resultados obtenidos en los proyectos DTOC (Desarrollo de herramientas de diseño de parques eólicos marinos) y NEPTUNE (Desarrollo de diversas herramientas para obtener información sobre el comportamiento del viento y de las olas en el Mediterráneo para su uso en parques eólicos marinos). En este último se va a comenzar a explotar comercialmente la herramienta NEPTOOL conjuntamente con el sistema EOLOS de medida de recurso eólico mediante un LIDAR instalado en una boya. Estos resultados se complementan con el estudio del acoplamiento de modelos de predicción de la atmósfera, el océano y el oleaje a nivel regional (proyecto HAREAMAR). Dentro del marco de DTOC y HAREAMAR se ha mejorado la representación de la interacción atmosférica con los aerogeneradores para predecir el comportamiento de las estelas generadas por las turbinas. Las mejoras han sido introducidas en el modelo atmosférico regional WRF, que sintetiza el estado del arte de la investi-

gación atmosférica siendo modelo de referencia a nivel internacional. Las actividades centradas en el entorno marino complementan los esfuerzos en modelización del viento en terreno complejo dentro de la mejora de la representación de los efectos que la topografía ejerce sobre el viento (proyecto AVAPVIP-Pus).

En **Nuevos desarrollos en energía eólica**, se ha aprobado el ambicioso proyecto IRPWIND, encaminado a desarrollar un programa de investigación integrado en energía eólica dentro del marco de la Unión Europea.

LÍNEA: Biomasa

En el campo de las actividades de I+D sobre **cultivos energéticos**, en 2013 se ha iniciado el proyecto BioH₂ cuyo objetivo es el desarrollo de la producción de hidrógeno a partir de biomasa de cultivos energéticos y mediante un proceso de gasificación en el que se estudian sistemas novedosos de limpieza y enriquecimiento en hidrógeno del singas obtenido. Este proyecto continúa con los estudios en torno a la evaluación de la viabilidad de especies de gramíneas perennes (panizo y agropiros) en diferentes condiciones pedoclimáticas españolas, para lo que se han establecido diferentes parcelas de dichos cultivos en dos localidades de las provincias de Badajoz y Ciudad Real, que se suman a la red nacional de parcelas de estos cultivos que coordina el CIEMAT.

Se ha avanzado en la co-elaboración de una herramienta SIG para la identificación de forma georeferenciada y a nivel local (término municipal)



del potencial sostenible de producción de biomasa de diferentes cultivos energéticos, con datos sobre la producción media esperada y su costo, las condiciones adecuadas para cada cultivo, las emisiones de efecto invernadero producidas y una estimación del impacto de dicha producción, y sobre el uso del agua cuando se trata de cultivos en zonas de regadío. Los resultados obtenidos se han introducido en BIORAISE, herramienta SIG para la determinación de los recursos sostenibles de biomasa agrícola y forestal y sus costos a nivel regional en los países del sur de Europa, lo que permite incorporar para España datos relativos a todos los tipos de biomasa, convirtiéndose en la base de datos nacional más completa en su campo. Así mismo, se ha continuado el seguimiento y evaluación de la red de parcelas de gramíneas perennes existentes en las provincias de Gerona, Albacete y Badajoz (proyecto DECOCEL).

Se ha colaborado en la elaboración del sello de calidad Biomasad para los biocombustibles sólidos SUDOE (proyecto Biomasad-programa interreg IV Sudoe). Este estándar de calidad, uno de los primeros desarrollados en la UE, contempla clases y límites analíticos para biomasas típicas del área mediterránea, como los huesos de aceituna o las cáscaras de frutos secos, no contempladas en el sello europeo EN+. Además, se han realizado con éxito las primeras auditorías con carácter experimental a empresas de fabricación de biocombustibles interesadas en acogerse al nuevo sello de calidad, del que en España son copropietarios para su explotación AVEBIOM y el CIEMAT.

Se ha concluido el trabajo para REPSOL en torno a la viabilidad de la utilización de la biomasa, in-

cluyendo la de potenciales cultivos energéticos, como combustible para la generación térmica de vapor o mediante cogeneración en sustitución del gasóleo en sus refinerías de Puertollano (Ciudad Real) y A Coruña. Los resultados han identificado oportunidades claras para la viabilidad económica del empleo de biomasa frente al gasóleo para la generación de vapor en ambas refinerías a los precios de referencia actuales indicados por REPSOL, habiéndose optimizado el suministro de los distintos tipos de biomasas para las dos instalaciones.

Para la empresa Gestamp se ha llevado a cabo un estudio para definir la logística de suministro de biomasa forestal y sus costos a una planta termoeléctrica de 25 MW, que dicha empresa tiene proyectado construir en Miranda de Ebro (Burgos). Se ha concluido un estudio sobre la caracterización y análisis de la calidad de las plantaciones de cultivos energéticos de eucalipto y chopo para ENCE Energía. Los resultados obtenidos han permitido identificar posibles alternativas a introducir en los sistemas productivos, en el manejo de la biomasa y de su utilización en las centrales termoeléctricas a fin de aumentar su calidad como combustible.

Se ha iniciado un estudio de la viabilidad en la utilización energética de la biomasa de matorral en España, que contempla el desarrollo de estrategias sostenibles y la evaluación de maquinaria para la recogida y empacado de matorral para uso energético en diferentes zonas de España, incluida la caracterización de la calidad de la biomasa obtenida como combustible (convenio de colaboración con TRAGSA).



En cuanto a la actividad del Laboratorio de caracterización de biomasa (LCB), se han puesto en marcha técnicas para el análisis de microelementos y compuestos en las cenizas de la biomasa y se ha adquirido, cofinanciado con fondos FEDER, un equipo de ICP-masas con el que se dispondrá de todas las técnicas necesarias para la caracterización de la biomasa como combustible según la normativa CEN (ISO). En el ámbito de la normalización, se ha continuado la participación en distintos comités internacionales como el Comité de AENOR AEN/CTN 164, en el que el CIEMAT ocupa los puestos de presidencia y la secretaría del subcomité 1, y el Comité europeo CEN/TC 335.

Finalmente cabe reseñar que en noviembre de 2013 Juan Otero ha sido elegido coordinador del programa conjunto de I+D de EERA-Bioenergy con efectos de 1 de enero de 2014. EERA-Bioenergy agrupa a más de 30 centros de investigación y universidades de diferentes países de la UE y forma parte del SET-Plan de la Comisión Europea para fomentar el desarrollo e implantación de tecnologías energéticas de baja huella de carbono.

Dentro de los **procesos de conversión térmica**, se han completado los ensayos de gasificación en lecho fluidizado circulante de los residuos procedentes de las papeleras de fabricación de papel reciclado. Los rechazos plásticos con alguna mezcla de lodos desecados se han preparado en forma de combustible paletizado y se constituyen como un residuo viable en su gasificación, obteniendo gas de medio-bajo poder calorífico ($4,5 \text{ MJ/Nm}^3$). La limpieza del gas producido sólo ha sido testada en escala de laboratorio probando diferentes

adsorbentes y absorbentes de alquitranes y gases contaminantes como derivados de cloro.

Además, se ha estudiado la limpieza del gas de gasificación obtenido a partir de lodos de depuradora, centrado en el craqueo térmico como método efectivo para destrucción de alquitranes (proyecto TECNOEDAR).

En el campo de combustión y relativo a la utilización de la biomasa en la central térmica de ACCIONA en Miajadas (Cáceres), se ha llevado a cabo un estudio de laboratorio y en planta piloto de combustión con sonda de depósitos sobre diferentes biomasa utilizadas, para determinar las características en cuanto a sinterización de sus cenizas y las alternativas para reducir este fenómeno en la citada central (proyecto DECOCEL).

Se han continuado los ensayos, tanto de caracterización de calderas en laboratorio como de monitorización de las mismas en instalaciones y condiciones reales de operación, para lograr el desarrollo de pequeñas calderas de biomasa del sector doméstico de alta eficiencia y bajos niveles de emisiones (proyecto BioMaxEff-gPM). Esta actividad permitirá al CEDER dotarse de una instalación de laboratorio y una metodología de trabajo para poder acreditarse.

LÍNEA: Biocarburantes

El trabajo de investigación desarrollado en esta línea ha continuado girando en torno a la mejora del proceso de obtención de etanol a partir de

biomasa lignocelulósica (caña de azúcar, paja de cebada, poda de olivar, eucalipto,...).

Se han estudiado las condiciones óptimas del proceso de conversión de las distintas etapas del proceso de transformación de biomasa a etanol (pretratamiento, hidrólisis enzimática y fermentación) utilizando distintas materias primas. En el caso de la paja de cebada la actividad ha estado enfocada a la realización del proceso a altas consistencias de sustrato sin disminuir los rendimientos. Se han alcanzado concentraciones de glucosa superiores a 200 g/l en la etapa de hidrólisis enzimática utilizando paja pretratada por explosión por vapor. Así mismo, en el proceso de fermentación de dicho material se han logrado concentraciones de etanol de 100 g/l. En el caso del bagazo de caña de azúcar se han determinado las condiciones de proceso (hidrólisis y fermentación con enzimas comerciales y producidas en el laboratorio) tras su pretratamiento hidrotérmico a altas concentraciones de sólidos, ensayado tanto en laboratorio como en planta piloto.

Se han estudiado dos pretratamientos (extrusión con hidróxido sódico y steam explosión catalizado con ácido fosfórico) utilizando como materia prima la poda de olivo. Tras el pretratamiento se ha estudiado la etapa de hidrólisis enzimática utilizando diversos cócteles de enzimas, concluyendo que la utilización de enzimas accesorias permite aumentar los rendimientos de hidrólisis enzimática de los sólidos obtenidos mediante extrusión en medio alcalino y ácido fosfórico. Los mejores resultados se obtuvieron en un proceso de sacarificación y fermentación simultánea (SFS) utili-

zando como sustrato un 15% de sólidos insolubles obtenidos en la explosión a vapor a 195 °C, alcanzándose una concentración de etanol de 31,6 g /L (76% del teórico).

Se ha finalizado el proyecto BABETHANOL del 7º Programa marco (7PM) cuyo objetivo era obtener un modelo de producción de etanol más sostenible. En él se han completado las actividades de producción de etanol mediante hidrólisis enzimática y fermentación de paja de cebada sometida a pretratamiento integrado alcalino y de bioextrusión. Como conclusión general del proyecto se ha conseguido desarrollar un proceso novedoso basado en la aplicación del sistema CES (combined extrusión-saccharification), que permite una reducción de los consumos de energía y agua; y cuya patente se está tramitando.

Se han analizado los componentes estructurales de dos fuentes de biomasa lignocelulósica de interés para España y Argentina (desechos de agricultura de caña de azúcar y desechos forestales por raleo de eucaliptos) y se han iniciado las actividades de pretratamiento de ambas biomásas.

Se han terminado los balances de masa de cada una de la etapas (pretratamiento, hidrólisis enzimática y fermentación de la fracción líquida) utilizadas a escala de laboratorio y el cálculo de producción de etanol, tanto potencial (según composición) como real (según datos experimentales), a partir de paja de trigo, madera de eucalipto y ramón de olivo (proyecto FLEXIBIORREFINERÍA, financiado por REPSOL).



LÍNEA: Energía solar térmica

En el ámbito de los **Sistemas solares de media concentración** se han desarrollado, ensayado y evaluado componentes para captadores solares de foco lineal así como diversos tipos de tubos receptores para captadores cilindroparabólicos y un elevado número de reflectores solares suministrados por fabricantes de diversas nacionalidades. Se ha progresado en la metodología para ensayos de envejecimiento acelerado de reflectores solares que permitirá establecer su durabilidad mediante ensayos de corta duración. En el campo de los recubrimientos ópticos avanzados, se ha mejorado el recubrimiento antireflexivo para vidrio, patentado por el CIEMAT, y se ha desarrollado un nuevo recubrimiento selectivo para aplicaciones de media temperatura (<300 °C).

Se ha trabajado en la integración de calor solar en procesos industriales, diseñando y desarrollando en el entorno TRNSYS modelos de simulación de un campo solar para su integración en una industria de tratamiento del corcho, reduciendo de forma importante el consumo de combustible fósil (proyecto RITECA-II).

Respecto a la generación directa de vapor (GDV), se ha realizado el estudio de la viabilidad técnica y comercial del modo de operación denominado "Un-solo-paso" para producir vapor a 100 bar/500 °C, muy atractivo por su menor coste (proyecto DUKE). Además, se han estudiado los aspectos termo-hidráulicos del flujo bifásico agua líquida/vapor en el interior de los tubos receptores de concentradores de foco lineal (proyecto GEDIVA).

Se han modelizado y simulado centrales termosolares con captadores cilindroparabólicos usando técnicas de *nowcasting* (predicción a muy corto plazo) para generar los datos de irradiancia solar directa como entrada de los modelos (proyecto DNICAST). También se han simulado y modelado sistemas de almacenamiento de energía térmica, tanto en calor latente como sensible (proyectos OPTS y REELCOOP). Se ha trabajado en la modelización de sistemas de almacenamiento basados en un tanque termoclino y su integración en el modelo completo de la central solar. Se han evaluado componentes para circuitos de sales fundidas y se ha estudiado la posibilidad de usar nuevos materiales para sistemas de almacenamiento en plantas de GDV, sin que se produzca un cambio real de fase en el medio de almacenamiento.

Se ha realizado un importante esfuerzo de estandarización, participando de forma muy activa en la elaboración de nuevas normas (procedimiento de generación de Año Solar Representativo), tanto en el marco nacional de AENOR, como en el internacional de IEC.

En el ámbito de los **Sistemas solares de alta concentración**, se ha realizado la integración de la tecnología de foco puntual en sistemas modulares, con la evaluación de diversos tipos de receptores volumétricos (de SiC, de malla metálica en aleación 601 y en aleación 310) con diferentes flujos de radiación solar concentrada, dependiendo del material (proyecto SOLGEMAC). Se ha realizado el montaje y evaluación de un nuevo prototipo de aislamiento térmico para receptores solares de aire presurizado (proyecto HF-ISO).



Se han ensayado y caracterizado componentes para plantas solares de receptor central, tanto de fabricación nacional como extranjera. Además, se han evaluado tres nuevos prototipos de heliostatos bajo condiciones reales de operación, determinando su comportamiento óptico y precisión del sistema de seguimiento solar con cargas de viento. También se han instalado nuevos sistemas de accionamiento en los heliostatos y algunos equipos nuevos en el lazo experimental para receptores volumétricos.

Se han realizado medidas de altas temperaturas mediante sensores infrarrojos y filtros pasabanda adecuados. Se ha desarrollado y validado un nuevo dispositivo de medida que soluciona un problema bastante común cuando se trata de medir elevadas temperaturas (>1000 °C) en experimentos con alto flujo de radiación concentrada, incluso cuando se trata de medir temperaturas de elementos que se encuentran detrás de una ventana de cuarzo.

En cuanto a la **Aplicación de concentración solar a procesos industriales** y producción de H₂, se ha realizado la evaluación de descomposición y desorción térmica de mercurio en suelos procedentes de la mina de Almadén (Ciudad Real). También se ha realizado la producción de magnetita desde residuos de acero mediante el uso de energía solar concentrada y se ha realizado una optimización combinada de los problemas de control de un reactor solar. Estos experimentos se han llevado a cabo en los hornos solares existentes en la PSA. El ajuste y puesta en marcha del nuevo horno de eje vertical SF-5 ha supuesto también una actividad importante en este campo.

En cuanto a la producción de hidrógeno, la actividad principal se ha enmarcado dentro del proyecto HYDROSOL-3D, cuyo objetivo es la producción termoquímica de hidrógeno en un reactor monolítico solar utilizando ferritas. Se ha validado el modelo del programa de control desarrollado en ensayos bajo condiciones solares reales. También cabe destacar la aprobación por parte de la Comisión Europea de la última fase de este proyecto, en la cual se instalará en la PSA un prototipo de planta precomercial usando la tecnología desarrollada en el mismo.

En **Detoxificación solar de aguas residuales y desinfección solar agua**, se ha realizado un estudio experimental de procesos fotocatalíticos y fotoquímicos como tratamiento terciario para su aplicación al tratamiento y purificación de aguas de salida de la Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR). También, sobre aguas de salida de EDAR e industriales, en algunos casos, se ha estudiado la aplicación de procesos solares de oxidación avanzada para la eliminación de micro-contaminantes de preocupación reciente (ECs) y patógenos emergentes (resistentes a antibióticos), y se han combinado técnicas convencionales de tratamientos de aguas (ozono, nanofiltración y biológico) con procesos de oxidación avanzada para el tratamiento de contaminantes.

Asimismo se ha estudiado la eficiencia de distintos tratamientos solares de oxidación avanzada para tratar aguas industriales contaminadas (pesticidas, productos de la industria farmacéutica, lixiviados de vertedero,...) para su reutilización posterior.

En el ámbito de la desinfección, se ha estudiado la aplicación de tratamientos solar fotoquímicos y fotocatalíticos utilizando ciertos patógenos modelo (*E. coli*, *E. faecalis* y *Fusarium*) a escala de laboratorio y piloto. Entre ellos destacan los estudios de fotofenton a pH neutro y muy baja concentración de reactivos. Se han estudiado catalizadores semiconductores nuevos para desinfección de aguas. Por último, se ha estudiado el efecto de parámetros clave (temperatura y oxígeno disuelto) sobre la eficiencia de la desinfección en reactores solares tipo CPC de gran volumen (50-100 litros).

En **desalación solar de agua de mar**, se ha proseguido con el desarrollo de conocimiento científico y tecnológico en esta línea, con especial énfasis en los procesos de destilación multiefecto y destilación por membranas.

En el año 2013 la PSA se ha consolidado como centro de referencia en el campo de la destilación por membranas, tanto en acoplamiento con la energía solar como en la evaluación del desempeño de prototipos a escala real. Este hecho tuvo su reconocimiento en el congreso internacional de IDA (International Desalination Association) con la obtención del premio a la mejor presentación en desalación térmica.

Se ha concluido el análisis tecno-económico del acoplamiento de plantas de destilación multiefecto a bombas de absorción de simple efecto alimentadas con energía solar de concentración, realizado conjuntamente con la empresa norteamericana WaterFX. Los resultados obtenidos han animado a esta empresa a llevar esta tecno-

logía a nivel comercial y a instalarse en California una primera planta piloto de demostración (Proyecto WaterFX).

En el ámbito de la producción simultánea de electricidad y agua desalada mediante sistemas solares de concentración, resulta relevante la aprobación del Proyecto Europeo STAGE-STE, coordinado por la PSA, y en el que uno de los paquetes de trabajo (WP10: Solar Thermal Electricity + Desalination) está dedicado por entero a la cogeneración termosolar de agua y electricidad.

Así mismo, se ha continuado con las distintas labores asignadas en ámbitos europeos como: agente operador de la Tarea VI (Solar Energy and Water Processes and Applications) de SolarPACES, coordinación del CSP+D (Concentrated Solar Power + Desalination) Subprograma de EERA y coordinación del *Renewable Energy Desalination Action Group* en el marco de la *European Innovation Partnership on Water* de la Comisión Europea.

En el ámbito de la **Detoxificación y desinfección solar de aire**, se ha continuado con la preparación de fotocatalizadores y con la identificación y tratamiento de contaminantes ambientales en el aire interior y exterior.

En aire interior se ha continuado con la identificación y cuantificación de 28 compuestos orgánicos volátiles (VOCs) considerados significativos desde un punto de vista ambiental. Se han realizado muestreos sistemáticos que han permitido determinar las variaciones diarias, mensuales, estacionales y anuales de los VOCs y los microorganismos en el interior de una ofi-

cina de 200 m². Junto con estos datos se están determinando, las eficiencias fotocatalíticas de reducción de dichos contaminantes (proyecto ENERCLEAN).

Se han estudiado exhaustivamente los VOCs existentes en el interior de las vitrinas instaladas este año en el Museo Arqueológico Nacional con objeto de garantizar la mejor conservación de las obras expuestas (proyecto financiado por UTE Acciona-Empty-MAN).

En aire exterior, se ha comenzado el proyecto MINOX Street (LIFE+) cuyo objetivo es la evaluación de la actividad fotocatalítica de diferentes pavimentos bituminosos, de acera y fachadas, existentes en el mercado. Una vez seleccionados los más eficientes, serán instalados y probados en condiciones reales en Alcobendas (Madrid). Fruto de las investigaciones relacionadas con el ya finalizado proyecto COMSA, se ha conseguido la concesión de un Modelo de Utilidad (201330416) que define un Sistema de ensayo de eficiencia fotocatalítica.

En relación con la preparación de fotocatalizadores propuestos se está prestando especial atención a los fotocatalizadores bifuncionales formados por un adsorbente y un fotocatalizador trabajando además de con silicatos magnéticos, con carbones y zeolitas (proyecto INNO-FOTO).

De igual manera se continúa estudiando el desarrollo de polímeros impregnados con TiO₂ para la degradación de VOCs con especial énfasis en la degradación de formaldehído.

En relación a la **Radiación solar: medida y caracterización** se ha comenzado el Proyecto Europeo DNICast, cuyo objetivo es el desarrollado de modelos de predicción de irradiancia directa normal (DNI) con alta resolución espacial y temporal. También se está trabajado en el diseño e implantación operativa de una base de datos de medidas de radiación solar. Destaca especialmente la inauguración oficial de una estación conjunta CIEMAT-DLR de medidas meteorológicas y de radiación de la PSA, denominada METAS (Meteorological Station or Solar Technologies), que permite la medida y caracterización de la radiación solar para su aprovechamiento energético.

En el ámbito de la modelización de la radiación solar, se han revisado e implantado modelos de transmitancia para la estimación de las componentes de la radiación solar en cielo despejado, destacando el modelo de transferencia radiativa libRadtran que permite desarrollar cálculos de atenuación atmosférica. Éste código se ha instalado y verificado en el cluster EULER.

Se ha desarrollado un modelo universal para la estimación del albedo de Tierra con imágenes de satélites geoestacionarios, lo cual permite realizar avances hacia una herramienta global y universal para la estimación de la radiación solar, y una metodología para el uso combinado de productos atmosféricos de satélite en la estimación de la radiación solar.

Se ha participado en una intercomparación de modelos numéricos de predicción de la radiación solar con centros de europeos, canadienses y estadounidenses.

Respecto a la integración y desarrollo de aplicaciones informáticas de la radiación solar, se ha presentado el Geoportal ADRASE (www.adrase.es). Este portal dinámico tiene como objetivo facilitar el acceso a los datos de radiación solar a largo plazo en España elaborados por el CIEMAT. Así mismo, se ha desarrollado el servicio del mapa de radiación solar global de España, formando parte de la Infraestructura de Datos Espaciales de España, perteneciente a la Infraestructura de Datos Espaciales Europea siguiendo la directiva Inspire. Constituye el primer servicio de mapas ofrecido por el CIEMAT, poniendo a disposición de cualquier usuario los datos de estimación de radiación solar global a partir de imágenes del satélite Meteosat.

Por último, se ha trabajado en el desarrollo de una metodología de identificación de zonas de exclusión para estudios de potencial de energía eléctrica termosolar (CSP).

LÍNEA: Eficiencia energética

En el campo de **Evaluación energética experimental de componentes constructivos y edificios** merece la pena destacar las labores de verificación y mantenimiento que se vienen realizando de manera continua y que permiten disponer de las instalaciones experimentales y sus equipos de medida en condiciones óptimas de trabajo para garantizar la calidad de los datos registrados en las campañas experimentales.

Para facilitar la verificación y selección de los datos para su análisis, se han mejorado las herramientas

desarrolladas para la gestión de bases de datos y acceso a los mismos. Dichas herramientas se han aplicado a la gestión preprocesado y análisis cualitativo de los datos experimentales registrados de forma continua en los edificios analizados (proyectos PSE-ARFRISOL y ENVITE-Plan E). La disponibilidad de datos experimentales registrados se ha utilizado para ampliar los estudios previamente realizados sobre estos edificios en cuanto a: análisis climático del emplazamiento, confort térmico interior, validación, calibración de modelos de simulación y evaluación de la envolvente.

Entre las actividades desarrolladas en el Anexo 58 del programa Energy in Buildings and Communities (EBC) de la IEA, se ha elaborado un documento que recoge un inventario de instalaciones experimentales existentes a escala real en el ámbito de la eficiencia energética en la edificación. En él se incluyen las instalaciones del Laboratorio de Ensayos Energéticos para Componentes de la Edificación (LECE) y los edificios C-DdIs del PSE-ARFRISOL. En el mismo marco de trabajo se han realizado diversos ensayos en el LECE correspondientes a un *round robin*.

Se ha participado, organizando e impartiendo clases, en la 2ª edición de la *DYNASTEER International Summer School sobre Dynamic calculation methods for building energy assessment* celebrada en Almería.

Se ha avanzado en el desarrollo de metodologías ajuste de modelos de edificios a la situación experimental en condiciones reales de uso, con gran potencial de aplicación en técnicas de control predictivo orientado al ahorro energético en edificios.



En el campo de **Análisis energético en entornos urbanos**, las actividades se han dirigido hacia el perfeccionamiento de las capacidades de I+D propias de la línea y el impulso de actividades internacionales.

Se ha finalizado la parte técnica del proyecto DEPOLIGEN en el cual se ha desarrollado la metodología para el análisis y diseño de una Smart City, atendiendo a los conceptos de reducción de la demanda energética y la poligeneración distribuida aplicada a escala de barrio.

Se continúa con la participación en el proyecto Smart City Zamora (Proyecto Smartza) en el que se pretende demostrar la viabilidad del concepto de Smart City en un barrio real de la ciudad de Zamora. Se han estimado las demandas (eléctrica y térmica de calefacción) en tres barrios, se ha diseñado la arquitectura de varias alternativas de instalaciones de producción y distribución de energía, seleccionando los equipos más acordes, así como el mix energético a emplear.

Se continúa avanzando en el proyecto PRENDE, encaminado a la rehabilitación eficiente de ciudades y al diseño de un nuevo servicio orientado al ciudadano, aumentando el interés por la eficiencia energética, ofreciendo oportunidades de rehabilitación a los vecinos y dinamizando el sector de la rehabilitación energética.

Se han realizado labores de asesoría en eficiencia energética para empresas o proyectos de I+D+i, entre los que podemos destacar los proyectos SubE3Ren para Red Eléctrica de España o GREEN-

MAR a través de una encomienda de gestión del Ministerio de Defensa.

Respecto al perfeccionamiento de las capacidades de I+D cabe destacar la implementación de la técnica de estéreo PIV frente a la 2D-PIV utilizada habitualmente, que permite analizar el comportamiento de fluidos más complejos. La técnica permite determinar la componente de la velocidad ortogonal al plano de medida, mejorando además la exactitud en la medida al eliminar el error de perspectiva considerable que se introduce al utilizar la técnica de 2D-PIV. Otra de las mejoras realizadas ha sido en el análisis del confort ambiental en el interior de los edificios, donde a la evaluación de las condiciones higrotérmicas se ha añadido la determinación in-situ de otros factores como el CO₂ u otros contaminantes orgánicos. También se han mejorado en las capacidades de análisis, modelado y simulación de los sistemas de generación y distribución de energía a nivel de distrito, lo que ha llevado a presentar una propuesta para desarrollar una instalación experimental versátil de trigeneración en el CEDER, que permita la evaluación de este tipo de sistemas en una escala próxima a la de uso real.

En las actividades de internacionalización es especialmente destacable la participación en el Programa Conjunto (JP) Smart Cities de la European Energy Research Alliance (EERA), en el que se ha continuado con las labores de coordinación y participación en el comité ejecutivo, así como la organización de la reunión semestral del JP, que se desarrolló en el CIEMAT y que acogió a 75 representantes de centros de investigación y universidades de 15 países europeos.

LÍNEA: Otras tecnologías: almacenamiento de energía, pilas de combustible y SIG

En el campo del **Almacenadores cinéticos de Energía** se ha desarrollado un prototipo emulador de catenaria ferroviaria con sistema de almacenamiento y carga programable (TRAINS₂CAR). El objetivo final de este trabajo es aprovechar la energía excedente en catenaria por frenado regenerativo de trenes metropolitanos para alimentar las baterías de coches eléctricos.

En el ámbito de la obtención de energía eléctrica a partir de energías marinas se ha participado en la fabricación un convertidor de energía de las olas basado en un absorbedor puntual y un accionamiento con máquina de reluctancia conmutada, para ser instalado frente a la costa de Las Palmas de Gran Canaria (Las Palmas). La participación del CIEMAT se ha centrado en el desarrollo de los convertidores de potencia, los sistemas de control y medida y la integración de la planta.

En **Pilas de combustible**, se ha seguido trabajando con distintos tipos de electrodos y otros componentes de las pilas de baja y alta temperatura.

En el ámbito de las pilas de baja temperatura se ha continuado con el desarrollo de componentes (electrodos, capas difusoras, contactos, placas) y montaje de prototipos de pilas de combustible de tipo PEMFC. Se han utilizado las técnicas de electropulverización y electrodeposición para preparación de láminas porosas de catalizador y difusores de gas. Asimismo se han realizado estudios sobre los procesos de transporte en una PEMFC

por medio de impedancia electroquímica. Se han fabricado diferentes prototipos de pilas PEMFC de tipo *air breathing*, y demostrado su funcionamiento en aplicaciones portátiles que funcionan con hidrógeno.

En cuanto a las pilas de alta temperatura se han preparados celdas con materiales anódicos desarrollados en el CIEMAT, basados en óxido de cerio dopado con Cu y/o Ni, combinados con otros dopantes como Ca, Co, Ag, Rh, Mo, investigando su viabilidad para ser alimentados con biogás. Para esos estudios se han utilizado como cátodos: LSM o LSCF y como electrolito: SDC o LSGM. La evaluación en celda de los nuevos materiales se ha estudiado en H₂ (3% H₂O) y biogás simulado, en ausencia y/o presencia de H₂S (10-500 ppm), a partir de curvas IV, espectroscopia de impedancia y ensayos de durabilidad. Todas las celdas han rendido buenas prestaciones en H₂ y biogás e incluso en presencia de H₂S, gracias al ajuste de las condiciones de reacción y a la mayor tolerancia al azufre de estos materiales.

Respecto a la integración de sistemas, se han diseñado y desarrollado distintos sistemas para su integración con otras formas de energía. Se ha integrado un electrolizador alcalino en la estación de generación autónoma EGA-1500 y se ha diseñado y empezando a construir un sistema de generación de hidrógeno a partir de biocombustibles para su integración con pilas de combustible en colaboración con el Instituto de Catálisis y Petroquímica del CSIC. También se ha realizado un programa de simulación para estudiar el comportamiento de sistemas híbridos en aplicaciones diversas como en el caso de una vivienda. Se ha



diseñado un cargador de baterías basado en PEMFC y se ha construido un sistema de alimentación ininterrumpida reforzado con una pila de combustible PEMFC.

En relación a **Tecnologías de la información geográfica para la integración de energías renovables**, se han estudiado nuevas aplicaciones para el modelo IntiGis en el campo de la generación distribuida y redes inteligentes. Dicho modelo se ha aplicado para la electrificación rural en distintas zonas como la comunidad Kapawi o Carchi (Ecuador) y los municipios de Ensenada (México) y Coca (Segovia).

También se han estudiado las capacidades de aplicación (localización de enclaves óptimos) de los Sistemas de Información Geográfica (SIG) para la promoción de la generación distribuida con distintos sistemas de energía renovables como tejados fotovoltaicos, centrales de biomasa o minihidráulica. Es de destacar el comienzo de actividades en la aplicación de imágenes de alta resolución para la evaluación de emplazamientos urbanos en la generación con energías renovables. En este sentido se está trabajando en colaboración con el Ayuntamiento de Miraflores de la Sierra (Madrid) en el desarrollo de una primera prueba de concepto.

ÁREA: Fisión nuclear

En esta área se trabaja en la mejora de la seguridad de los reactores e instalaciones nucleares, mediante el desarrollo y validación de metodologías de análisis de la evaluación del riesgo, y la

reducción de las incertidumbres en aquellas situaciones que pueden producirse en un accidente nuclear. Además, se trabaja en la innovación nuclear, con el desarrollo de ciclos avanzados del combustible nuclear que facilitan la gestión de los residuos radiactivos, mejorando la sostenibilidad de la fisión nuclear como fuente de energía, lo que incluye el diseño de nuevos reactores nucleares y sistemas asistidos por acelerador. También proporciona apoyo científico y técnico para una adecuada gestión de los residuos radiactivos primarios o sus materiales de acondicionamiento y de barrera, incluyendo su caracterización, tratamiento, acondicionamiento, desmantelamiento y descontaminación. Destaca la colaboración y el apoyo técnico a instituciones como el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y ENRESA.

LÍNEA: Seguridad nuclear

En **Accidentes severos**, se ha terminado el proyecto más emblemático SARNET₂ (7PM), y, como consecuencia del accidente de Fukushima I (Japón), se han comenzado otros en el mismo marco (CESAM y PASSAM). También finalizaron los proyectos de colaboración con el CSN denominados CSNAS y CSN-CCVM.

Una vez concluido el proyecto OCED-SFP, sobre piscinas de almacenamiento de combustible, la Nuclear Energy Agency (NEA) organizó un taller internacional sobre los resultados del proyecto, presidido por el CIEMAT.

Entre los resultados alcanzados merece destacarse la demostración de la capacidad filtrante de la

etapa de rotura de una secuencia SGTR de accidente severo, incluso en ausencia total de agua en el lado secundario. Experimentos realizados en el CIEMAT y estudios analíticos llevados a cabo con MELCOR (convenientemente modificado) han sido las bases de estos resultados. Por otro lado, se han desarrollado las matrices de ensayos comprometidas dentro de PASSAM, particularmente en el área de la aglomeración acústica y la retención de partículas en lechos acuosos en regímenes de inyección de altas velocidades. Por último, estudios realizados con los módulos CPA y IODE del código ASTEC sobre los ensayos THAI-IOD11 y THAI-IOD12, han permitido señalar la importancia que la nodalización tiene para lograr una descripción adecuada de la interacción yodo-acero inoxidable. Los resultados aconsejan establecer un mecanismo de reacción que contemple la interacción química entre ambos compuestos.

Estos resultados concretos han estado acompañados de un notable progreso en la simulación de las tres unidades de la central nuclear Fukushima, que sufrió un accidente múltiple en 2011 (proyecto internacional OECD-BSAF).

En **Termo-mecánica del combustible nuclear**, se ha continuado colaborando con el CSN (proyecto TERMOCAQ), con ENRESA (proyecto AICAST) y con las centrales nucleares Almaraz-Trillo (CNAT).

En 2013 se finalizaron las simulaciones realizadas de los experimentos CIP01 y CIP31 del proyecto OECD-CABRI y VA1 y VA3 del programa japonés NSRR. Todos los estudios se realizaron con las últimas versiones de los códigos FRAPTRAN y SCANAIR. Además, se emprendieron dos nuevas

líneas de trabajo: análisis de la incertidumbre asociada a la simulación de escenarios de inserción de reactividad (RIA) y modelización del comportamiento termomecánico durante accidentes con pérdida de refrigerante (LOCA). Esta última basada en ensayos realizados en el seno del proyecto OECD-HALDEN.

En lo que al almacenamiento en seco de combustible irradiado se refiere, se ha logrado la caracterización detallada de la termofluidodinámica de contenedores en diversas condiciones. Los estudios, realizados con el código ANSYS-FLUENT, y los resultados logrados se están usando para la caracterización de la termo-mecánica del combustible durante períodos de hasta 300 años de almacenamiento.

Finalmente, las actividades relativas a **Sistemas nucleares innovadores** se han centrado en el desarrollo del proyecto JASMIN (7PM-EURATOM), vinculado al desarrollo del código ASTEC-Na para la simulación de accidentes severos en reactores refrigerados por sodio (SFR). Como elementos previos al desarrollo de modelos relativos a la deformación de la barra de combustible en las fases tempranas del transitorio y a la formación y comportamiento de aerosoles en la contención del reactor, se han llevado a cabo estudios específicos sobre las diferencias y semejanzas con reactores de agua ligera (LWR) y se ha analizado la posibilidad de extender el dominio de los códigos aplicados en LWRs al entorno de SFRs. La última actividad ha permitido desarrollar una metodología predictiva adecuada al entorno de la contención de SFRs, en tanto no esté disponible ASTEC-Na.



Por último destacar también el premio *Nuclear España 2012* otorgado a investigadores de la Unidad de seguridad nuclear por su artículo *Fukushima: el accidente severo*, publicado en marzo de 2012.

LÍNEA: Innovación nuclear

En **Ciclos avanzados del combustible nuclear**, se han finalizado los proyectos del 7PM ARCAS y FAIFUEL. En proyecto ARCAS, cuyo objetivo es la evaluación de costes económicos de la transmutación en diferentes tipos de reactores (rápidos críticos y sistemas subcríticos) y el ciclo de combustible asociado, se ha realizado el análisis de los escenarios de referencia desde el punto de vista del coste de la electricidad. En el caso del FAIRFUELS, cuyo objetivo es la irradiación de muestras en el High Flux Reactor de Petten y su posterior análisis (experimentos MARIOS, HELIOS y FUTURIX), se ha completado la simulación detallada del experimento MARIOS y se ha enviado el informe final con las conclusiones obtenidas.

Como representante español en el Working Party general de la NEA/OCDE para el estudio de los aspectos científicos de los ciclos avanzados del combustible, se ha realizado el estudio detallado del escenario de ciclo de combustible que sirve de referencia para los cálculos de incertidumbres en los parámetros del ciclo.

En el marco de la OIEA, se ha contribuido a la definición de los diferentes escenarios regionales para la identificación y análisis de sinergias internacionales en materia de energía nuclear.

En **Reactores críticos y subcríticos**, ha dado comienzo el proyecto ESNII+(7PM), cuyo objetivo es ayudar a definir y estructurar la iniciativa europea European Sustainable Nuclear Industrial Initiative (ESNII) dependiente de la Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNETP) y enfocada al desarrollo de reactores de espectro rápido, que se encuentra en una fase de primera iteración del diseño de los reactores a optimizar.

Se ha continuado con la realización de cálculos preliminares de análisis de núcleo estudio de diferentes aspectos de la seguridad de MYRRHA (proyecto MAXSIMA-7PM). Se ha progresando en el desarrollo de una herramienta de simulación que acopla transporte neutrónico (con MCNP) y termohidráulica (con COBRA o SUBCHANFLOW) y que permitirá, entre otros, el cálculo de transitorios en reactores avanzados en los que se incluye el análisis de núcleo completo o subcanales relevantes. El código se está aplicando al diseño conceptual de MYRRHA/FASTEF, en el caso particular de un accidente de pérdida de caudal sin inserción de las barras de control, mostrando resultados satisfactorios y demostrando la capacidad de la herramienta.

Se ha completado el análisis del impacto de las incertidumbres en los datos nucleares en el inventario final tras la irradiación del combustible nuclear en el caso del reactor rápido refrigerado por sodio (proyecto ANDES-7PM).

En **Experimentos integrales en reactores subcríticos** se ha participado en la toma de datos y se ha realizado el análisis de los resultados experimentales obtenidos en la instalación VENUS-F para

el estudio de las propiedades neutrónicas de un sistema rápido subcrítico y crítico refrigerado por plomo (proyecto FREYA-7PM). Estas actividades, junto a las realizadas en otros proyectos (MUSE-5PM y YALINA-Booster-6PM), han dado lugar a la solicitud de la patente internacional "Sistema de monitorización de la reactividad en un reactor nuclear subcrítico".

Se ha desarrollado un método que permite reducir las incertidumbres en las matrices de covarianza de secciones eficaces, a partir de un conjunto suficientemente grande de experimentos integrales. Este procedimiento se basa en la utilización de secciones eficaces modificadas, de forma que cumplan las restricciones y ligaduras impuestas por la matriz de covarianza que se pretende estudiar (proyecto ANDES).

En **Datos nucleares para la transmutación y reactores avanzados**, se ha finalizado el análisis de las secciones eficaces de captura neutrónica del ^{241}Am y ^{238}U responsabilidad del CIEMAT y realizadas en la instalación n_TOF del CERN. El análisis de ^{241}Am la ha realizado íntegramente el CIEMAT, mientras que el análisis ^{238}U se ha llevado a cabo en colaboración con la Universidad de Manchester (Reino Unido) y el CERN (proyecto ANDES).

Se ha avanzado en el análisis de la medida de la sección eficaz de captura del isótopo fisil ^{235}U en el CERN. Dicha medida es de máxima relevancia y compite a nivel mundial con una medida similar realizada en la instalación LANSCE en Los Alamos (EEUU). Además de su relevancia desde el punto de vista de los datos nucleares, supone una me-

jora sustancial en las técnicas de medida, dado que combina el calorímetro de absorción total de n_TOF con detectores de fisión micromegas.

Se ha enviado el technical design report del detector de neutrones MONSTER al comité de evaluación de Facility for Antiproton and Ion Research (FAIR). Dicho espectrómetro, que será el mayor del mundo, permitirá mejorar la sensibilidad de sistemas de detección anteriores. Se han caracterizado conceptos innovadores de detectores de neutrones en la instalación PTB (Braunschweig, Alemania) y el CEA/DAM. Se han desarrollado varios prototipos de detectores de neutrones en colaboración con la empresa Científica Internacional S.L. y se han habilitado unas instalaciones para su montaje y caracterización.

Se ha finalizado el análisis de los datos de los isótopos emisores de neutrones retardados $^{84,85}\text{As}$ obtenidos en un experimento en el laboratorio del ciclotrón de la Universidad de Jyväskylä (Finlandia).

Como miembros de la colaboración GEANT₄, se ha completado la primera evaluación de las librerías neutrónicas preparadas por el CIEMAT, que está a disposición de todos los usuarios en la página de datos nucleares de la OIEA (<http://www.nds.iaea.org/geant4/>). Se ha completado además una primera revisión del paquete de transporte neutrónico de GEANT₄ y mejorado sustancialmente su rendimiento.

Se ha progresado en el estudio de nuevos conceptos de detectores de neutrones: un centelleante orgánico dopado con boro (detección de la par-

tícula alfa de la reacción neutrón-boro) y un centelleante inorgánico acoplado a un conversor de boro (detección del rayo gamma de la reacción neutrón-boro) (proyecto ERANET – NUPNET NEDENSAA).

Se ha iniciado el proyecto Solving CHallenges in Nuclear DATA for the safety of European nuclear facilities (CHANDA), donde el CIEMAT es coordinador. Por otro lado, se ha colaborado con ENUSA para el estudio de mejoras y alternativas al sistema de control de calidad del enriquecimiento de pastillas de uranio en las varillas de combustible.

Se ha continuado con la coordinación del consorcio español para la construcción y puesta en operación del reactor nuclear de ensayo de materiales Jules Horowitz (JHR) en Cadarache (Francia). En diciembre de 2013 se completó y entregó al consorcio internacional el desarrollo del simulador EXSIMU, que permitirá simular en tiempo cuasi-real o acelerado el comportamiento neutrónico y termohidráulico de los lazos experimentales previstos para realizar las irradiaciones y experimentos en el JHR. EXSIMU ya está permitiendo reconocer comportamientos de los lazos experimentales que no habían sido identificados con herramientas de análisis más simples.

También se ha progresado de forma muy significativa en el desarrollo de los intercambiadores de calor del primario. En este punto se ha conseguido la aceptación por parte de todos los agentes del consorcio internacional del diseño detallado y especificaciones, lo que ha permitido la identificación y contratación de buena parte de los sumi-

nistradores más críticos de la fabricación de estos intercambiadores.

Por último, y también en diciembre de 2013, se consiguió instalar el puente de la grúa polar y cubrir el edificio principal del proyecto del reactor con la cúpula metálica, que posteriormente se completará con una cúpula de hormigón.

LÍNEA: Residuos radiactivos

En **Residuos de baja y media actividad (RBMA)**, se ha continuado trabajando en su caracterización, tratamiento, acondicionamiento y estudio del comportamiento de en condiciones de almacenamiento. Además, se han realizado actividades de apoyo tecnológico como análisis de residuos y materiales radiactivos para ENRESA o análisis de residuos intramurales y extramurales.

Como nuevas iniciativas, se ha firmado con ENRESA un contrato por licitación para la caracterización de RBMA y materiales de barrera de operación y desmantelamiento de instalaciones nucleares sobre muestras y materiales de este tipo. Se ha comenzado la participación en el proyecto CAST (7PM), comenzando a diseñar los experimentos de liberación del carbono en grafito y aceros, concentrando los esfuerzos en las metodologías de especiación orgánica e inorgánica en condiciones de gran almacenamiento.

Se está realizando un proyecto, en colaboración con la empresa GNF engineering, para la gestión de las resinas gastadas de la Central Nuclear de Kozloduy (Bulgaria), donde se ha concluido el do-



cumento de implantación del sistema de gestión (caracterización y acondicionamiento) y la elaboración de los procedimientos de caracterización para su implantación en la central.

Respecto al convenio de asociación ENRESA-CIEMAT se han concluido los anexos XVII y XXX. En el primero de ellos se han desarrollado y aplicado distintas metodologías para la caracterización conjunta de emisores a mediante centelleo líquido bifásico, la aplicación inmediata, la caracterización de residuos radiactivos fuera de los RBMA de operación, las metodologías no destructivas avanzadas y métodos de determinación de enriquecimiento de uranio. En el segundo, se han desarrollado y aplicado técnicas de tratamiento térmico de grafito irradiado que tendrán continuidad en un nuevo Anexo.

Ha concluido el proyecto IP-CARBOWASTE, en el que el CIEMAT ha participado en el paquete de trabajo del tratamiento del grafito radiactivo para su descontaminación (WP4) y ha liderado el paquete de caracterización del grafito radiactivo (WP3). En este último se ha coordinado a 15 instituciones de Investigación, Industrias y Académicas, generando la mayor cantidad de información del proyecto.

Se ha estudiado y caracterizado grafito de reactores UNGG, Magnox, RBMK y MTR, correlacionando y determinando en precisión la estructura, las impurezas en grafito no irradiado y el contenido radiactivo en los principales contaminantes.

Se ha dirigido, diseñado, muestreado, transportado, evaluado, participado y concluido el primer

ejercicio de inter-comparación sobre grafito radiactivo para la cualificación de los laboratorios de caracterización y el aumento de la precisión y la confianza en los resultados analíticos entre las partes interesadas (stakeholders).

También dentro del proyecto IP-CARBOWASTE, se han desarrollado metodologías de descontaminación química para el grafito UNGG y se ha liderado la tarea de descontaminación química (WP5). Se han obtenido resultados muy relevantes en cuanto a emisores a y b-g en medios ácidos y con agentes complejantes y buenos resultados en cuanto a la descontaminación de ^3H y ^{14}C con un grado de corrosión mínimo. Adicionalmente se ha estudiado el efecto de intercalación-exfoliación encontrado en el tratamiento químico de muestras masivas de grafito virgen estudiadas además por microscopía electrónica.

Se ha instalado el rediseño del sistema experimental y se han establecido y calibrado los sistemas de medida de las fracciones y especies del carbono, tritio y otros radionúclidos de interés descontaminados del grafito tratado, empleando medios radio-analíticos para los radionucleidos y espectrometría de masas y gravimetría para el carbono desprendido.

Se han establecido las condiciones de trabajo utilizando grafito virgen así como los procedimientos para una aplicación de este método con grafito irradiado, donde se han determinado los parámetros críticos (flujo de gas inerte y oxidante, tipo de gas oxidante, quimisorción de oxígeno, temperatura de tratamiento y tiempo de tratamiento) para optimizar y escalar con el objetivo

de descontaminar el ^{14}C sin producción de CO_2 para poder gestionar este residuo como RBMA.

Se han desarrollado técnicas de caracterización y lixiviación de matrices vítreas en diferentes medios: agua de EL Cabril (Córdoba), agua granito-bentonítica (según estándar de ENRESA) y agua destilada. Los experimentos realizados con grafito virgen tienen por objetivo caracterizar el material de acondicionamiento, mientras que los experimentos a realizar con grafito irradiado caracterizarán la resistencia a la dispersión del material radiactivo en el grafito irradiado. También se han realizado estudios de difusión a través de este material vítreo en el proyecto europeo GRAFEC con la participación de ENRESA, FNAG y CIEMAT.

Con la OIEA se ha participado en la elaboración de un Handbook sobre caracterización de residuos radiactivos, y un documento sobre gestión de pararrayos radiactivos. También se ha impartido un curso del OIEA-LABONET sobre métodos no-destructivos de caracterización en un taller regional a países del este de Europa.

Se ha desarrollado y está en implantación un sistema de calidad para los servicios de apoyo tecnológico según las normas UNE 73401:1995 y ISO/IEC 17025:2005, que ha sido auditado y asesorado por el departamento de Gestión de Calidad de ENRESA.

En **Residuos de alta actividad**, se ha seguido trabajando en los estudios para la evaluación de la alteración de la matriz del combustible nuclear irradiado en su disposición final en un almacena-

miento definitivo en húmedo (AGP) así como en un almacenamiento intermedio en seco (ATC). Además, se han conseguido importantes progresos en las actividades de separación de actínidos de las diferentes formas de residuos radiactivos de alta actividad o/y del combustible irradiado.

Se ha firmado un nuevo contrato con ENRESA enmarcado en el proyecto ACESCO para el estudio de la estabilidad del combustible irradiado y apoyo científico técnico a ENRESA para los estudios del comportamiento del combustible gastado en ATC. Se han establecido nuevos acuerdos de colaboración, entre los que se citan el firmado con la Universidad Complutense de Madrid (UCM) para los estudios de caracterización de combustible irradiado mediante espectroscopia Raman y con INE-KIT de Karlsruhe (Alemania) para el estudio del comportamiento del combustible irradiado en celda caliente.

Se ha continuado participando en el proyecto "First Nuclides" (7PM) para el estudio de la disolución instantánea del combustible irradiado en condiciones de almacenamiento definitivo.

Se ha avanzado en los estudios de separación de actínidos de las diferentes formas de residuos radiactivos de alta actividad y/o del combustible irradiado, (proyecto SACSES-7PM). Se ha realizado la preselección de nuevas moléculas orgánicas en los estudios de estabilidad y viabilidad de los extractantes a las condiciones de radiólisis, acidez y calor de los procesos de separación hidrometalúrgicos que se han establecido (proyecto europeo ACSEPT). Estas moléculas han demostrado su efectividad en los procesos SA-

NEX y GANEX, que permiten reciclar el plutonio y minimizar el resto de actínidos contenidos en el combustible gastado para facilitar la reducción de la radiotoxicidad del combustible a menos del 1% del valor para el ciclo abierto, sin reprocesado. Las colaboraciones, por un lado, con la Universidad Twente en Enschede (Países Bajos) para el estudio de estabilidad y viabilidad de la molécula TEWTE ²¹, allí desarrollada; y, por otro, con el INE-KIT de Karlsruhe (Alemania) para los estudios de estabilidad de la molécula desarrollada BTBTP, han contribuido a posicionar al CIEMAT como uno de los centros de investigación europea de referencia para el estudio de separación de actínidos.

Finalmente, se ha hecho un gran esfuerzo en la actualización y reparación, tanto de las instalaciones radiactivas utilizadas como en los laboratorios convencionales, para la incorporación de nuevos equipos de caracterización de combustible irradiado (espectrometría Raman, ICPMS) y la puesta en marcha de un nuevo sistema de control para los laboratorios de la instalación radiactiva.

ÁREA: Fusión nuclear

En esta área se realizan actividades para el desarrollo de la fusión por confinamiento magnético como futura fuente de energía. Actualmente, su actividad principal está relacionada con la explotación científica del Helic Flexible TJ-II, Instalación Científico-Tecnológica Singular, y de los sistemas auxiliares asociados, como el calentamiento y el diagnóstico de plasma y los laboratorios de estudio de materiales. Contribuye al desarrollo de los futuros reactores de fusión y participa en

la construcción y operación del primer reactor experimental ITER. El CIEMAT presta un apoyo importante a las empresas españolas para que éstas puedan rentabilizar las oportunidades surgidas en las grandes instalaciones científicas, dentro del sector de la Industria de la Ciencia, en las que han obtenido éxitos notables.

LÍNEA: Física de fusión

En esta línea, el Laboratorio Nacional de Fusión tiene por eje la explotación y mejora de la Instalación Singular TJ-II, actividad complementada con la participación en los proyectos internacionales (JET, ITER, W7X, LHD) y con una creciente actividad en teoría y modelado de plasmas.

Durante 2013 las áreas prioritarias de investigación en el dispositivo TJ-II se han centrado en estudios de transporte, estabilidad y desarrollo de técnicas de control del plasma. Son de destacar los estudios de la física del transporte de impurezas (esenciales para la viabilidad científico-tecnológica de la fusión nuclear), la investigación de la física del efecto isotópico (fundamental para garantizar el desarrollo de escenarios de operación con confinamiento mejorado en ITER) y el desarrollo, en colaboración con el grupo del Instituto Nacional de Fusión (NIFS) de Japón, de técnicas de control de inestabilidades generadas por partículas rápidas (con posible impacto en el control de la operación en ITER y reactores de fusión). Estos resultados han dado lugar a publicaciones en revistas con un elevado nivel de impacto (*Nuclear Fusion*, *Physical Review Letters*) y presentaciones invitadas en conferencias internacionales (*International Stellarator Workshop*, *Inter-*



national Tokamak Physics Activity-ITPA). Estas observaciones, en gran medida de carácter empírico, precisan de estudios experimentales/teóricos para clarificar los mecanismos de física básica que subyacen, destacando los esfuerzos en el campo de las teorías cinética y giro-cinética para profundizar en los mecanismos de transporte.

La mejora de sistemas diagnóstico y equipamiento del TJ-II incluye el inicio de la operación del inyector de pastillas de hidrógeno y un segundo inyector de iones pesados desarrollados respectivamente en colaboración con el Laboratorio Nacional de Oak Ridge (EEUU) y los Institutos Kurchatov (Rusia) y Kharkov (Ucrania) y la operación con limitadores de litio líquido, explorando soluciones alternativas para aliviar el problema de la interacción plasma-pared en reactores de fusión.

El tokamak JET son de destacar las investigaciones del efecto de la forma del plasma (triangularidad) en los parámetros del pedestal, esenciales para desarrollar escenarios de operación en ITER.

En relación con la participación en ITER, se han continuado las tareas de diseño en los sistemas de control, sistema de adquisición de datos, calentamiento de plasma, diagnósticos y módulos de test de envolturas regeneradoras.

LÍNEA: Ingeniería de fusión

Abarca las actividades de mantenimiento y mejora del dispositivo TJ-II, la participación española en el proyecto JT6o y la contribución al desarrollo de componentes y sistemas para ITER.

En relación con el proyecto JT6o, se ha procedido a la licitación y firma del contrato para la fabricación de la parte superior del criostato. El material para la construcción, suministrado por Japón, ha sido transferido a la empresa ganadora del contrato.

Para el proyecto ITER se ha trabajado en el diseño del sistema de apantallamiento magnético de los inyectores de neutros. Se han iniciado las actividades para el diseño de dos de los diagnósticos del experimento: el Reflectómetro para el Posicionamiento del Plasma (PPR) y el sistema de detección de temperatura mediante espectroscopía en el rango visible e infrarrojo (Vis/IR).

LÍNEA: Tecnologías para fusión

Las actividades en éste ámbito se han centrado esencialmente alrededor de la participación en el proyecto IFMIF y en el proyecto DEMO. El CIEMAT es el organismo designado por el Ministerio de Economía y competitividad (MINECO) para llevar a cabo los compromisos españoles en los proyectos del *Broader Approach to Fusion* y en este sentido se ha avanzado significativamente en los dos proyectos que lo integran: IFMIF y JT6o.

Respecto a IFMIF se ha finalizado el diseño de ingeniería proporcionando los diseños de los sistemas Beam Dump, HEBT, MEBT, solenoides del criomódulo, sistemas RF, banco de pruebas para acopladores y sistemas de diagnósticos. Además se ha actuado como coordinador e integrador del Intermediate IFMIF Engineering Design Report (IIEDR), informe final del proyecto IFMIF-EVEDA



en cuanto al diseño de ingeniería de IFMIF. Se han llevado a cabo también actividades transversales de integración relacionadas con los análisis de disponibilidad (RAMI), seguridad y mantenimiento remoto. También se ha trabajado en el diseño y fabricación de diversos sistemas del Linear IFMIF Prototype Accelerator (LIPAc) como el sistema de diagnósticos (Diagnostic Plate), la línea de media energía (MEBT) y los sistemas de radiofrecuencia de alta potencia necesarios para la puesta en marcha de la primera parte del acelerador (RFQ y cavidades buncher) entre otros subsystemas.

Asimismo, se han abarcado actividades de investigación en materiales aislantes, estructurales y funcionales, modelización computacional, manipulación remota, metales líquidos y envolturas regeneradoras. Estas actividades conforman la participación española en el programa europeo para el diseño del reactor DEMO, el programa CONSOLIDER TECNOFUS: tecnología de fusión para envolturas regeneradores de doble refrigerante y en el proyecto de la Instalación de Tecnología de Fusión (TechnoFusión), que se está desarrollando conjuntamente con las universidades de Madrid con el apoyo del MINECO y el Gobierno Regional.

En esta ámbito caben reseñar: la creciente participación en las actividades europeas para el diseño del reactor DEMO, en el que España tiene una participación muy significativa en el área de materiales, neutrónica y seguridad, manipulación remota y envolturas regeneradoras; la adquisición de dos importantes equipos de caracterización (SIMS y FIB) para TechnoFusión; el desarrollo de un siste-

ma experimental de irradiación de iones de alta energía en colaboración con el Centro de microanálisis de materiales (CMAM) de la Universidad Autónoma de Madrid (UAM); la fabricación con éxito pebbles de cerámicas de litio para breeders sólidos de tritio usando la técnica de spray-drying y el desarrollo de un sistema de recuperación de la resistividad (RR) para evaluar aleaciones modelo de FeCr.

ÁREA: Combustibles fósiles (valorización energética)

En esta área se analiza el proceso de la combustión, con objeto de lograr procesos más limpios y eficaces mediante el desarrollo de sistemas avanzados de combustión y gasificación, así como el análisis, la separación y la limpieza de los gases procedentes de la gasificación. Estos procesos se aplican a combustibles fósiles (carbón), biomasa y residuos (procedentes de procesos industriales, aguas residuales, etc.). Igualmente, se estudian los procesos de captura de CO₂.

LÍNEA: Combustión y gasificación

Se ha determinado, acorde a la norma UNE-EN 15440:2012, el contenido biomásico de vinazas concentradas utilizadas como combustible. Se han realizado distintos ensayos e combustión para el estudio del comportamiento del combustible sólido recuperado (CSR) en una planta piloto de lecho fluidizado burbujeante de 5 kW y una planta semi-industrial de lecho fluidizado burbujeante de 1 MWt (proyecto WASTE TO FUEL).



Se ha continuado con la evaluación de la viabilidad de la gasificación con aire de residuos de la fabricación de papel reciclado utilizando la tecnología de lecho fluidizado circulante y a presión atmosférica (proyecto PROLIPAPEL II). Se han estudiado nuevas mezclas de CSR preparadas a partir de la fracción de rechazo de producción de papel reciclado y de lodos de destintado (85/15). En una segunda fase se ha acometido la limpieza del gas generado y se ha evaluado la eliminación de los alquitrans que contiene el gas por filtración en un lecho de sepiolita y por lavado con disolventes orgánicos.

Se ha trabajado en el craqueo térmico y catalítico de alquitrans (proyecto TECNOEDAR). Se ha diseñado y construido una estación de ensayos a escala de laboratorio y se ha desarrollado un método analítico capaz de analizar en continuo y de manera automática todos los productos de reacción condensando los alquitrans e inyectando las muestras de forma manual en un cromatógrafo de gases-masas (GC-MS). La determinación de las condiciones experimentales se ha llevado a cabo con mezclas sintéticas de gas preparadas en base a la composición obtenida en el gasificador en lecho fluidizado burbujeante utilizado por la empresa Cadagua S.A. en las instalaciones del CEDER. En la primera fase de ensayos a escala de laboratorio se ha seleccionado el tolueno como compuesto representativo de los alquitrans ligeros. Para los estudios de craqueo térmico, se ha considerado un intervalo de tiempos de residencia comprendido entre 1 y 45 s y una temperatura de 800 y 1000 °C. Los resultados obtenidos en laboratorio se han transpuesto a los estudios con gas real en el CEDER.

En cuanto al craqueo catalítico, se ha explorado la posibilidad de emplear materiales naturales de bajo coste como olivino, mineral de hierro y dolomita. Su comportamiento se ha comparado con el de un catalizador comercial, ampliamente empleado para el craqueo catalítico. Para los catalizadores estudiados se ha determinado su actividad y selectividad, determinando el efecto de la temperatura y estableciendo métodos de activación cuando ha sido necesario.

Se está investigando la síntesis y aplicación de nuevos catalizadores activos, selectivos y estables para la conversión de alquitrans habitualmente presentes en corrientes de gasificación mediante la vía de reformado (proyecto CATARSYS). Para ello se ha diseñado y construido una estación de ensayos a escala de laboratorio. Se ha explorado la posibilidad de emplear materiales naturales de bajo coste para el craqueo de alquitrans por vía catalítica. En cuanto al muestreo y desarrollo de metodologías analíticas se está trabajando en la aplicación del protocolo europeo para el muestreo y análisis de contaminantes orgánicos (alquitrans) en gases de gasificación (norma CEN BT/TF 143) y el desarrollo de sistemas de muestreo basados en cartuchos de adsorción en fase sólida y el establecimiento de métodos de análisis on-line mediante GC con detectores de conductividad térmica y espectrometría de masas.

LÍNEA: Captura de CO₂

En los estudios relacionados con sistemas híbridos para la captura de CO₂ y enriquecimiento de H₂ aplicado a procesos de gasificación se seleccio-



nó el adsorbente más adecuado para la captura de CO_2 en precombustión (proyectos CAPHIGAS y FECUNDUS). De todos los materiales investigados se ha determinado que las hidrotalcitas promovidas con K_2CO_3 proporcionan las capacidades de captura más elevadas y se ha seleccionado el material MG61- K_2CO_3 , suministrado desde Alemania por la empresa SASOL, como el más adecuado. Para confirmar su adecuación se han llevado a cabo ensayos de adsorción-desorción en planta piloto confirmándose que este material proporciona una capacidad de captura de CO_2 de entre 1 y 1,5 mol/kg después de nueve ciclos. Los primeros desarrollos indican que la combinación de un adsorbente de CO_2 y un catalizador *water-gas-shift* (WGS) de alta temperatura permiten desplazar el equilibrio de la reacción WGS hacia conversiones mayores, mejorando el rendimiento de la reacción. Se ha observado además que el propio adsorbente muestra una cierta actividad catalítica hacia la reacción WGS, lo cual resulta beneficioso para el proceso global. Estudios en planta piloto han permitido establecer las condiciones de operación óptimas para maximizar la captura de CO_2 y la conversión de CO.

Se han preparado electrocatalizadores consistentes en tubos de electrolito sólido ($\text{K}-\beta\text{Al}_2\text{O}_3$ o YSZ), recubiertos externamente por el metal activo (Pt, Pd, Ni, Cu, Fe- TiO_2 , Pt-Ru-C, Pt-C, etc.) correspondiente (catalizador/ electrodo de trabajo) e internamente por Au (contraelectrodo/electrodo de referencia), así como monolitos de YSZ recubiertos de Pt (proyecto PROMOCAP). Se han utilizado tanto procedimientos convencionales de pintado y posterior descomposición térmica de pastas o tintas, como mejorados de *dip-coating*,

electroless o *spraycoating*, que permiten obtener películas más delgadas y dispersas, partículas más pequeñas, deposición de metales más baratos y mejorar la conductividad eléctrica-electrónica del electrocatalizador por deposición de capas intermedias (TiO_2 , carbón, etc.). Los electrocatalizadores identificados más prometedores tanto para captura (Pt-K- $\beta\text{Al}_2\text{O}_3$) como para valorización (Cu-K- $\beta\text{Al}_2\text{O}_3$) de CO_2 se han preparado utilizando los procedimientos optimizados desarrollados. Se ha llevado a cabo la caracterización físico-química y voltamperométrica de los electrocatalizadores tanto tal cual preparados (optimización de procedimientos de preparación), así como tras su uso en procesos de captura y valorización electropromovida de CO_2 (estudio de fenómenos de quimisorción, reacción, inhibición, desactivación, etc.). Se han llevado a cabo estudios a escala de planta piloto en condiciones reales para la identificación del mejor electrocatalizador y de las condiciones de operación más apropiadas, tanto para captura por adsorción electropromovida de CO_2 , como para hidrogenación electropromovida a combustibles.

Finalmente, se han llevado a cabo estudios de comportamiento a lo largo de múltiples ciclos de adsorción-desorción del electrocatalizador identificado como más prometedor para captura electropromovida de CO_2 , en condiciones reales así como en presencia de un gas de combustión en lecho fluidizado real.

ÁREA: Efectos ambientales de la energía

En esta área se estudian los efectos medioambientales asociados a la producción de la energía y los

derivados de la industria, agricultura, transporte y residuos. Se analizan los procesos físico-químicos que experimentan los contaminantes emitidos procedentes de diversas fuentes, entre ellas las instalaciones industriales y/o energéticas, y sus efectos en la atmósfera, en suelos, en ecosistemas y en agrosistemas. Se trabaja en el desarrollo de estrategias de conservación y recuperación de emplazamientos. También se investigan las bases científicas del cambio climático, el seguimiento y monitorización del mismo, los impactos que produce en ecosistemas y el desarrollo de nuevas tecnologías utilizadas para frenar el cambio climático, como son los estudios relacionados con el almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas.

LÍNEA: Contaminación atmosférica

En la **Caracterización de la contaminación atmosférica**, se han continuado los estudios sobre contaminación fotoquímica y material particulado, así como aquellos orientados a la mejora y optimización de técnicas de medida de la contaminación atmosférica.

En 2013 se ha finalizado el estudio de la contaminación por material particulado atmosférico, niveles ambientales y fuentes que lo originan, en dos entornos geográficos de especial relevancia situados en las Comunidades de Castilla la Mancha y Madrid, proyecto apoyado por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA).

Se ha participado en mantener operativo durante todo el año el sistema de alerta y previsión de in-

trusiones atmosféricas de polvo/materia mineral en España, debidos a procesos de transporte a larga distancia, en su mayoría procedentes de África. Este sistema se distribuye y da soporte a los gestores de redes de calidad del aire, administraciones, científicos y otras entidades, con una clara repercusión en el cumplimiento de la normativa vigente en materia de calidad del aire (acuerdo con IDAEA-CSIC).

Atendiendo a aspectos de investigación más básica, se sigue profundizando en la caracterización de las propiedades físico-químicas del aerosol sub-micrométrico (proyecto MICROSOL), donde se ha dado un salto cualitativo con la adquisición de una instrumentación novedosa: Aerosol Chemical Speciation Monitor (ACSM), que permite obtener la composición química del aerosol en tiempo real. También se están estudiando las propiedades ópticas con nuevos instrumentos (nefelómetros y aethalómetros) dando lugar a resultados de gran interés en especial sobre el aerosol generado durante los procesos de combustión procedente de distintas fuentes: tráfico, calefacciones, combustión doméstica e incendios.

Las propiedades higroscópicas de los aerosoles se han estudiado mediante el Humidified Tandem Differential Mobility Analyzer (HTDM), cuya construcción, basada en los equipos de la red europea EUSAAR, calibración, puesta a punto y el diseño del programa de control del equipo se han llevado a cabo en el CIEMAT (proyecto PHAESIAN). Este instrumento ha permitido realizar un estudio del factor de crecimiento del aerosol en función de la humedad relativa y del tamaño del aerosol bajo distintas situaciones meteorológicas, generando

una base de datos única sobre propiedades higroscópicas del aerosol urbano que está actualmente en explotación.

Se ha prestado una especial atención al cuidado y aseguramiento de los aspectos de calidad de los datos, con calibraciones de los instrumentos que operan en la estación de medida de parámetros atmosféricos del CIEMAT, ejercicios de validación de medidas y revisión de protocolos de tratamiento de datos. Se ha participado en distintas intercomparaciones internacionales (proyecto ACTRIS-7PM), mientras que la red REDMAAS, coordinada por el CIEMAT, ha organizado una intercomparación de instrumentos de medida de distribución del número de partículas que se ha llevado a cabo con éxito a nivel nacional.

En el ámbito de contaminación fotoquímica se ha puesto en marcha el proyecto MINOX-STREET, que permitirá al CIEMAT evaluar las propiedades de un conjunto de materiales fotocatalíticos y llevar a cabo una compleja caracterización experimental para estimar la capacidad a escala real que tienen los materiales comerciales para reducir las concentraciones de los óxidos de nitrógeno (NO_x) presentes en atmósferas urbanas. Como producto final se elaborará una guía práctica que sirva de orientación a gestores y administraciones sobre el papel que podrían tener estos materiales dentro de las políticas y estrategias de mejora de la calidad del aire, presentando un riguroso análisis coste/beneficio asociado a su implementación y a las necesarias condiciones de uso y mantenimiento.

Aunque la mejora y optimización de las técnicas de medida es una actividad a la que se ha dedica-

do un gran esfuerzo, merece la pena destacar las tareas realizadas en el ámbito de la teledetección y la revisión en profundidad de los procedimientos de calibración de algunos de los instrumentos que utiliza la técnica DOAS. Se ha finalizado el proyecto PHAESIAN que ha permitido el desarrollo y puesta a punto del canal del vapor de agua basándose en el diseño existente en la línea de detección del sistema LIDAR del CIEMAT. Esta mejora supone un gran avance ya que este canal permitirá adquirir la señal producida por el desplazamiento Raman del vapor de agua a la luz láser de 355 nm, por lo que se podrá estudiar la distribución vertical de esta variable en la atmósfera, con una gran relevancia en el estudio de los aerosoles y en concreto en las interacciones aerosol-nube.

En **Modelización de la Contaminación Atmosférica**, se ha continuado con la evaluación histórica que empezó en 2002 de la calidad del aire en España mediante la reevaluación de 2010 y la preevaluación de 2012 para el MAGRAMA. Se han realizado los mapas de depósito de contaminantes atmosféricos sobre la superficie en España en 2010 y se está trabajando en la evaluación de modelos de la calidad del aire en Europa. En este ámbito, se ha firmado un acuerdo de colaboración con L'Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques (INERIS) (Francia) para la mejora y evaluación del modelo fotoquímico CHIMERE, utilizado para simular la calidad del aire en España.

Por otro lado, se está trabajando en técnicas de evaluación integrada de planes de mejora de la calidad del aire en regiones y ciudades europeas utilizando las mejores técnicas de modelización

de la calidad del aire y de estimación de efectos en la salud y relaciones coste/beneficio (proyecto APPRAISAL-7PM).

Se ha desarrollado una metodología novedosa basada en modelos de mecánica de fluidos computacional (CFD) para estimar la representatividad espacial de estaciones de calidad del aire de tipo urbanas de tráfico que también ha podido utilizarse para determinar ubicaciones óptimas de estaciones de calidad del aire que tengan máxima representatividad espacial de acuerdo con lo indicado en las directivas de calidad del aire. También se ha analizado la cobertura espacial de las redes de calidad del aire rural de fondo. Esta metodología ayudará a los gestores de calidad del aire a rediseñar y optimizar sus redes de estaciones de medida de la calidad del aire.

Gracias a las estancias de investigadores en la Universidad de Florida-EEUU y en NCAR-Boulder-EEUU, se han conseguido respectivamente nuevos avances en la modelización de la formación de aerosoles orgánicos secundarios (SOA) en la atmósfera y nuevos desarrollos en el modelo de previsión meteorológica (WRF).

En lo referente a la modelización atmosférica a escala de ciudades y calles (proyecto CONSOLIDER SyeC) se están realizando avances importantes en el desarrollo de parametrizaciones de capa límite urbana que consideran el efecto de los edificios, la vegetación, los intercambios de calor, etc. También se está investigando el papel del arbolado urbano en la calidad del aire y el confort urbano, con simulaciones mediante modelos CFD. Además, se está investigando mediante mo-

delos CFD la efectividad de pavimentos fotocatalíticos en la eliminación de NOx de las atmósferas urbanas (proyecto MINOX-STREET). Continúa también la evaluación de modelos de street-canyon y CFD para simular en muy alta resolución la evolución de contaminantes en zonas urbanas y calles (acción COST ES1006).

Por último, se ha mejorado y actualizado el sistema de predicción de la calidad del aire desarrollado por el CIEMAT e implantado en la ciudad de Zaragoza (proyecto PRECOZ).

En el ámbito de la **Ecotoxicología de los contaminantes atmosféricos**, se continúa participando en la definición de valores umbrales (niveles y cargas críticas) de los contaminantes atmosféricos para la protección de la vegetación en el marco del convenio sobre Contaminación Atmosférica Trans-fronteriza a Gran Distancia (CLRTAP). Estos valores deben establecerse para los distintos tipos de vegetación europea y son la base para la definición de las políticas europeas de calidad del aire y techos de emisión. En 2013 se ha gestionado una nueva encomienda de gestión por la cual el MAGRAMA continúa encargando al CIEMAT la participación en los grupos científicos y técnicos del convenio de Ginebra para incorporar los criterios mediterráneos en el desarrollo de las nuevas metodología de cargas y niveles críticos y evaluar las implicaciones técnicas que pudiera conllevar para la gestión de la calidad ambiental en nuestro país.

El CIEMAT se ha encargado de coordinar y reunir las bases científicas para definir los niveles críticos de ozono (O₃) del convenio para cultivos hortíco-



las, basados en el tomate como especie sensible al O_3 y representativa de este tipo de cultivo en Europa. Además, se han definido las funciones exposición-dosis-respuesta al O_3 para encinares y pastizales anuales. Para ello se han desarrollado parametrizaciones de los modelos utilizados para el cálculo de la dosis absorbida de O_3 y adaptarlos para especies mediterráneas (tomate, trigo, encina, herbáceas anuales).

Estas actividades se realizan gracias a la estación experimental de cámaras descubiertas ubicada en la finca experimental del CSIC de La Higuera (Toledo) (convenio de colaboración CIEMAT-CSIC) diseñada específicamente para estudiar los efectos de los contaminantes atmosféricos en la vegetación. Los experimentos realizados se han centrado en realizar un análisis de sensibilidad al O_3 de variedades comunes de cultivos de hoja: lechuga, escarola, espinaca y acelga.

Se ha continuado analizando el depósito de contaminantes atmosféricos en un bosque de encinas en Tres Cantos (Madrid). En esta estación experimental se mide de forma intensiva las concentraciones de gases contaminantes y partículas, su depósito, las variables meteorológicas que afectan el depósito dentro y fuera del dosel del bosque y los procesos fisiológicos de los estratos herbáceo y arbóreo. El análisis de la información permite reducir las incertidumbres relacionadas con los valores de depósito de nitrógeno seco y húmedo y el ciclado de nutrientes, en un sistema atmósfera-plantas-suelo mediterráneo. Además, se continúan midiendo las concentraciones de contaminantes atmosféricos en la sierra de Guadarrama y realizando análisis de los riesgos que la

contaminación atmosférica supone para los ecosistemas. En este sentido se ha observado que los niveles de O_3 sobrepasan de forma frecuente los límites establecidos para la protección de la vegetación, suponiendo un factor de riesgo para sus comunidades vegetales.

Se han continuado los estudios de los flujos de gases de efecto invernadero en relación con el depósito de contaminantes y la gestión en suelos forestales de pino silvestre del Sistema Central. Se ha encontrado que la respiración del suelo es mayor en las parcelas en que no se realizó una quema controlada, no habiéndose observado una respuesta clara a las fertilizaciones con nitrógeno. También se ha iniciado la evaluación de la respiración del suelo en cultivos de maíz y su relación con índices de teledetección.

Se ha comenzado la acción COST FP1204 que analiza los diferentes servicios ecosistémicos, tanto ambientales como sociales, que pueden ofrecer los bosques urbanos cuando son gestionados dentro de un contexto de infraestructura verde.

Todas estas actividades se están cofinanciando a través de proyectos regionales (AGRISOST-CAM), nacionales (CONSOLIDER-MONTES, EDEN, EMAPGEI, NEREA) y europeos (ECLAIRE-7PM).

Respecto a **Contaminantes Orgánicos Persistentes (COP)**, se ha continuado con el trabajo de vigilancia de COP en algunas matrices y zonas de interés. Para ello se han realizado campañas de muestreo trimestrales de aire y suelo, mediante captadores pasivos, que ha cubierto tanto zonas

remotas (estaciones EMEP) como urbanas. Se ha obtenido la concentración de distintos COP: policlorodibenzo-p-dioxinas y policlorodibenzofuranos (PCDD/F), bifenilos policlorados (PCB), polibromodifenil éteres (PBDE), dicloro difenil tricloroetano (DDT) y metabolitos, hexaclorobenceno (HCB) y hexaclorociclohexanos (HCH); y se ha realizado el análisis estadístico de los datos obtenidos en el periodo 2008-2012. Aunque el número de campañas realizadas aún es escaso para poder obtener tendencias y/o resultados concluyentes, para la mayor parte de las familias de compuestos analizados se han encontrado concentraciones superiores en el caso de las zonas urbanas, si bien estas diferencias no siempre resultaron significativas. Las principales diferencias en la abundancia relativa de los congéneres analizados se deben a campañas puntuales o localizaciones geográficas específicas. Adicionalmente, se ha iniciado el estudio de una nueva matriz (agua de río) para evaluar la presencia de sulfonato de perfluorooctano (PFOS). En colaboración con la Confederación Hidrográfica del Tajo se han seleccionado cuatro estaciones de muestreo situadas a lo largo de la cuenca del río Tajo, incluyendo desde un punto remoto hasta un punto en la frontera con Portugal.

Se ha investigado la presencia y distribución de COP y contaminantes emergentes en la fase gas y la fase particulada (partículas totales, PM₁₀, PM_{2.5}) de aire urbano procedente de la ciudad de Madrid, muestreado durante el invierno de 2013. Los PCB se encontraron mayoritariamente en la fase gaseosa mientras que la presencia de PCDD/F, PBDE y declorane plus (DP) resultó estar asociada principalmente a la materia particulada. Los niveles de Dec 602, Dec 603, Dec 604 y CP en

todos los casos fueron inferiores a los límites de detección.

Se ha realizado un estudio sobre contaminantes orgánicos halogenados con dos objetivos principales: (1) evaluar la presencia y utilización de PBDE y otros retardantes de llama halogenados emergentes (DBDPE, DP, Dec 602, Dec 603, Dec 604 y CP) en España, seleccionando una matriz integradora, que recoja los procesos de lixiviación de estos compuestos durante la producción, uso y desecho de los materiales manufacturados que los contienen; y (2) investigar la presencia de PBDE, MeO-PBDE y OH-PBDE en muestras biológicas, evaluando sus fuentes y estudiando el aporte debido a bioacumulación y/o metabolismo en las concentraciones de MeO-PBDE y OH-PBDE obtenidas.

Se ha investigado la presencia de PCDD/F y dl-PCB en muestras de grasa e hígado de distintas especies de cetáceos varados o capturados accidentalmente en un área altamente industrializada y urbanizada del sudeste y sur de Brasil. Los grupos de mayor contribución al contenido tóxico total (TEQ) fueron los dl-PCB (con un 83% del TEQ) para todos los cetáceos, los PCB coplanares no-orto (un 82% del TEQ) para franciscanas y PCB mono-orto (un 80% de TEQ) para delfínidos.

Se ha puesto a punto la metodología necesaria para el análisis de PCDD/F y PCB en muestras de alimentos, concretamente en huevos, tanto de corral como ecológicos y de producción intensiva.

Se han utilizado los sistemas multiespecie terrestre (MS₃) como ensayos rápidos para determinar

el destino de sustancias químicas perfluoradas (PFC) tras la aplicación de residuos orgánicos en suelo agrícola. Se ha investigado su transferencia hacia organismos invertebrados, concretamente lombrices de tierra (*Eisenia fetida*), comprobándose que las concentraciones aparecidas en las lombrices son superiores a las encontradas en los suelos enmendados, poniendo de manifiesto la bioacumulación de PFC en este tipo de organismos invertebrados terrestres.

Se ha realizado un ensayo de semicampo para abordar la transferencia de PFOS, DP y decabromodifenil éter (BDE-209), desde suelos sujetos a enmiendas orgánicas hacia las aguas de lixiviación y escorrentía generadas en diferentes eventos de lluvia. El estudio demuestra la importancia de los fenómenos de escorrentía como ruta de movilización/transferencia de estos contaminantes desde suelos sujetos a enmiendas orgánicas. Adicionalmente se han planteado distintos ensayos de transferencia de COP emergentes a plantas superiores, utilizando dos tipos de cultivos hortícolas: espinacas (*Spinacia oleracea*) y tomates (*Solanum lycopersicum L.*). En ambos casos, los ensayos se han realizado partiendo de dos mezclas distintas de suelo+residuo, en las que cada residuo se ha añadido a una dosis de aplicación determinada. Estas dosis se han calculado para cubrir las necesidades de N de los cultivos pero cuidando no superar los niveles contemplados en la Directiva 91/676/CEE.

Por último, el Laboratorio de análisis de COP ha superado con éxito las auditorías de seguimiento para la certificación de la norma de calidad UNE-EN ISO 9001:2008, confirmando que el sistema se

encuentra eficazmente implantado y da respuesta a todos los requisitos de dicha norma.

En **Emisiones Contaminantes**, se han continuado las diferentes actividades de I+D actualmente en marcha y desarrolladas en el ámbito de las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC), de las emisiones de vehículos y de las emisiones de aviación.

La Oficina de Control de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión españolas (OCEMCIEMAT), en la que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) tiene delegadas las responsabilidades de recepción, gestión, procesado y supervisión de la información generada por este tipo de plantas a nivel nacional, ha presentado los resultados oficiales correspondientes a 2012 de dichas emisiones y ha gestionado toda la información generada en el parque de GIC durante 2013.

Se ha desarrollado una nueva versión de la aplicación informática AGC-SAM para la mejora del Sistema de Gestión y Análisis de la documentación de Garantía de Calidad de la OCEM. En ella se han incorporado funciones estadísticas que permiten la evaluación cuantitativa los resultados obtenidos en las auditorías documentales efectuadas por la OCEM sobre los Informes de Ensayo de los Niveles de Garantía de Calidad (NGC) aplicados por las GIC a sus Sistemas Automáticos de Medida de Emisiones. Esto ha permitido constatar que en los últimos 2 años dichos sistemas de control de calidad muestran una evolución positiva significativa en sus resultados, lo se considera directamente vinculado a la introducción por parte de



la OCEM-CIEMAT de protocolos de seguimiento y control basados en la realización de auditorías sobre los Informes NGC generados en las Plantas GIC.

En el ámbito de los estudios de las emisiones de escape de motores de combustión interna, se han investigado ciertas implicaciones del uso de biocombustibles. Se ha estudiado el efecto que produce sobre las emisiones a la atmósfera de un motor diésel TDI el contenido de grasa animal en el biodiesel utilizado. Se han obtenido los patrones de emisión según número y tamaño de partículas en un sistema real utilizando una matriz de factorización positiva y se ha estudiado el efecto de los cambios de marcha en la distribución del número y tamaño de partículas emitidas en estado estacionario según el biocombustible. También se ha realizado la comparación de los datos obtenidos por un sistema Engine Exhaust Particle Sizer 3090 (EEPS 3090) y un Nano water-based Condensation Particle Counter 3788 (WCPC 3788) encontrando que, en general, el EEPS muestra una mayor concentración de partículas en cualquier condición, es decir, que el WCPC obtiene datos más próximos a la realidad desde un punto de vista cuantitativo y el EEPS tiende a sobreestimar la concentración el número de partículas, especialmente en condiciones de alta concentración y acumulación de las mismas.

En el desarrollo del programa de medida de emisiones de turborreactores en colaboración con el Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA), se han realizado diferentes campañas de medidas con motores de aviación Rolls Royce Trent 700 y XWB. Se ha trabajado muy activamente en la re-

definición de las metodologías y técnicas implementadas para la caracterización de emisiones gaseosas y de partículas y en la mejora de la infraestructura desplegada en la celda de ensayos del Centro de Ensayos de Turborreactores del INTA, con el rediseño de algunas partes del sistema y con la incorporación de nuevos elementos (splitter, thermodenuder, sonda y distribuidores de flujo). También se han definido las futuras líneas de actuación encaminadas a dotar a dicha celda, única en España, de las capacidades técnicas necesarias para que el INTA y el CIEMAT puedan continuar con las actividades de I+D en el ámbito de las emisiones del sector de la aviación comercial y de sus efectos ambientales.

LÍNEA: Suelos y Geología ambiental

En **Conservación y recuperación de suelos**, se ha continuado con la recuperación de emplazamientos contaminados por metales pesados, especialmente en zonas afectadas por Hg, así como con el trabajo en emplazamientos contaminados por compuestos orgánicos y escombreras abandonadas relacionadas con la minería del carbón.

En el área de Almadén (Ciudad Real) se ha continuado con el estudio del efecto y recuperación de las minas de Hg. En este sentido se han implementado técnicas de teledetección para la monitorización de estas minas, aplicándose de forma novedosa técnicas de espectrorradiometría y continuando con la toma de muestras en zonas de riberas, antiguos emplazamientos mineros y dehesas agropecuarias de la zona. Se han obtenido datos importantes del contenido en Hg y otros



metales pesados en suelos de diversas parcelas experimentales, determinándose el contenido total de los mismos así como sus fracciones solubles e intercambiables. Se ha estudiado la bioacumulación de Hg en animales acuáticos y el efecto de los sedimentos fluviales como fuentes del estado medioambiental acuático de la zona, dato de gran importancia para evaluar tanto el contenido de metilmercurio en la biota como la posibilidad de crear fitobarreras a lo largo de las riberas de los ríos de la zona minera. Se ha realizado la evaluación de descomposición y desorción térmica del Hg en antiguas minas de la zona como potencial técnica de tratamiento de residuos y suelos contaminados.

También se ha estudiado la distribución de metales pesados en suelos en zonas históricamente mineras y su transferencia a cultivos de consumo humano o forrajero, incluyendo la localización de Hg y especiación en plantas cultivadas hidropónicamente, sobre suelos o en los propios emplazamientos.

Se han realizado los muestreos de caracterización del emplazamiento a descontaminar, se han obtenido las curvas espectrales antes de proceder a su descontaminación y se han establecido las áreas contaminadas teniendo en cuenta la concentración y la localización de los hidrocarburos (proyecto BIOXISOIL). Posteriormente, se ha acondicionado el emplazamiento y se ha iniciado la descontaminación mediante la aplicación de técnicas químicas y biológicas para la recuperación del emplazamiento y se han optimizado los parámetros de inyección para el inicio de la oxidación química *in situ* (ISCO).

Se han estudiado los efectos de otros contaminantes como el efecto de la acumulación de sedimentos conteniendo Ag, Cu y Ni principalmente en cuencas semidesérticas como subproducto de la mina de oro El Triunfo (México) y su transporte desde las zonas mineras hasta el océano Pacífico y su impacto en las poblaciones de cetáceos, así como en los suelos, agua, sedimentos y flora a lo largo de la cuenca.

En cuanto a la aplicación de técnicas de teledetección en la conservación y recuperación de suelos se ha finalizado el análisis de los datos obtenidos en la campaña realizada en la Antártida para la obtención de datos de geomorfología y estudio de la evolución del relieve, ambiente periglacial e hidrogeología y los estudios de aplicación de las técnicas de teledetección a la investigación de procesos glaciares y periglaciares en la Antártida. Otro aspecto importante y novedoso ha sido el estudio del permafrost y la caracterización física, química y biológica de las muestra recogidas en colaboración con la UAM y el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) así como la cuantificación del contenido en contaminantes.

Se ha estudiado la evaluación espacial de la erosión en suelos semiáridos y agrícolas en España con técnicas como los análisis hiperespectrales o los análisis con LIDAR. Así mismo, se ha realizado el estudio preliminar sobre el uso de los radionucleidos ^{137}Cs y ^{210}Pb y las técnicas de espectrorradiometría como herramientas para determinar el estado de erosión de suelo.

Con relación al estudio de los procesos de tratamiento de residuos biodegradables, se ha conti-



nuado con la caracterización y cuantificación de gases de distintos vertederos como el de Aizmendi o San Marcos, ambos en Guipúzcoa. En el primer caso se ha realizado tanto la caracterización de los gases emitidos por los pozos del vertedero como la medición de emisiones de metano en la superficie.

Se ha continuado con los estudios del uso de residuos de microalgas (*Scenedesmus* sp.) junto con la chumbera, *Opuntia máxima*, para la producción de biogás y el estudio de la toxicidad por amonio en el uso de las mismas durante la digestión anaerobia. Asimismo se ha evaluado el digerido obtenido para conocer su valor como enmienda orgánica.

En **Geología ambiental**, se continúa con los estudios de hidrogeoquímica de almacenamientos y de termo-hidro-mecánica y geoquímica de materiales geológicos y de barrera.

Dentro de los estudios de hidrogeoquímica de almacenamientos se ha comenzado la caracterización hidrogeoquímica del futuro Almacén Temporal Centralizado (ATC) de residuos radiactivos de alta actividad situado en Villar de Cañas (Cuenca). La determinación de las condiciones hidrogeológicas e hidgeoquímicas del emplazamiento es una de las cuestiones de mayor importancia en el establecimiento de la seguridad del mismo pues el transporte de cualquier tipo de contaminación se efectuará exclusivamente por el agua subterránea. La composición química del agua, además, podrá afectar a la estabilidad de los materiales empleados en el almacenamiento y modificar la solubilidad de los elementos contaminantes liberados.

En El Cabril (Córdoba) se han establecido los fondos geoquímicos de los parámetros químicos más importantes de la composición de las aguas subterráneas del entorno de la futura celda 30 antes del inicio de las obras de su construcción. Se ha estudiado la evolución química del agua subterránea en el entorno de la celda 29 tras su puesta en funcionamiento como celda de almacenamiento de residuos radiactivos de muy baja actividad.

Para la restauración del Centro de Recuperación de Inertes (CRI), situado en las Marismas de Huelva, y contaminado accidentalmente por ¹³⁷Cs, se propuso la construcción de barreras reactivas que minimizasen su liberación al exterior. Con el fin de evaluar la eficacia de dichas barreras se ha realizado el estudio de la composición química del agua antes y después de atravesar las barreras y se han modelizado los procesos de interacción agua-roca que dan origen a las composiciones químicas determinadas en las aguas.

En la aplicación de modelos hidgeoquímicos para la conservación de membranas de desalación por ósmosis inversa, se han realizado campañas de muestreo en las plantas desaladoras de Ceuta y Melilla. También se han realizado ensayos de laboratorio con flujo de CO₂ sobre lecho de calcita, comparando los valores con los obtenidos en planta, y se ha modelizado el grado de polarización en membranas de ósmosis y su influencia en la precipitación de compuestos inorgánicos de especies no deseadas como Br⁻.

En el ámbito de la termo-hidro-mecánica y geoquímica (THMG) de materiales geológicos y

de barrera se finalizó la adjudicación de ENRE-SA para estudiar materiales de confinamiento de base hormigón-arcilla (proyecto COBERTERAS). Los trabajos han incluido la caracterización THMG de los materiales de cobertera y el hormigón utilizados en el Centro de Almacenamiento de El Cabril (Córdoba) y de las formaciones arcillosas Opalinus Clay y Callovo-Oxfordiense, en los laboratorios subterráneos de Mont Terri (Suiza) y Bure (Francia), respectivamente. Además, se ha estudiado el agua intersticial de la Ypresian Clay (Bélgica).

Se ha iniciado la fase final del proyecto europeo PEBS cuyo objetivo es estudiar el comportamiento de las barreras de ingeniería y evaluar sus funciones de seguridad a largo plazo en un marco multidisciplinario e integrador. Se ha realizado la caracterización de la bentonita extraída del ensayo a gran escala EB, que estuvo en operación durante casi 11 años en el laboratorio subterráneo de Mont Terri (Suiza), y se estudiaron las modificaciones mineralógicas en la bentonita MX-80 compactada sometida a tratamiento termo-hidráulico en laboratorio durante 500 y 1.500 días.

Se han continuado los estudios sobre el sistema poroso de las facies Utrillas como material para almacenamiento de CO₂ (proyecto PMA₂CO₂), con la caracterización de la geometría del sistema de poros mediante análisis de imágenes y la caracterización básica, petrofísica, hidromecánica, mineralógica y geoquímica.

Se ha comenzado la caracterización de la respuesta THMG del sustrato geológico del futuro ATC, incluyendo la determinación de propiedades

físicas y la caracterización mineralógica y geoquímica. Se está prestando especial atención a las propiedades de hinchamiento del terreno, por su incidencia en la cimentación de la instalación.

En el proyecto de colaboración FEBEXe, se han iniciado las conversaciones respecto al desmantelamiento del experimento FEBEX *in situ* en Grimsel (Suiza). Los trabajos de muestreo y análisis derivados del mismo han dado paso a un nuevo proyecto denominado FEBEX-DP.

LÍNEA: Cambio climático

El programa de cambio climático es un programa horizontal del CIEMAT en el que se enmarcan diferentes actividades que se desarrollan en distintos departamentos, aunque principalmente, y de una manera más directa, en el Departamento de Medio Ambiente. Por ser es un tema amplio y complejo, los principales resultados de este programa se agrupan en los siguientes ámbitos.

En **Bases científicas del cambio climático**, se investiga en los aerosoles atmosféricos, una de las mayores fuentes de incertidumbre en el cálculo de los forzamientos y el balance radiativo terrestre. En los proyectos MICROSOL, AEROCLIMA y PHAESIAN se han realizado diversos estudios sobre algunas propiedades de los aerosoles: composición química, higroscopicidad o propiedades ópticas, que juegan un papel fundamental en los esquemas de cálculo de transferencia radiativa que integran los modelos climáticos. Estos esquemas requieren el uso de parametrizaciones del comportamiento de los aerosoles que llegan incluso

al nivel de partícula individual, por lo que se han realizado también estudios sobre la estructura y los parámetros morfológicos del aerosol.

En la evaluación de **Impactos del cambio climático**, se ha estudiado la influencia del cambio climático en la respuesta de los cultivos y ecosistemas europeos a la contaminación atmosférica, en particular en la respuesta de los pastos anuales, trigo, cultivos de hoja y especies forestales (proyecto ECLAIRE). Además, se ha evaluado cómo la contaminación atmosférica puede afectar a las emisiones de gases de efecto invernadero o de compuestos orgánicos volátiles que a su vez afectan al cambio climático.

Se ha publicado un manual para gestores forestales: *Conservar aprovechando. Cómo integrar el cambio global en la gestión de los montes españoles* que ofrece una visión de los principales factores del cambio global que afectan a los ecosistemas forestales y las posibilidades de gestión práctica de los montes que pueden mitigar los efectos y/o adaptarse al cambio (proyecto Montes CONSOLIDER).

Se han estudiado los procesos de degradación de suelos para determinar estados de erosión en áreas agrícolas de secano, aplicando técnicas de teledetección y usando datos hiperespectrales y espectrorradiometría de campo a diferentes escalas (proyecto SoilMedSen). Se ha terminado un estudio aplicando alguna de estas técnicas para desarrollar un protocolo de teledetección de los efectos del cambio climático en el Parque Nacional de las Tablas de Daimiel a partir del análisis de los cambios de las comunidad de macrófitas de

Phragmites mediante un sistema de enriquecimiento de CO₂ atmosférico tipo FACE (proyecto DECAMERON). Este estudio ha servido para ensayar los efectos en la vegetación y en los ciclos biogeoquímicos bajo un escenario futuro, cuyos resultados servirán para el diseño de medidas adaptativas y programas de seguimiento para su conservación.

Asimismo se están estudiando las características y los cambios recientes de carácter geomorfológico y la influencia y distribución del permafrost en la región septentrional de la Península Antártica. Mediante la explotación de datos de satélite de radar se están desarrollando métodos integrados para determinar los elementos geomorfológicos y morfoestructurales y detectar cambios superficiales relacionados con los procesos periglaciares, el permafrost y los suelos (proyecto GEOPANT).

En el marco de las actividades de la Task Force on Hemispheric Transport de EMEP, se está trabajando en estimar el impacto de escenarios futuros de cambio climático sobre la calidad del aire utilizando modelos regionales WRF y CHIMERE a modelos globales.

Finalmente, merece la pena mencionar la participación en el comité ejecutivo de la European Climate Research Alliance (ECRA) en la que se promueve la investigación en el ámbito europeo en aspectos relacionados con el cambio climático a través de diferentes programas colaborativos.

En **Seguimiento y monitorización del cambio climático**, se participa en la red de observación Guadarrama Monitoring Network Initiative

(GUNMET), infraestructura del Campus Complutense de Excelencia Internacional para el seguimiento a largo plazo de variables meteorológicas, climáticas y medioambientales en la Sierra de Guadarrama.

Se continúa colaborando con la UCM, en estudios de variabilidad climática en el norte de la península ibérica durante los últimos 12.000 años a partir del estudio de los espeleotemas que crecen en las cuevas (proyecto CLISP). Se ha tenido una dedicación especial en el programa de calibración de las variables que suelen utilizarse como indicadores paleoclimáticos a través de la monitorización ambiental e hidrogeoquímica de las zonas donde se forman los espeleotemas, en particular en el estudio de los elementos traza como indicadores de cambios en el régimen hidrológico de las cuevas.

Paralelamente, se ha participado en la monitorización climática y ambiental de dos cuevas del norte de la península ibérica. Estas cuevas son espacios con protección especial, definidos por su singular biodiversidad y su valor patrimonial, y presentan una elevada vulnerabilidad a los cambios ambientales. Se puede destacar la cobertura de un periodo completo y continuo de 10 años de monitorización, registro único de estas características en cuevas no visitables en nuestro país.

También se participa con una estación de medida en Madrid en la red ACTRIS, infraestructura europea de investigación dedicada a la observación y monitorización de nubes, aerosol y gases traza en la atmósfera.

En **Cambio climático y comportamiento ciudadano**, se finalizó el proyecto europeo PACHELBEL (7PM), en el que se ha desarrollado la herramienta Systematic Tool for Behavioural Assumption Validation and Exploration (STAVE). Esta herramienta ha sido utilizada como método de apoyo para el diseño, implementación y evaluación de políticas relacionadas con la sostenibilidad y la vida cotidiana en seis países de la Unión Europea. Sus características y capacidades permiten a STAVE ser de utilidad, no sólo en la investigación de políticas de cambio climático y sostenibilidad, sino también en otros contextos de políticas públicas donde el comportamiento cotidiano de los ciudadanos sea una variable fundamental.

Asimismo, en los aspectos de comunicación social, se ha realizado un estudio sobre el papel que están desempeñando los medios y qué mensaje están transmitiendo a la sociedad sobre la ciencia del clima. En este estudio se analiza en detalle, por primera vez, el trabajo que realizan los periódicos españoles en su tratamiento de las noticias sobre el futuro del clima.

En **Tecnologías medioambientales para la mitigación del cambio climático**, y dentro del ámbito de análogos naturales del almacenamiento geológico, se ha realizado un estudio del yacimiento de bentonita de Morrón de Mateo en Cabo de Gata (Almería) como análogo natural del comportamiento de la barrera de arcilla de un almacenamiento de residuos radiactivos y se ha realizado la caracterización cristalquímica de sus esmectitas por espectroscopía Mössbauer.



Se ha realizado un estudio geológico y geofísico del análogo natural de almacenamiento y escape de CO₂ de la cuenca terciaria de Gañuelas-Mazarón (Murcia). En este estudio se ha realizado la monitorización del CO₂ difuso superficial y el estudio de la precipitación de traventinos en aguas subterráneas ricas en CO₂ como una alerta por fugas de dicho gas en el almacenamiento.

Dentro del proyecto de Caracterización de la seguridad y evaluación del comportamiento de la Planta de Desarrollo Tecnológico (PDT) de CIUDEN en Hontomín (Burgos), se ha concluido el modelo probabilista de evaluación integrada de los riesgos derivados del almacenamiento geológico de CO₂ (ABACO₂G), cuya validación será objeto de la Fase III del proyecto conjunto CIUDEN-CIEMAT con los datos experimentales a obtener durante la inyección de CO₂ y el monitoreo de la pluma. ABACO₂G se ha implementado sobre GoldSim, lenguaje de programación de alto nivel para la resolución de sistemas dinámicos complejos. Esta nueva aproximación probabilista a la evaluación de riesgos derivados del almacenamiento geológico de CO₂ se basa en la determinación de la componente probabilista del riesgo de un almacenamiento geológico de CO₂ aplicando el formalismo de las redes bayesianas y del método de Monte Carlo. Este desarrollo metodológico se ha completado con los estudios pertinentes acerca del comportamiento de las estructuras, sistemas y componentes estándar de un almacenamiento geológico de CO₂, singularizados para el emplazamiento de la PDT en Hontomín, para dotar al modelo de análisis y evaluación del riesgo de los elementos que le proporcionen una aplica-

bilidad general a los potenciales complejos de almacenamiento de CO₂ que se desarrollen en España.

Además, se ha iniciado el estudio de los aspectos geomecánicos asociados a la inyección de CO₂. Por el momento se ha obtenido una primera estimación de las sobrepresiones esperables, así como de las incertidumbres asociadas, y se están definiendo los aspectos experimentales para la determinación de las variables petrofísicas que responden a la interacción CO₂ (CH₄) – roca carbonatada.

A finales del año se han iniciado dos proyectos en temas de hidrocarburos no convencionales (*fracking*): con la Universidad de Oviedo y con la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de la UPM.

ÁREA: Efectos de las radiaciones ionizantes

Se destacan las actividades relacionadas con la determinación y control de los niveles de radiactividad ambiental dentro de los Programas y Redes de Vigilancia Radiológica; el desarrollo de criterios y métodos de evaluación y vigilancia relativos a la protección radiológica del público y medioambiente; y la realización de servicios e I+D+i en dosimetría externa e interna de radiaciones. También se analizan los procesos que afectan a la migración/retención de los radionucleidos en el medio natural o en barreras, dentro de la tecnología de almacenamiento de residuos radiactivos.



LÍNEA: Protección radiológica del público y del medio ambiente

En el ámbito del **Impacto radiológico de fuentes de radiación natural y artificial**, cabe destacar la finalización y entrega de los estudios de evaluación del estudio de impacto radiológico ambiental de las centrales térmicas de carbón de Lada, Narcea, Aboño y Soto (Asturias), de La Robla (León) y de Velilla (Palencia), en colaboración con UNESA (proyecto EVATERM). Por otro lado, dentro de los trabajos relacionados con el tratamiento de los materiales radiactivos de origen natural y de las industrias que los generan, y en el marco del programa MODARIA de la OIEA comenzaron los grupos de trabajo 3 (Uncertainties in routine discharges) y 5 (NORM and Legacy sites), siendo el CIEMAT responsable de la coordinación del primero de ellos.

Asimismo el CIEMAT organizó, en colaboración con ENRESA, la reunión anual de la Red Europea ALARA que en esta ocasión fue dedicada al análisis de las estrategias de gestión de los residuos NORM reuniendo a 90 asistentes de más de 20 países.

Sobre el desarrollo de **Criterios y fundamentos de protección radiológica**, se ha realizado el seguimiento y participación en los desarrollos internacionales del UNSCEAR, que en 2013 celebró su 6o periodo de sesiones con el seguimiento de los documentos *Levels and effects of radiation exposure due to the nuclear accident after the 2011 great east-Japan earthquake and tsunami* y *Effects of radiation exposure on children* como temas centrales (proyecto PRCAU financiado por ENRESA).

También en el mismo proyecto se ha avanzado en el conocimiento del estado del arte sobre las evaluaciones del impacto de los residuos tóxicos no radiactivos, tanto en lo referente al marco legislativo como a las metodologías utilizadas en las citadas evaluaciones que se aplican en España, para poder conocer en detalle cual es la situación actual del tema.

En el ámbito de la **Protección radiológica en situaciones de intervención**, se ha participado en el ejercicio de la plataforma NERIS-2013. Se ha desarrollado el escenario del ejercicio y redactado la guía de uso de las herramientas del mismo. Ha dado comienzo el proyecto PREPARE, cuyo objetivo es el desarrollo y puesta a punto de herramientas de respuesta en situaciones de emergencia. Entre los primeros logros de este proyecto se encuentran la identificación y localización de los posibles participantes del panel español sobre gestión de bienes de consumo contaminados, y la preparación y lanzamiento de una encuesta online a los participantes del panel ConGoo-Es para conocer su implicación y grado de interés en participar. También se ha participado en el simulacro europeo CURIEX 2013, llevado a cabo en Cáceres.

Por último, en el campo del desarrollo de **Metodologías, modelos y herramientas de evaluación del impacto radiológico**, destaca la realización de un ejercicio práctico para la evaluación del posible impacto de la instalación de El Cabril (Córdoba) en la biota (operación normal y situaciones accidentales), utilizando la herramienta ERICA. También se ha actualizado el modelo matemático implementado en el código AMBER para la evaluación de la biosfera para El Cabril. Dentro



del proyecto ENSURE II se han revisado los modelos aplicados para la evaluación de las dosis a los trabajadores y miembros del público para las situaciones actuales y futuras. Estos modelos se implementan en el paquete de software Ecolego y se pueden ver y ejecutar utilizando el reproductor Ecolego.

LÍNEA: Radiactividad ambiental y vigilancia radiológica

Las actividades de esta línea se desarrollan en torno a la realización de los controles preceptivos para el Programa de vigilancia radiológica ambiental (PVRA) del CIEMAT. Además, se ha realizado el análisis de los resultados del PVRA de 2012 junto con los resultados del control de calidad realizados por la Universidad del País Vasco. Los niveles de radiactividad detectados se corresponden con niveles ambientales. El informe sobre estos datos junto con la base Keeper fue remitida al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).

Se han realizado todos los muestreos y los análisis establecidos en el programa de la RED ESPA-CIADA para 2013. Adicionalmente se han ofrecido servicios técnicos a clientes que demandan análisis de muestras ambientales. Además de los controles de calidad de los PVRA en algunas centrales nucleares españolas (Almaraz o Garoña) y en otro tipo de instalaciones nucleares (ENRESA, UNESA, CSN), se han realizado análisis de tritio en aguas a petición del Canal de Isabel II, al estar acreditado por la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC) para la realización de este tipo de ensayos. También se han realizado la toma de muestras y aná-

lisis radiológicos de las aguas del Balneario de Olmedo (Valladolid).

Se ha participado en el ejercicio de intercomparación del CSN/CIEMAT (filtros), cuyos resultados se conocerán el próximo año, y en la intercomparación internacional *IAEA Interlaboratory comparison on determination of low-level tritium activities in water (TRIC 2012)*. Se han evaluado los resultados correspondientes a la XXII intercomparación analítica entre laboratorios de las centrales nucleares y los resultados de la intercomparación CSN/CIEMAT entre laboratorios de radiactividad ambiental 2012-2013 (suelo).

LÍNEA: Dosimetría de las radiaciones ionizantes

El Servicio de dosimetría de radiaciones del CIEMAT ha renovado su acreditación por la ENAC, en base a la norma UNE-EN ISO/IEC 17025:2005, en reconocimiento de su competencia técnica para la realización de ensayos de dosimetría de radiaciones. Así mismo, se han completado las acciones planificadas para el mantenimiento y adecuado seguimiento del Sistema de calidad implantado.

En **Métodos y modelos matemáticos aplicados a la dosimetría de radiaciones**, se destaca, el desarrollo de un nuevo dispositivo con geometría cilíndrica y respuesta direccional para la caracterización de haces de neutrones. De acuerdo con las simulaciones y las medidas iniciales realizadas, el dispositivo presenta resolución espectral desde neutrones térmicos hasta rápidos y es prácticamente insensible a la irradiación lateral. También

se ha completado el desarrollo de los nuevos detectores activos para neutrones térmicos. El procedimiento puesto a punto consiste en utilizar detectores comerciales de estado sólido y hacerlos sensibles a neutrones térmicos mediante un proceso físico-químico que permite depositar una fina capa (decenas de micras) de un compuesto con un elevado porcentaje de ^6Li que actúa como convertidor para detectar las partículas cargadas secundarias.

En relación a la **Dosimetría de radiación interna**, se ha participado en varios ejercicios de intercomparación internacionales y nacionales organizados por distintas entidades (PROCORAD, BFS, EURADOS,...). En el caso de las intercomparaciones organizadas por la Association for the Promotion of Quality Control in Radiotoxicological Analysis (PROCORAD), el Laboratorio de bioeliminación participó en 6 de ellas y fue distinguido como laboratorio de referencia para los análisis de muestras de orina en la cuantificación de actínidos y de tritio. Los resultados obtenidos muestran unos resultados excelentes para las técnicas de medida de espectrometría α y espectrometría de centelleo en fase líquida (TOP LAB).

También se han desarrollado nuevos métodos de medida *in vitro* tanto para el Laboratorio de bioeliminación como para el Laboratorio del contador de radiactividad corporal (CRC). En el primer caso, los nuevos métodos permiten la cuantificación de actividad en muestras de excretas de un modo rápido, especialmente indicados para situaciones de emergencia (altas dosis, muchas personas afectadas y necesidades de respues-

ta rápida). Además, se han desarrollado nuevas metodologías para análisis de Pu, Am, Th y ^{90}Sr en situaciones de emergencia, mediante un sistema de separación en cartuchos utilizando una caja de vacío, y permitiendo obtener resultados dosimétricamente consistentes en 24-48 horas. En el caso del CRC, se ha implementado un nuevo método de medida *in vivo* de la contaminación interna debida a la incorporación en cuerpo entero de radionucleidos emisores de radiación X/g con detectores de Ge de alta resolución espectral y especialmente eficientes en el rango de energías de 10 a 1.000 KeV para mejorar la respuesta en emergencias ante situaciones similares al accidente de Fukushima I.

Por supuesto, se ha continuado con la vigilancia y seguimiento de todo el personal del CIEMAT y de clientes a través de los análisis en los contadores de radiactividad corporal y análisis de excretas.

En **Dosimetría de radiación externa**, se realizaron alrededor de 9.000 determinaciones de la dosis equivalente personal ($\text{Hp}(d)$), tanto a clientes como a trabajadores del CIEMAT, que generaron diversos informes de dosimetría personal externa a clientes y de distribución de dosis para el CSN e informes preceptivos al Banco Dosimétrico Nacional.

Además, el Laboratorio de dosimetría externa ha participado satisfactoriamente en la 5ª intercomparación organizada por el CSN entre los servicios de dosimetría personal externa autorizados así como en el "Test Ciego" organizado por la Greek Atomic Energy Commission para dosímetros corporales en campos fotónicos.

En el ámbito de dosimetría ambiental, se ha medido por termoluminiscencia 525 dosímetros de área de 84 estaciones de vigilancia de área correspondientes a 13 instalaciones externas (clientes) y 48 estaciones de medida dentro del recinto del CIEMAT.

Por último, en **Dosimetría retrospectiva**, se ha determinado el potencial dosimétrico de materiales naturales (olivino y albita) en función de la dosis UV y b absorbidas y se ha caracterizado un fosfato sintético (con estructura similar a hueso) para su posible uso como dosímetro en condiciones retrospectivas. También se ha determinado la validez de la termoluminiscencia para su aplicación en la detección de sésamo irradiado tras más de 15 meses de ser procesado. Se ha determinado la influencia de Rn en las propiedades luminiscentes de carbonatos naturales.

LÍNEA: Físico-química de actínidos y productos de fisión

En el ámbito de los **Procesos de adsorción de radionucleidos en superficies minerales**, se ha estudiado el efecto del ácido isosacárico en la retención de varios radionucleidos en cemento y sus minerales principales. Los materiales, basados en cemento, se utilizan ampliamente en los almacenes de residuos radiactivos de baja y media actividad (RBMA) para estabilizar y acondicionar los residuos. Las condiciones físico-químicas que genera el cemento contribuyen a retener los radionucleidos (RN) y retardar significativamente su lixiviación en el medioambiente. Sin embargo, en los RBMA también están presentes en canti-

dades relevantes distintos tipos de materiales de base orgánica (papel, plásticos, madera y tejidos). Muchos de estos materiales sufren fenómenos de degradación debido a las condiciones químicas existentes (ambiente alcalino con $\text{pH} > 13$), a la radiación y a la actividad microbiana. La presencia de los productos de degradación de estos materiales puede aumentar de forma importante la solubilidad de algunos RN; en particular, los productos de degradación de los materiales celulósicos (papel, madera, algodón) son los que producen los ligandos orgánicos más estables y capaces de reducir de forma efectiva la retención de los RN en el cemento, a través de la formación de complejos ligando-RN (proyecto CELUCEM).

Asimismo se ha analizado la capacidad de la combinación de las técnicas micro-PIXE y RBS para estudiar la retención de contaminantes a escala micrométrica en cementos.

Respecto al **Transporte de radionucleidos en el medioambiente**, se ha cuantificado, tanto en ensayos estáticos como en ensayos dinámicos, el efecto de la presencia de iones competitivos en la retención del Cs en un sistema muy salino (aguas de marisma). Para estos estudios no se han podido utilizar los procedimientos usuales, semi-empíricos, basados en la simple determinación de los coeficientes de reparto (K_d), pues son absolutamente insatisfactorios a la hora de predecir la variabilidad de la adsorción en un sistema natural complejo. En especial, en un medio salino (como una marisma) los efectos de los iones competitivos deben ser analizados y cuantificados cuidadosamente. Sólo a través de la determinación de parámetros termodinámicos y el desarrollo de



modelos mecanicistas es posible tener capacidad predictiva sobre la migración de contaminantes. También se ha podido modelizar de forma mecanicista la retención del Cs en un sistema natural.

Por último, en la evaluación del **Papel de los coloides y nanopartículas en el transporte de contaminantes**, se han caracterizado las propiedades de las mezclas de alúmina y montmorillonita sódica, y se han evaluado las propiedades de adsorción del Cd en varias condiciones químicas. El objetivo de estos estudios es analizar la posibilidad de incrementar significativamente la capacidad de retención en barreras geoquímicas utilizando materiales nanoparticulados, por su elevada área superficial y reactividad (proyecto NANOBAG).

En el ámbito del proyecto BELBAR (7PM), se ha cuantificado la capacidad de erosión de distintas bentonitas. Es importante estudiar este proceso de erosión para analizar las prestaciones a largo plazo de las barreras de ingeniería en los almacenamientos de residuos. Además, la erosión puede generar coloides con un potencial importante en la migración de los contaminantes que debe ser valorado.

ÁREA: Estudios de sistemas energéticos y medioambientales

Dentro de esta área se incluyen aquellas actividades de I+D+i relacionadas con el estudio o la evaluación de diferentes aspectos relacionados con las tecnologías energéticas y medioambientales, como son los aspectos socioeconómicos y ambientales del ciclo completo de las tecnologías

energéticas, especialmente de las emergentes como la solar, eólica, biomasa o la fusión nuclear; los aspectos psicosociales, que determinan la influencia de la actuación humana y social en la tecnología, seguridad operacional y el medio ambiente de los sistemas complejos además de la percepción social a los nuevos desarrollos tecnológicos existentes en la actualidad.

Por otro lado, el CIEMAT también desarrolla estudios de prospectiva y vigilancia tecnológica con una larga experiencia en la elaboración de estos informes, tanto por petición del CIEMAT como por demanda externa, que sirven de base para la planificación y la toma de decisiones estratégicas.

LÍNEA: Investigación sociotécnica

En el ámbito de **Percepción del riesgo, comunicación y aceptación social** se han iniciado las primeras fases del proyecto de investigación denominado Nuevas estrategias para la implicación del público en el control de la contaminación atmosférica urbana, orientado a investigar las actitudes públicas ante el riesgo derivado de la contaminación atmosférica urbana así como a mejorar los mecanismos existentes de implicación pública en este ámbito. Se ha llevado a cabo un estudio sobre las estrategias de comunicación pública implementadas en las ciudades españolas en el ámbito de la contaminación atmosférica. También se ha realizado un estudio exploratorio cualitativo de la percepción pública de la contaminación del aire que ha permitido recoger las creencias asociadas a la contaminación del aire, la percepción del riesgo para la salud, la percepción de autoefi-



caja y las conductas individuales de reducción y minimización de la exposición.

Asimismo, se ha participado en el diseño metodológico del panel español de expertos en gestión de crisis radiológicas en el marco del subproyecto sobre *Consumer Goods* del proyecto PREPARE (7PM). En el marco del programa Socio-Economic Research on Fusión (SERF) del European Fusion Development Agreement (EFDA), se ha participado en una investigación sobre la naturaleza del contenido de la información sobre la energía de fusión en Internet así como sobre la presentación de la fusión y otras tecnologías energéticas emergentes en la prensa escrita. También se organizó el taller de investigación *Satellite Meeting on the Socio-economic dimensions of Fusion Energy*.

En el ámbito de investigación en **Cultura organizativa y de seguridad de organizaciones de alta fiabilidad (HRO)** se ha realizado la evaluación de cultura de seguridad de la Asociación Ascó Vandellós (ANAV) así como el diagnóstico de cultura organizativa de ENRESA. Por otro lado, se ha proporcionado soporte científico técnico a ENRESA en el ámbito de cultura organizativa así como soporte metodológico a la Central Nuclear de Co-frentes en su proceso de autoevaluación de cultura de seguridad. Asimismo se ha colaborado con UNESA para la mejora del desempeño de las HRO españolas, así como en la revisión y mejora del proceso de administración de encuestas de cultura organizativa y de seguridad en las centrales nucleares españolas. Se han afianzado las relaciones con diferentes organismos y entidades como ENRESA, Human Synergistics International, UNESA

y Delft University of Technology (Países Bajos) para asegurar futuras colaboraciones.

Por último, en el ámbito de los **Factores humanos**, el CIEMAT ha continuado participando en el campo de Persona-Tecnología-Organización (MTO) del proyecto Reactor Halden. Se han analizado nueve casos prácticos de validación de salas de control en la industria nuclear de Corea del Sur, Finlandia, Francia, Suecia, Taiwán y España.

LÍNEA: Análisis de sistemas energéticos

En el ámbito de los **Aspectos socioeconómicos en sistemas energéticos**, se destacan el análisis coste beneficio de las políticas de apoyo a las energías renovables en España en el periodo 2005-2010 y el análisis prospectivo del futuro escenario energético en nuestro país utilizando el modelo energético TIMES-Spain. Se han estimado las externalidades medioambientales y socioeconómicas de las distintas tecnologías energéticas en España y se ha calculado el coste total de la energía en diferentes escenarios (proyecto INER). Se han definido indicadores socioeconómicos y medioambientales para la evaluación de los impactos de la generación de electricidad en el marco de los mecanismos de cooperación con terceros países previstos en la Directiva de Energías Renovables (proyecto BETTER).

Respecto al **Análisis de ciclo de vida de procesos energéticos**, se ha desarrollado, en colaboración con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), la versión 2.0 de la Calculadora de emisiones de gases de efecto invernadero de



biocarburantes CALCUGEl2.o. Esta herramienta, disponible próximamente en la web del IDAE, podrá utilizarse para el cálculo de estas emisiones en el marco del Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad de Biocarburantes (proyecto GEI IDAE).

Atendiendo a la importante contribución de los fertilizantes en el impacto ambiental de los cultivos energéticos se han desarrollado factores de emisión de los fertilizantes consumidos en España, para una mejor caracterización y cómputo del impacto. El cultivo de triticale destinado a la producción de calor y electricidad ha sido analizado tanto desde el punto de vista ambiental como el de su viabilidad económica.

En el marco de una encomienda de gestión con el MAGRAMA, se ha realizado el seguimiento y análisis de las actuaciones internacionales, en especial de la UE y de sus países miembros, sobre los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y se ha estimado el cambio indirecto de uso de suelo que se produce por la demanda de biocarburantes en nuestro país.

En el ámbito de la **Modelización de sistemas energéticos**, se ha realizado un análisis de la posible evolución del sistema energético español en diferentes escenarios y se ha evaluado el efecto de la internalización de las externalidades medioambientales y socioeconómicas en la composición del mix energético. Asimismo, se ha analizado la posibilidad de penetración de la tecnología de fusión nuclear para generación eléctrica utilizando el modelo energético EFDA TIMES (proyecto SERF: EFDA TIMES).

Además se ha hecho un análisis de los impactos de las políticas medioambientales en España en el medio y largo plazo integrando la metodología de análisis de ciclo de vida y la modelización energética, que fue presentado en una tesis. El estudio se ha centrado en los sectores de producción de cemento y generación de electricidad.

LÍNEA: Inteligencia y prospectiva

En el campo de inteligencia y prospectiva, el CIEMAT basa sus capacidades en la vigilancia tecnológica, incluyendo la detección de señales débiles, la identificación de tendencias a largo plazo y el análisis de escenarios, junto con la identificación y valorización de su patrimonio intelectual e industrial.

El CIEMAT dispone de un sistema de vigilancia tecnológica e inteligencia competitiva certificado por AENOR según la norma UNE 166006:2011, y que en diciembre ha sido renovado tras superar las auditorías externas a las que fue sometido.

En 2013 se ha colaborado en distintos proyectos, como son la realización de actividades de vigilancia tecnológica e inteligencia competitiva conjuntamente con URBASER, el desarrollo de una plataforma web para el análisis de información junto a LyKeion, y el análisis preliminar de indicadores para el sector energéticos y elaboración del informe de indicadores, para la Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas (ALINNE).

Las actividades desarrolladas han dado lugar a la participación en cursos, jornadas y publicaciones,

así como la elaboración de informes de Vigilancia Tecnológica e Inteligencia Competitiva de diferentes tipos como: boletines de vigilancia de patentes o de vigilancia tecnológica (destacando el realizado en el sector de la biomasa para la plataforma BIO-PLAT), estudios del estado del arte, informes de patentabilidad solicitados por la Oficina de Transferencia de Tecnología del CIEMAT o informes de consultoría. También se ha realizado un estudio de análisis de indicadores de innovación tecnológica, con objeto de establecer criterios que permitan evaluar, seleccionar y priorizar líneas tecnológicas.

10.5 CENTRO NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (CENER)

El Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) es un centro tecnológico especializado en la investigación aplicada y en el desarrollo y fomento de las energías renovables. Cuenta con una alta cualificación y un reconocido prestigio nacional e internacional.

La Fundación CENER-CIEMAT inició su actividad en el año 2002 y su Patronato está formado por el Ministerio de Economía y Competitividad, Ciemat, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y el Gobierno de Navarra. En la actualidad, presta servicios y realiza trabajos de investigación en 6 áreas: eólica, solar térmica y solar fotovoltaica, biomasa, energética edificatoria e integración en red de las energías renovables.

CENER está dotado de infraestructuras tecnológicas de última generación, con los más modernos laboratorios e instalaciones a nivel mundial, des-

tacando especialmente el Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores (una infraestructura única en el mundo), el Parque Eólico Experimental, el Centro de Biocombustibles de 2ª generación y una Microrred.

Las principales instalaciones de CENER son:

Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores (LEA)

Se trata de una infraestructura dedicada a pruebas y ensayos de aerogeneradores abarcando desde el análisis de los componentes hasta el de aerogeneradores completos, según normas internacionales. El LEA integra cinco centros de ensayo de última generación entre los que se encuentran:

- Laboratorio de Ensayos de Palas,
- Laboratorio de Ensayos de Tren de Potencia (comprende Banco de Ensayo de Tren de Potencia, Banco de Ensayo de Generadores, Banco de Ensayos de Nacelle, y Banco de Montaje de Nacelles),
- Laboratorio de Materiales Compuestos y Procesos,
- Ensayos en Campo de Aerogeneradores y
- Parque Eólico Experimental (Sierra de Alaiç).

Centro de Biocombustibles de Segunda Generación CB2G

Este centro está diseñado para desarrollar y validar a escala preindustrial nuevos procesos de



producción de biocombustibles de 2ª generación, permitiendo reducir el tiempo de puesta en el mercado de estos procesos y el riesgo asociado a los mismos. En esta instalación se puede procesar un amplio rango de biomásas (herbáceas y leñosas), incluir una amplia gama de pre-tratamientos adecuados a las diversas biomásas y procesos de conversión, disponer de capacidad para el desarrollo de procesos de producción de una amplia gama de biocombustibles de 2ª generación, y operar de forma continua en ensayos de larga duración simulando las condiciones industriales, de modo que los resultados obtenidos y los desarrollos realizados puedan ser extrapolables a escala industrial.

Incluye:

- Laboratorio para el tratamiento y caracterización de muestras de proceso, Unidad de Pretratamiento Físico de Biomasa.
- Unidad de Gasificación: Reactor de Lecho Fluido Burbujeante con una Potencia nominal: de 2 MWt.
- Módulo Bioquímico: Instalación capaz de trabajar en diferentes configuraciones (SHF, SSF, CBP) y de llevar a cabo diversos procesos de fermentación tanto en aerobiosis como en anaerobiosis.
- Unidad de pretratamiento.
- Hidrólisis enzimática con elevado contenido en sólidos.
- Batería de fermentadores totalmente monitorizados y preparados para operación en aerobiosis y anaerobiosis.
- Reactor de propagación de microorganismos.

Microrred ATENEA

Microrred orientada a aplicaciones industriales con una potencia de 100 kW. Cubre parte de los consumos eléctricos del Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores-LEA- y del alumbrado del polígono industrial Rocaforte. También puede ser utilizada como banco de ensayos para nuevos equipos, sistemas de generación, almacenamiento de energía, estrategias de control y sistemas de protección. Puede operar en modo aislado y en modo conectado a la red.

Consta de los siguientes equipamientos: Turbina eólica de 20 kW full-converter; Instalación Fotovoltaica de 25 kWp; Generador Diesel de 55 KVA; Microturbina de Gas de 30 kW con aprovechamiento térmico; Baterías de Plomo-Ácido. (50 kW x 2 horas); Batería de flujo, (50 kW x 4 horas); Batería de ion Litio, (50 kW x ½ hora); Supercondensadores (30 kW x 45g); Cargas trifásicas de 120 kVA; Vehículo eléctrico y Luminaria del polígono industrial y oficina.

Actividades y proyectos de I+D

Durante el año 2013 CENER ha seguido con sus esfuerzos para participar en proyectos competitivos de I+D+i, sobre todo de colaboración europea.

En los últimos tres años CENER también ha incrementado su presencia en foros internacionales. Se ha reforzado su papel en la Alianza Europea de Investigación en Energía (EERA), siendo miembro de los JP de eólica (coordinación de subgrupo de infraestructuras); biomasa; solar térmica;

fotovoltaica y redes inteligentes. En relación con la Agencia Internacional de Energía CENER es representante de España en el "Renewable Energy Working Party", es coordinador de las tareas 11 ("Base technology information exchange") y tarea 31 ("WAKEBENCH: Benchmarking of wind farm models") de IEAWind; y participa en diferentes tareas de SolarPACES, IEA-SHC, PVPS, IEAHIA. A parte de estas contribuciones CENER es miembro de varias plataformas tecnológicas (nacionales y europeas), PPP, JTI, asociaciones del sector y colabora con diferentes Comités de Estandarización y Certificación.

Las actividades y los proyectos más significativos de los diferentes departamentos de CENER en 2013 han sido:

Departamento de Eólica

El Departamento de Energía Eólica de CENER tiene como finalidad desarrollar actividades de investigación aplicada y asesoramiento técnico en el ámbito de la energía eólica, prestando servicio a todos los agentes del sector, como son: promotores, fabricantes, entidades financieras, operadores, asociaciones y administraciones públicas, tanto nacionales como internacionales.

Se trata de mejorar la eficiencia y por lo tanto la competitividad de un sector en plena evolución. En este sentido, el Departamento de Energía Eólica de CENER está trabajando en diversos proyectos de investigación, tanto por iniciativa propia como en cooperación con centros tecnológicos, instituciones y empresas.

Además del equipo multidisciplinar, merece la pena destacar las importantes infraestructuras tecnológicas de las que dispone el Dpto. de Eólica: el Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores, un Centro de Proceso de Datos, y un Parque eólico experimental en terreno complejo.

Los principales proyectos de I+D en 2013 han sido:

- WINDTRUST - Demonstration of more reliable innovative designs on a 2 MW Wind turbine (FP7)
- AVATAR - AdVanced Aerodynamic Tools for lArge Rotors (FP7)
- WINDUR - Small Wind Turbine for Urban Environments (FP7)
- WAUDIT – Wind resource assessment audit and standardization (FP7 Marie Curie; coordina CENER)
- WAKEBENCH – (IEAWind task 31 coordination)
- EERA-DTOC – EERA Design Tools for Offshore Wind Farm Cluster (FP7)
- INNWIND – Innovative Wind Conversion Systems (10-20 MW) for Offshore Applications (FP7)
- FLOATSOLUTIONS – Sensorización, diseño, y optimización de cable dinámico, diseño y optimización de estructura offshore, análisis de fatiga, materiales y monitorización. (MICINN-INNPACTO)
- NANOMICRO – Nanomicrocementos y su aplicación en torres eólicas de hormigón (MICINN-INNPACTO)
- EMERGE – Investigación y desarrollo de un sistema para generación eólica offshore en aguas profundas (MICINN-INNPACTO)



- OPENFOAM - Desarrollo y validación de modelos de vientos y estelas en código libre de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) OpenFOAM (MICINN-INNPACTO)
- WETSITE - Caracterización de emplazamientos, condiciones medioambientales, recurso MetOceánico y su influencia en la turbina y sus componentes. (MICINN-INNPACTO)
- Proyecto INNTECMAR. Se trata de un proyecto offshore con base en las Islas Canarias.
- Global Wind and Solar Atlas. CENER contribuyó en 2013 con dos mapas de África y América Latina que ya se encuentran en el catálogo de mapas de IRENA a disposición de los usuarios que deseen consultarlos.
- ISSWIND. GNSS for applied meteorology (ESA/IAP).

Departamento de Fotovoltaica

El departamento de Energía Fotovoltaica tiene como objetivo principal la reducción del coste del kWh producido por medios fotovoltaicos. Es el punto intermedio entre la investigación básica y los entornos industriales de fabricación.

La actividad de I+D+i se complementa con servicios de validación y certificación de componentes, incluida la de plantas fotovoltaicas de generación de energía eléctrica.

Gracias a la variada cualificación técnica de sus miembros, las actividades del departamento abarcan actividades que van desde el estudio de los materiales y tecnologías de célula, hasta la

instalación fotovoltaica una vez finalizada y produciendo energía.

El Departamento de Energía Solar Fotovoltaica (ESFV) está constituido por 2 entornos de conocimiento: Sistemas Fotovoltaicos y Células Fotovoltaicas.

El Departamento de ESFV de CENER también colabora en proyectos de cooperación internacional patrocinados por AECI y en iniciativas de la agencia Internacional de la Energía (IEA)

Realiza actividades de certificación de módulos fotovoltaicos, diagnóstico de defectos y ensayos de rendimiento, medida y caracterización de células y módulos fotovoltaicos.

Los principales proyectos en 2013 han sido:

- Actividades de certificación de módulos fotovoltaicos de acuerdo a la normativa IEC y módulos de concentración.
- BIFSEME - Development of innovative inkjet bi-functional metallization and selective emitter inks , showing an enhanced efficiency (EU-REKA).
- ETFE-MFM - Development and demonstration of flexible multifunctional ETFE module for architectural façade lighting (FP7).
- SIGMATRACKER – La innovación de los seguidores para sistemas de Concentración Fotovoltaica en España (MICINN-INNPACTO).
- SIGMAPLANTAS – La innovación en las plantas y modelos de sistemas de concentración fotovoltaica en España (MICINN-INNPACTO).

- S-LIGHT – Soluciones Fotovoltaicas Multifuncionales para Integración en Edificios basados en Materiales Ligeros (MICINN-INNPACTO).
- ECLIPSE – Módulo Fotovoltaico ECLIPSE para Invernaderos (MICINN-INNPACTO).
- Nuevos módulos fotovoltaicos multifuncionales (MICINN-INNPACTO).
- SOLARROK – PHOTOVOLTAIC Clusters Development and Implementation Measures of a Seven Region Strategic Joint Action Plan for Knowledge-based Regional Innovation (FP7 – ROK).

Departamento de Solar Térmica

El Departamento de Energía Solar Térmica de CENER ofrece servicios tecnológicos y realiza actividades de investigación aplicada, relacionados con los sistemas de conversión térmica de la energía solar para producción de electricidad, agua caliente sanitaria, frío y calor de proceso.

Su principal objetivo consiste en contribuir a la mejora del estado del arte de las tecnologías termosolares, facilitando de esta forma su implantación en el mercado.

Dentro del proyecto "NUMENSA: Nuevos Métodos de Ensayo" se ha conseguido en 2013 la nueva acreditación EN12977-3 y EN12977-4 para ensayo de acumuladores solares. El Laboratorio de Ensayos Solares Térmicos ha obtenido la acreditación ENAC para realizar ensayos a acumuladores de agua de calentamiento y acumuladores solares combinados. Estos ensayos se realizan conforme a la norma europea EN 12977-3

"Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida / Parte 3: Métodos de ensayo de rendimiento para los acumuladores de agua de calentamiento solar", o EN 12977-4 "Sistemas solares térmicos y sus componentes. Instalaciones a medida / Parte 4: Métodos de ensayo del rendimiento para las instalaciones solares combinadas, y ambas son aplicables a acumuladores con un volumen nominal entre 50 y 1.000 litros.

Los principales proyectos de I+D han sido:

- MIRASOL - Investigación en Materiales y Diseños Innovadores para Receptores Avanzados Solares (Plan Nacional de I+D+i).
- EUROSUNMED - Euro-Mediterranean Cooperation on Research & Training in Sun based Renewable Energies (FP7).
- DNICast - Direct Normal Irradiance Nowcasting methods for optimized operation of concentrating solar technologies (FP7).
- EU GCC Clean Energy Network (Internacional).
- Analysis of CSP potential and pre-feasibility study in ECOWAS region enMali, Burkina Faso, Níger, Ghana y Nigeria. (Internacional).
- "Estudio de viabilidad para una planta termosolar de 200 MW en Botsuana", para BPC (Botswana Power Corporation) y financiado por el World Bank y el African Development Bank. (Internacional).
- "Solar Testing and Certification site" en Arabia Saudí para el K.A. CARE (King Abdullah City of Atomic and Renewable Energy) (Internacional).
- Proyecto "TONATIUH". Programas de simulación y diseño de plantas termosolares. (Internacional).



- “EASY: Desarrollo de heliostato avanzado”. (Nacional).
- “STEPHANIE”. Programa de simulación de centrales eléctricas termosolares. (Internacional).

Departamento de Biomasa

El Departamento de BIOMASA de CENER realiza actividades de investigación aplicada en energía de la biomasa, prestando servicios a todos los agentes del sector: asociaciones, administraciones públicas, usuarios, productores, entidades financieras, etc. Su principal finalidad consiste en contribuir a mejorar las condiciones técnico-económicas de aprovechamiento de este tipo de energía.

Los principales proyectos de I+D han sido:

- SECTOR – Production of Solid Sustainable Energy Carriers from Biomass by Means of Torrefaction (FP7).
- LogistEC – Logistic for Energy Crops’ Biomass (FP7).
- S2BIOM - Sustainable supply and delivery of non – food biomass to support a “resource- efficient” Bioeconomy in Europe (FP7).
- BIOCLUS – Developing innovation and research environment in five European regions in the field of sustainable use of biomass resources (FP7 – ROK).
- ENERMAS – Valorización energética de la biomasa a través de la plataforma Val’tHERA (INTERREG SUDOE).
- PRO-VALUE – Promoción y capitalización de soluciones de valorización de residuos en la industria agroalimentaria del SUDOE (INTERREG – SUDOE).
- ENERGREEN – Superación de las barreras al desarrollo de cultivo de microalgas con fines bioenergéticos (INTERREG – POCTEFA).
- MULTIBIOM - Desarrollo de Tecnología de Combustión de Biomasa Multicombustible para la Producción Eléctrica de Alta Potencia (MICINN-INNPACTO).

Departamento de Energética Edificatoria

El Departamento de Energética Edificatoria de CENER se dedica principalmente al estudio y a las aplicaciones de la energía en la edificación. Trabaja para impulsar una nueva arquitectura y un urbanismo más eficiente energéticamente, donde las energías renovables desempeñen un papel fundamental, de forma coherente con el contexto energético y medioambiental, y alineados con los objetivos europeos para la mitigación del efecto del cambio climático y la reducción de la dependencia energética.

Los principales proyectos de I+D han sido:

- LIFEZEROSTORE - Supermarket retrofit for zero energy (LIFE).
- ENTRANZE - Policies to enforce the transition to nearly zero energy buildings in the EU-27 (CIP-IEE).
- EU- GUGLE. Proyecto dentro del 7º programa Marco de la UE, coordinado por CENER consistente en el desarrollo de 6 proyectos piloto de



rehabilitación energética de barrios en Europa. (FP7).

- REVILICIA - Plataforma e-learning para la formación y el fomento de la rehabilitación de edificios y auditorías energéticas (MMA - Empleaverde).

Departamento de Integración en Red

El Departamento de Integración en Red de Energías Renovables tiene como finalidad la investigación y el desarrollo de los sistemas que permitan una mayor y mejor integración de las energías renovables en la red eléctrica.

En el Departamento se analizan los problemas que se pueden producir en el sistema eléctrico por un aumento de la penetración de las energías renovables en el mix energético, proponiendo medidas encaminadas a una adecuada gestión del sistema, incluyendo sistemas de acumulación de energía.

Los principales proyectos de I+D en 2013 han sido:

- OPTIMAGRID - Sistemas inteligentes de optimización y autogestión de micro-redes con energías renovables aplicados a áreas industriales en la zona SUDOE (INTERREG SUDOE).
- STORE - Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable Energy (CIP-IEE).
- Batterie - Better Accessible Transport to Encourage Robust Intermodal Enterprise (Atlantic Area Trans-national Program 2007-2013. FEDER).
- Desarrollo de la microrred ATENEA.

10.6 CENTRO NACIONAL DE EXPERIMENTACIÓN EN TECNOLOGÍAS DEL HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE (CNH₂)

El Centro Nacional de Experimentación de Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible (CNH₂) es una instalación de reciente creación dedicada a la investigación y desarrollo de las tecnologías de hidrógeno, desde la generación, almacenamiento y purificación, hasta la transformación del hidrógeno mediante las pilas de combustible, además de la integración de dispositivos y aplicaciones con estas tecnologías y todo lo relativo a desarrollo de normativa y seguridad.

Dentro de los objetivos principales del CNH₂ se encuentran:

- Disponer y gestionar unos laboratorios con sus medios asociados de carácter experimental, flexible y evolutivo, con capacidad para introducir experimentos de avances científicos y tecnológicos, al servicio de toda la comunidad científica y tecnológica nacional y abierto a la colaboración internacional.
- Promover el desarrollo de tecnología: escalado, experimentación, demostración, certificación, verificación y homologación.
- Concebir un nuevo sector económico industrial, y todo el tejido industrial generado en torno a las pilas de combustible y el hidrógeno.
- Desarrollar la investigación científica y ayudar a las empresas a obtener productos de nivel industrial, cubriendo el hueco existente entre investigación e industria.



El CNH₂ se divide en tres Departamentos:

- Departamento Técnico y de Investigación: en el que se agrupan todas las actividades de I+D+i y es el que gestiona la mayor parte de los laboratorios del CNH₂. Por la parte de investigación se acometen las actividades de investigación propia del CNH₂, así como las actividades de apoyo a las organizaciones e investigadores externos; y desde la parte técnica se realiza la investigación, desarrollo y análisis de equipos relacionados con las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible y su integración, así como actividades más próximas a la ingeniería y experimentación.
- Departamento de Relaciones Externas y Coordinación de Proyectos, que concentra las actividades de apoyo a la I+D+i del CNH₂. Son todas las acciones que afectan a las relaciones del Centro con las entidades nacionales e internacionales de su entorno y también las tareas de soporte a los proyectos y a actividades de I+D+i a nivel interno. En este departamento se gestiona la Unidad de Cultura Científica e Innovación del CNH₂ y uno de los laboratorios que se están desarrollando.
- Gerencia, que aglutina todas las funciones y actividades propias de la administración del CNH₂.

Las principales líneas de investigación que se desarrollan en el CNH₂ son:

- Normativa.
- Producción de hidrógeno: electrolisis, procesos fotolíticos, procesos químicos de tratamiento de biomasa, tecnologías de combustibles fósiles.
- Almacenamiento de hidrógeno: hidrógeno líquido y gaseoso, hidruros metálicos, hidruros químicos, materiales porosos.
- Transformación de hidrógeno: tecnología PEMFC, tecnología SOFC, sistemas de combustión.
- Integración de sistemas: estacionarios, portátiles y transporte.
- Implantación tecnológica.

El equipamiento científico-técnico del Centro Nacional del Hidrógeno se encuentra actualmente en seis laboratorios y una unidad destinada a la cultura científica e innovación:

- I. Laboratorio de electrolisis alcalina, con bancos de ensayo para electrolizadores
- II. Laboratorio de almacenamiento
- III. Laboratorio de tecnología PEM: investigación y escalado de sistemas
- IV. Laboratorio de electrónica de potencia
- V. Laboratorio de microrredes, con dos microrredes de baja potencia con generación renovable y almacenamiento energético en forma de hidrógeno.
- VI. Laboratorio de simulación

Y en fase de desarrollo y equipamiento se encuentran otros siete laboratorios y un demostrador de edificio energéticamente eficiente:

- VII. Laboratorio de caracterización de materiales
- VIII. Laboratorio de óxidos sólidos
- IX. Laboratorio de tecnología PEM: testeo de tecnología PEM
- X. Laboratorio de vehículos e hidrogeneras

XI. Taller de fabricación de prototipos

XII. Laboratorio FAB-LAB

Los medios actuales de los laboratorios están compuestos fundamentalmente por:

- Bancos de ensayo para electrolizadores alcalinos.
- Banco de ensayo para pilas de combustible.
- Potenciostato-Galvanostato.
- Impedancímetros.
- Cargas electrónicas.
- Celdas electroquímicas de medidas.
- Software para el estudio y análisis.
- Robot de sprayado para fabricación de componentes.
- Prensa para fabricación de componentes y sistemas.
- Equipos de caracterización estructural.
- Equipos de caracterización térmica.
- Equipos de caracterización termofluidodinámica.
- Herramientas de modelado y simulación CFD.

Actividades y Proyectos de I+D del CNH₂ en 2013

Proyectos financiados, generalmente en cooperación:

Proyecto DESPHEGA (Desarrollo de Sistemas de Producción de Hidrógeno Energético por Generación Alcalina), Subprograma INNPACTO. El objetivo principal del proyecto es el desarrollo de electrolizadores de tecnología alcalina de alta potencia y alta eficiencia, para la producción de hi-

drógeno energético a partir de fuentes de energía renovables, y en particular de la energía eólica. En el proyecto participan Acciona Energía, Ingeteam Energy, la Fundación de Hidrógeno de Aragón y el CNH₂.

Proyecto GEBE (Gestor de Balances de Redes Energéticas con Generación Distribuida Inteligente), Subprograma INNPACTO. El objetivo principal del proyecto es diseñar, construir y comprobar un sistema inteligente de gestión de redes energéticas con generación distribuida, interconectadas a través de la red eléctrica, optimizando los flujos energéticos atendiendo a parámetros energéticos. Este proyecto se desarrolla en colaboración con Inycom, Circe, ADES y CIEMAT-CEDER además del CNH₂.

Proyecto IRHIS Proyecto presentado en la anualidad 2011 a las convocatorias INNPACTO del Ministerio de Ciencia e Innovación. El objetivo principal del presente proyecto consiste en el desarrollo de tecnología nacional eficiente y competitiva para la integración de sistemas de hidrógeno en microrredes de generación mediante fuentes renovables, formando un sistema híbrido complejo y gestionado de manera óptima. El consorcio formado para llevar a cabo este proyecto está formado por: Ingeteam Energy S.A., Cegasa Internacional S.A., Acciona Energía S.A., Cidetek-Ik4 y CNH₂.

Proyecto DivulgaH₂, dentro de la convocatoria 2013 ayudas para el fomento de la cultura científica, tecnológica y de la innovación de la FECYT con el objetivo de fomentar y difundir las tecnologías relacionadas con el hidrógeno y las pilas de combustible.



Proyecto HyACINTH, presentado a la convocatoria FCH-JU-2013-1 de la iniciativa tecnológica conjunta de hidrógeno y pilas de combustible (FCH-JU), que comenzará en 2014. Cuenta con participación de las diez entidades tanto españolas como europeas y está coordinado por el CNH₂. Tiene por objetivo obtener un mayor conocimiento de la aceptación social de las tecnologías del hidrógeno y de las pilas de combustible y de sus aplicaciones a nivel europeo para desarrollar una herramienta que facilite el desarrollo de productos y su introducción al mercado.

Y como proyectos internos:

Proyecto EXPOHRENOV: Como objetivos específicos del proyecto se contempla el ensayo de sistemas comerciales de electrolisis y pila de combustible de tecnología PEM conectados a energías renovables.

Proyecto PRIOXIS (Proyecto Interno celdas OXIdo Sólido): Este proyecto tiene como finalidad la colaboración y coordinación entre los grupos de investigación y las empresas del sector con el objetivo de situar al país como uno de los pocos productores mundiales de tecnología SOC a medio/largo plazo.

Proyecto EXSIVA. El proyecto tiene como principal objetivo obtener y validar un modelo CFD de una celda de electrolisis alcalina mediante el software COMSOL Multiphysics. Para ello, se está realizando la experimentación, simulación y validación de celdas de electrolisis alcalina para la producción de hidrógeno mediante energías renovables. Estas celdas han sido diseñadas y construidas específicamente para tal fin, con par-

tes transparentes y fácilmente accesibles, para facilitar la medida de variables electroquímicas y termofluidodinámica. Las celdas conectadas entre sí constituyen a modo experimental un electrolizador similar a los comerciales.

Proyecto Micro-ICTS cuyo objetivo es desarrollar una micro-ICTS en el edificio actual en el que se están desarrollando las actividades del Centro. Desarrollar y validar protocolos y metodologías de ensayo para la experimentación de sistemas de hidrógeno, con el objeto de poder llegar a una estandarización y normalización de éstos, si es posible trabajando en conjunción con otras entidades bajo el marco de proyectos europeos, con el objetivo de posicionar al CNH₂ como una entidad con la capacidad de validación y certificar sistemas de hidrógeno.

Proyecto ESTELA que trata de desarrollar y ampliar la capacidad de validación, certificación y homologación de ensayos, experimentos, laboratorios e instalaciones del centro para mejorar los servicios al exterior por parte del centro.

Proyecto PPP, para el desarrollo de los diferentes prototipos relacionados con las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible. Este proyecto tiene por objetivo el desarrollar y ampliar la capacidad de fabricación de prototipos de todo tipo de dispositivos.

Durante el año 2013 el CNH₂ ha firmado convenios y acuerdos como soporte a sus actividades de I+D+i entre los que destacan

- Dentro de los proyectos presentados a convocatorias se han firmado varios convenios de

cesión de equipos: uno dentro del proyecto IRHIS con la empresa IDESA para la cesión de un tanque de almacenamiento; y otro convenio de cesión de equipos dentro del proyecto DES-PHEGA con Acciona Energía. En todos los casos son convenios específicos anexos al convenio de consorcio para la cesión de equipamiento dentro del proyecto.

- Se ha firmado el convenio marco y uno específico de estancias de personal con el Institut de Recerca en Energía de Catalunya (IREC) por el que un investigador del CNH₂ está realizando una estancia de un año en sus instalaciones de Barcelona.
- Se han firmado convenios con empresas, para la evaluación de la viabilidad técnica de una solución basada en grafeno y para la cesión de un vehículo eléctrico ligero para la inauguración del punto de recarga desarrollado en el CNH₂.
- Dentro del proyecto HyACINTH se ha firmado un convenio de consorcio dentro del proceso de negociación de la propuesta.

Participación en foros sectoriales

El Centro Nacional del Hidrógeno como instalación dedicada a la investigación científica y tec-

nológica en todos los aspectos relativos a las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible, participa activamente en los diferentes foros del sector, tanto a nivel nacional como internacional. Las Entidades, Plataformas o Asociaciones de las que es miembro son:

- Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂). Miembro de la Junta Directiva.
- Asociación Española de Pilas de Combustible (APPICE). Miembro de la Junta de Gobierno.
- Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y las Pilas de Combustible (PTE-HPC). Miembro del Grupo Rector y de todos los grupos de trabajo.
- Plataforma Tecnológica Española de Seguridad Industrial (PESI).
- Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR)
- Comité Técnico de Normalización en Tecnologías de Hidrógeno AENOR/CTN-181.
- Comité Técnico de Normalización en Tecnologías de las Pilas de Combustible AEN/CTN206/SC105. Secretario del Subcomité.
- European Research Grouping on Fuel Cells and Hydrogen (N-ERGHY).
- Safety of Hydrogen as an Energy Carrier (HYS-AFE).
- European Energy Research Alliance (EERA), miembro del programa de trabajo de almacenamiento de energía.

11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



En este Capítulo se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2013 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 2008 y sobre la situación y aspectos más destacados referentes a los almacenamientos de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

11.1 REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2013

Las inversiones en ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizadas por Red Eléctrica en España durante el ejercicio 2013 han ascendido, en cifras provisionales, a 564 millones de euros, lo que ha supuesto un descenso del 19,1% respecto al año anterior y la continuación de la tendencia decreciente que iniciada en 2010

A continuación se recoge la información más relevante sobre el desarrollo de la red de transporte por zonas geográficas:

– **Zona norte:** Con el objeto de aumentar la capacidad de evacuación de energía y reforzar la

red de transporte en Galicia, Asturias, Cantabria y País Vasco, se ha continuado el avance de la de la construcción del eje Norte, en especial la conexión entre las subestaciones de 400 kV de Boimente y Pesoz por una parte y la finalización de la conexión entre Salas y Grado y entre Cantabria y el País Vasco (doble circuito Aguayo/Penagos-Abanto 400kV) por otra. Destacan también las nuevas subestaciones en Galicia y Asturias de Ludrio 400 kV, Grado 400 kV y Eirís 220 kV y una nueva unidad de transformación en La Serna 400 kV (Navarra).

– **Castilla y León:** Continúan los trabajos de construcción del eje Tordesillas – Galapagar – S. S. Reyes (SUMA) de 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid, en el tramo correspondiente a la Comunidad de Madrid. En 2013 continúa el avance de la construcción de las nuevas subestaciones de Valdecarretas 400 kV, Tábara 400 kV y Arbillera 400 kV para completar la conexión del AVE entre la meseta y Galicia. Adicionalmente, se llevó a cabo la repotenciación de la línea Aldeadávila-Villarino 400 kV facilitando los intercambios con Portugal.

– **Castilla La Mancha:** Durante el año 2013 se reforzó el apoyo a la red de distribución con la ampliación de la subestación de 220 kV de Alarcos

CUADRO 11.1 INVERSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE (MILLONES DE EUROS)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	%13/12
Inversiones en la red de transporte (1)	614	733	865	819	672	564	-19,1

(1) No incluye adquisiciones de redes existentes propiedad de otras empresas.
FUENTE: Red Eléctrica de España (REE)

- **Cataluña:** Continúa el avance en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, con la puesta en servicio de la subestación de 220 kV Gavarrat, que, cuando se malle con el resto de la red de transporte de ese área, mejorará la garantía de suministro, la calidad del servicio en la zona y el control de la potencia de cortocircuito de la zona. En esa misma línea se puede considerar la reordenación de la salida de Trinitat dentro del binudo de Gramanet 220 kV. Además, en 2013 la red de transporte se reforzó con la finalización de los trabajos que han supuesto la repotenciación del eje de 220 kV que une Tarragona con Barcelona (Montblanc-Perafort-Constantí-Puigpelat-Penedés 220 kV).
- **Aragón:** En el año 2013 se puso en servicio la subestación de Muniesa 400 kV, como entrada/salida en la línea Fuendetodos – Mezquita, 1 400 kV con el objeto de apoyar la evacuación de generación de régimen especial en la zona centro y sur de Aragón. Asimismo entró en funcionamiento el segundo transformador de Escatrón 400/220 kV (de 600 MVA como refuerzo al anterior de 318 MVA), para el apoyo entre los distintos niveles de tensión en una zona con altos flujos de circulación de energía y importantes contingentes de generación.
- **Zona centro:** En Madrid se ha reforzado la red de transporte en 220 kV, con el cambio de topología SS Reyes-Tres Cantos GIS y los binudos de SS Reyes y Villaverde B. Por otra parte, se incrementa el apoyo a la red de distribución con las nuevas subestaciones de 220 kV de Algete, Alcobendas y Polígono C.
- **Extremadura:** Durante el año 2013 se puso en servicio gran parte de la principal actuación de desarrollo de la red de transporte planificada en Extremadura que es el eje de doble circuito (DC) Guillena-Almaraz 400 kV. Concretamente la nueva subestación de San Serván 400 kV y el DC Almaraz-San Serván-Brovaes 400 kV, que permite interconectar las zonas centro y sur de la Península. También se refuerza la red de distribución de la región con la puesta en servicio de las subestaciones de San Serván 220 kV, Brovaes 220 kV y la nueva línea Balboa-Brovaes 220 kV.
- **Andalucía:** Durante el año 2013 se puso en servicio la nueva subestación Puebla de Guzmán 400 kV, necesaria para la nueva interconexión con Portugal y para evacuación de generación renovable. Se mejoró el mallado de la red de transporte de Huelva con una nueva conexión con Sevilla mediante la línea Rocío-Aljarafe 220 kV. También se reforzó el apoyo a la red de distribución con la puesta en servicio de la nueva subestación El Fargue 220 kV y una ampliación en la subestación existente de Algeciras 220 kV.
- **Levante:** En la Comunidad Valenciana cabe reseñar la puesta en servicio durante el año 2013 de parte del desarrollo de la red de transporte previsto entre las subestaciones de Catadau y Gandía (cambio tensión de 132 a 220 kV del DC Valle del Cárcer-Valldigna-Gandía y nueva SE Gandía 220 kV) con objeto de mejorar la alimentación de la zona. Además, se han puesto el servicio, para mejorar el apoyo desde la red de transporte a la red de distribución las nuevas



subestaciones Balsicas 220 kV y Aldaia 220 kV y las ampliaciones de Novelda 220 kV y Rojales 220 kV. Para realizar esta última ampliación ha sido necesario realizar la renovación de la subestación en este mismo año. Por otra parte, se ha iniciado el desarrollo de la red de transporte en Torrellano 220 kV que tiene como principales objetivos la alimentación al TAV y el mallado de la red de 220 kV de la zona.

- **Baleares:** Se sigue trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. En 2013 se ha puesto en funcionamiento la tercera unidad de transformación Cas Tresorer 220/66 kV. Además, en 2013 la red de transporte se reforzó con la finalización de los trabajos que han supuesto la repotenciaciones en las líneas Santa María-Vinyeta 1 66 kV y D/C Bunyola-Ses Veles 66 kV.
- **Canarias:** Continúan los trabajos en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. En 2013 se ha puesto en servicio en Gran Canaria la repotenciación de Barranco Seco-Jinamar 66 kV.
- **Interconexión con Portugal:** Durante el año 2013 han continuado los progresos en los trabajos del eje de Andalucía-El Algarbe con previsión de puesta en servicio en 2014. Se continúan con las tramitaciones de la nueva interconexión desde Galicia con el objetivo de alcanzar una capacidad de intercambio comercial con el país vecino de 3.000 MW.

Nueva interconexión eléctrica con Francia

En 2009 se creó la sociedad INELFE, participada al 50% por Red Eléctrica y Réseau de Transport d'Electricité (RTE), para la construcción de una nueva línea por el este de los Pirineos, cuya puesta en servicio está prevista en 2014. Este eje aumentará la capacidad de intercambio de electricidad entre España-Francia (del 3 al 6% del consumo máximo de la Península), reforzará la seguridad de los dos sistemas eléctricos y favorecerá la integración de un mayor volumen de energía renovable. Esta interconexión está declarada como proyecto de interés europeo y cuenta con financiación en el marco del programa europeo EEPR (European Energy Program for Recovery). Esta será la primera interconexión con la red europea que se pone en servicio desde hace casi 30 años.

Principales características técnicas del proyecto:

- Línea de 400 KV que incrementará la capacidad de intercambio de 1.400 a 2.800 megavatios.
- La línea de 65 kilómetros irá soterrada y en su trazado utilizará infraestructuras existentes siempre que sea posible.
- La línea conectará con dos subestaciones convertoras: Santa Llogaia (España) y Baixas (Francia), a través de La Junquera en los Pirineos orientales. Estas estaciones son necesarias por ser una línea en corriente continua.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

– Un túnel (de 8,5 kilómetros de longitud y 3,5 metros de diámetro) albergará los cables en el tramo que atraviesa los Pirineos, mientras que el resto del tendido estará soterrado mediante un sistema de zanja. Circulará paralelo al túnel del tren de alta velocidad para minimizar el impacto en el entorno.

Durante 2013 se completó el túnel así como otros trabajos del tramo Santa Llogaia-frontera Frencesa. Así mismo se avanzó en las obras de la estación convertora y de la subestación eléctrica de Santa Llogaia, y se iniciaron los trabajos en el tramo Bescanó-Ramis- Santa Llogaia 400 kV..

CUADRO 11.2 NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 400 KV EN 2013. SISTEMA PENINSULAR

Línea	Nº circuitos	km
E/S Grado L/Soto-Tabiella	2	13,5
E/S Muniesa L/Fuendetodos-Mezquita	1	0,6
L/Abanto-L/Penagos-Güeñes	4	40,3
L/Almaraz-San Serván	2	285,4
L/Penagos-Güeñes	2	5,1
L/Salas-Grado	2	54,7
L/San Serván-Brovaes	2	132,5
Total		532,1

FUENTE: REE.

CUADRO 11.3 NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 KV EN 2013. SISTEMA PENINSULAR

Línea	Nº circuitos	km
E/S Aldaia L/La Eliana-Torrente (S)	2	1,3
E/S Novelda L/Benejama-Petrel	2	0,5
E/S Novelda L/Benejama-Petrel (S)	2	1,5
E/S S.S. Reyes	2	4,7
E/S S.S. Reyes (S)	1	0,9
E/S Villaviciosa L/Boadilla-Lucero	2	0,1
L/Aljarafe-Rocío	2	117,8
L/Atios-Montouto	1	24,0
L/Brovaes-Balboa	1	1,0
L/Costa de la Luz-Onuba	2	40,9
L/Costa de la Luz-Onuba (S)	2	0,2
L/Gandía-Valle del Cárcer (antes Vilanova) con E/S Valldigna	2	40,9
L/Gandía-Valle del Cárcer (antes Vilanova) con E/S Valldigna (S)	2	9,4
Reconfiguración parque S.S. Reyes (S)	1	0,5
Tres Cantos GIS 220: alimentación a TR5 (S)	1	0,2
Tres Cantos GIS 220: conexión a E/S de S.S. Reyes (S)	1	0,2
Tres Cantos GIS 220: conexión a posición híbrida (S)	1	0,2
Total		244,2

FUENTE: REE.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



CUADRO 11.4 NUEVOS PARQUES EN 2013. SISTEMA PENINSULAR

Parque	Tensión(kV)	Parque	Tensión(kV)
Grado	400	Brovales	220
Ludrio	400	Eiris	220
Muniesa	400	El Fargue	220
Puebla de Guzmán	400	Gandía	220
San Serván	400	Gavarrot	220
Alcobendas	220	Polígono C	220
Aldaia	220	San Serván	220
Algete	220	Torrellano (Nueva Saladas)	220
Balsicas	220	Villaverde GIS	220

FUENTE: REE.

CUADRO 11.5 AUMENTO DE CAPACIDAD EN LÍNEAS DE TRANSPORTE. SISTEMA PENINSULAR

Línea	Tensión (kV)	km	Aumento de capacidad (MVA)
L/Aldeadávila-Villarino	400	17,5	432
L/Cartelle-Velle	220	26,8	105
L/Constantí-Penedés/Montblanc	220	83,6	185
L/Parque Eólico do Sil-Trives	220	29,4	105
L/San Esteban-San Pedro	220	8,5	105
Total		165,8	932

FUENTE: REE.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

CUADRO 11.6 EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE. SISTEMA PENINSULAR

Año	400 kV	≤ 220 kV	Año	400 kV	≤ 220 kV
1974	4.437	12.830	1995	13.970	15.629
1975	4.715	12.925	1996	14.084	15.734
1976	4.715	13.501	1997	14.244	15.776
1977	5.595	13.138	1998	14.538	15.876
1978	5.732	13.258	1999	14.538	15.975
1979	8.207	13.767	2000	14.918	16.078
1980	8.518	14.139	2001	15.364	16.121
1981	8.906	13.973	2002	16.067	16.296
1982	8.975	14.466	2003	16.592	16.344
1983	9.563	14.491	2004	16.841	16.464
1984	9.998	14.598	2005	16.846	16.530
1985	10.781	14.652	2006	17.052	16.753
1986	10.978	14.746	2007	17.191	16.817
1987	11.147	14.849	2008	17.765	17.175
1988	12.194	14.938	2009	18.056	17.307
1989	12.533	14.964	2010	18.792	17.401
1990	12.686	15.035	2011	19.671	18.001
1991	12.883	15.109	2012	20.109	18.422
1992	13.222	15.356	2013	20.641	18.667
1993	13.611	15.442	2013-2012	532,05	244,21
1994	13.737	15.586			

FUENTE: REE.

CUADRO 11.7 NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE EN 2013. SISTEMAS EXTRAPENINSULARES

Línea	Tensión kV	km
Islas Baleares		
L/ Santa Maria-Vinyeta	66	10,2
L/ Bunyola-Ses Veles	66	7,5
Islas Canarias		
L/ Jinámar-Barranco Seco	66	2,9
Total		20,6

FUENTE: REE.

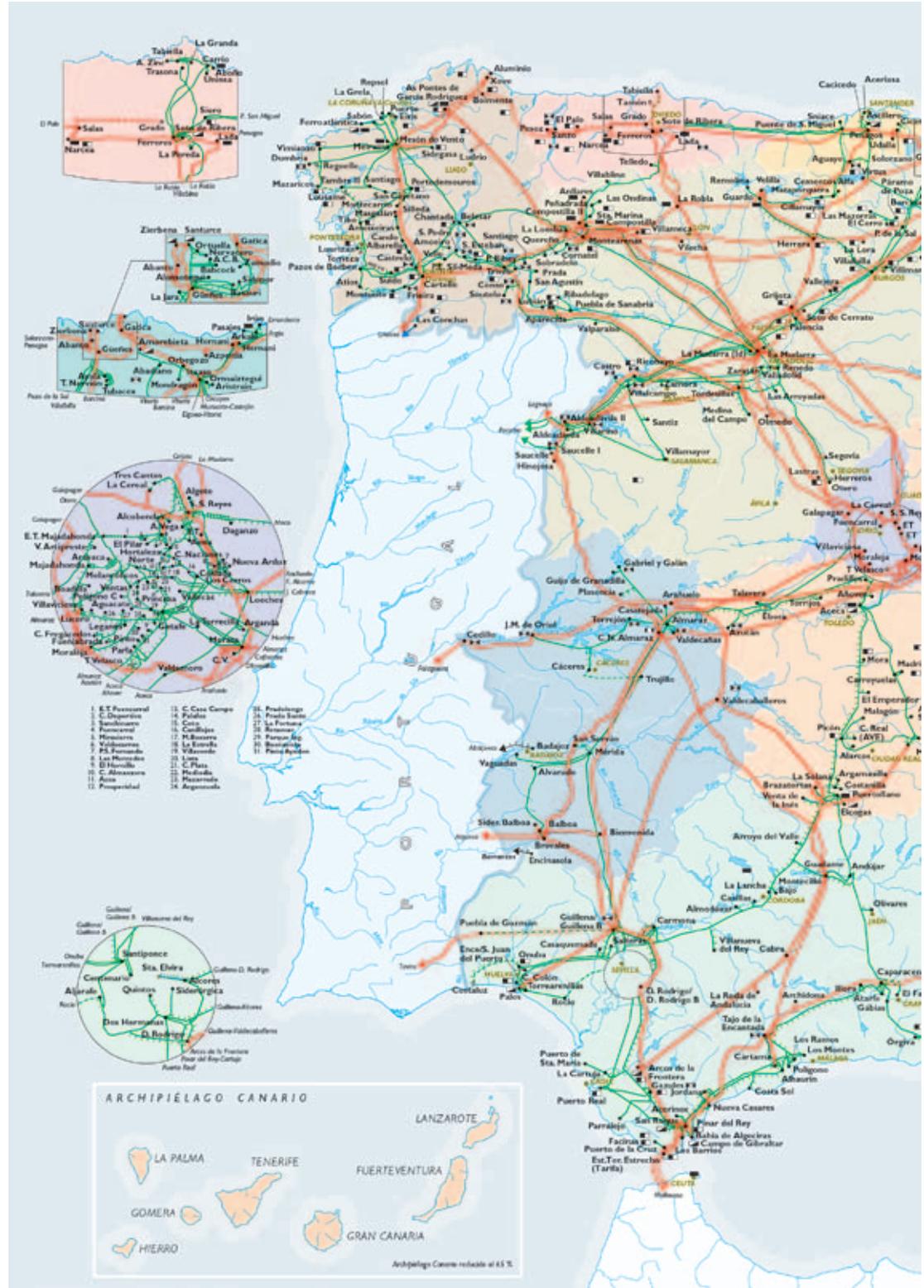


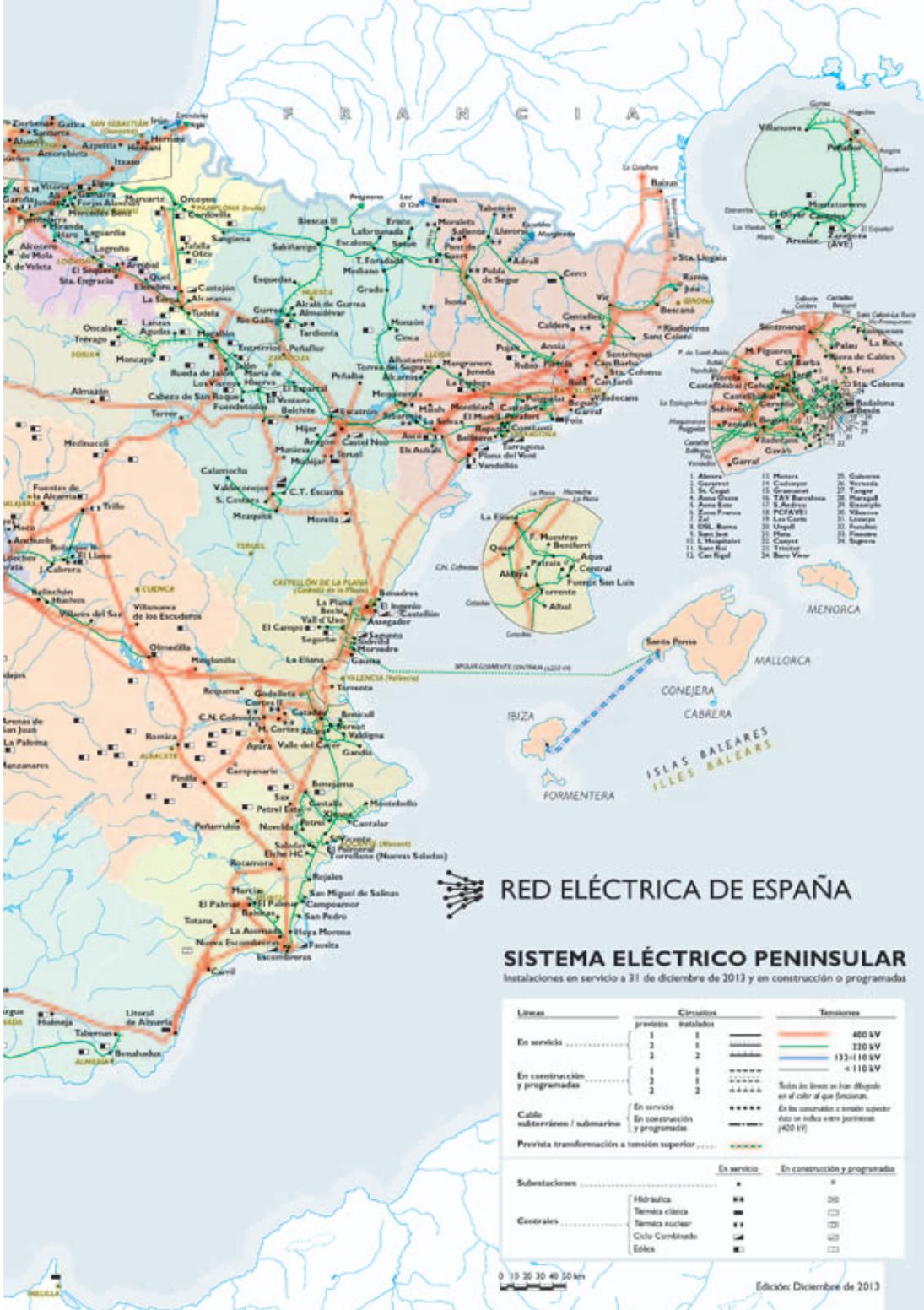
CUADRO 11.8 EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN. SISTEMAS EXTRAPENINSULARES

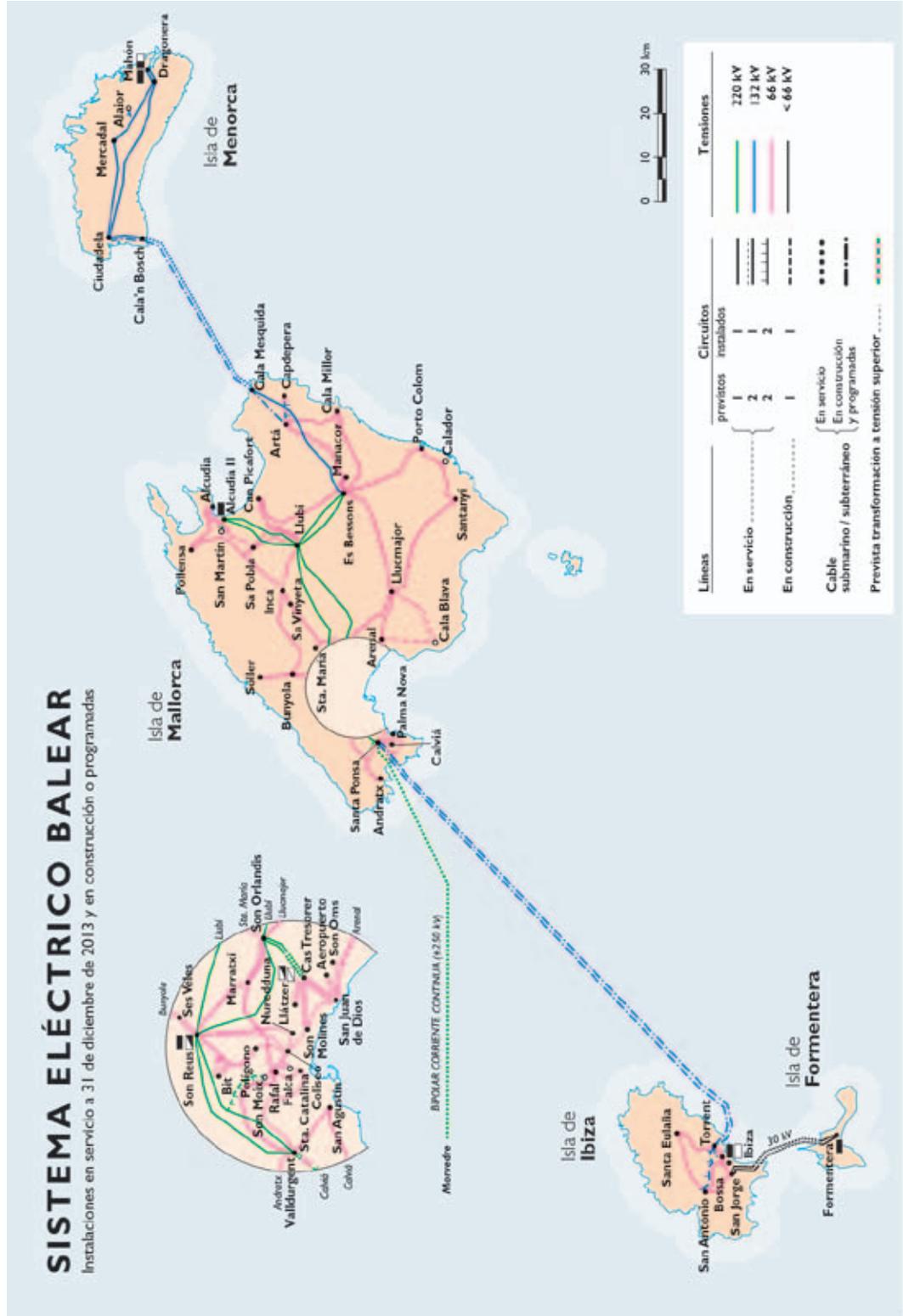
	2009	2010	2011	2012	2013
km de circuito a 220 kV					
Baleares	185	185	430	430	430
Canarias	163	163	163	163	163
Total	348	348	594	594	594
km de circuito ≤ 132 kV					
Baleares	1.083	1.095	1.110	1.113	1.113
Canarias	1.126	1.126	1.126	1.126	1.126
Total	2.209	2.221	2.236	2.239	2.239
Capacidad de transformación (MVA)					
Baleares	1.998	1.998	2.248	2.498	2.748
Canarias	1.375	1.625	1.625	1.625	1.625
Total	3.373	3.623	3.873	4.123	4.373

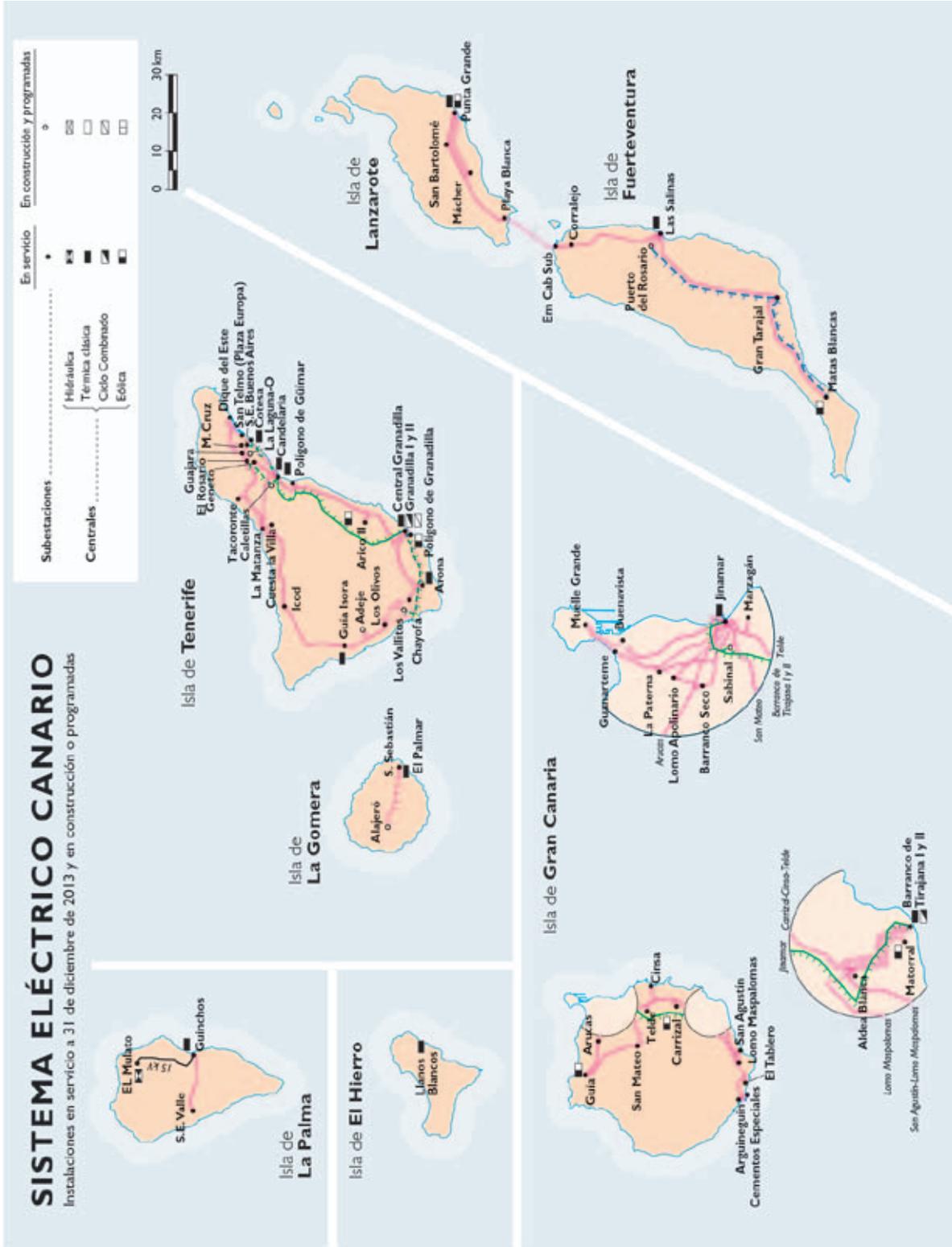
Incluye enlaces submarinos.

FUENTE: REE.









11.2 REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2013

Las inversiones materiales en el sector del gas natural en el ejercicio 2013 ascendieron a 690 millones de euros lo que supone una disminución del 40% sobre las inversiones del año anterior continuando así con la tendencia decreciente iniciada en 2010. Estos valores de inversión suponen la vuelta a valores de inversión similares a los de la segunda mitad de la década de los noventa.

La red de transporte y distribución de gas natural alcanzó a finales de 2013 los 81.188 km de los que el 16% corresponde a la red de transporte.

Durante el año 2013 hay que destacar los siguientes hechos relevantes en lo que respecta a infraestructuras gasistas:

- La puesta en servicio de los siguientes gasoductos
 - Gasoducto Zarza de Tajo-Yela, el cual permite ampliar notablemente la capacidad de transporte norte-sur en ambos sentidos, y cumplir con los compromisos internacionales asociados a la interconexión de Larrau, mejorando la integración de los sistemas español y francés. Adicionalmente, este gasoducto da servicio al almacenamiento subterráneo de Yela y permite la conexión entre los gasoductos Córdoba-Madrid y Algete-Yecla, mejorando así la operatividad del sistema de infraestructuras de transporte primario de gas natural.
 - Gasoducto Planta de Bilbao-Treto. La incorporación de este gasoducto a la red de transporte de gas natural posibilita la conexión de la zona del País Vasco con Cantabria e incrementa el mallado de la red de transporte.
 - Gasoducto Huércal-Overa-Baza-Guadix (tramo Huércal-Overa-Baza). Se trata de un gasoducto primario de influencia geográfica local que da suministro a los municipios de Huércal, Overa, Albox, Fines, Tíjola y Baza.
 - Gasoductos secundarios de atención de su zona geográfica de influencia:
 - Arévalo-Sanchidrián: suministro a la municipio de Sanchidrián.
 - Oliva-Altea (tramo Marina Alta 2) suministro de los términos municipales de Jávea, Benitachell, Teulada, Benissa y Calpe.
 - Caravaca-Mula-Calasparra: suministro a los municipios de Moratalla, Bullas, Caravaca de la Cruz, Calasparra, Cehegín y Mula.
- Aumento de capacidad nominal a través de la conexión internacional de Larrau que se incrementó de 100 GWh/día a 165 GWh/día...

CUADRO 11.10 INVERSIONES MATERIALES Y EVOLUCIÓN DE LA RED DE GASODUCTOS

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	%13/12
Inversiones (millones de €)	1.422	1.453	1.084	1.616	1.148	690	-40%
Km de red	68.173	71.077	74.273	76.108	79.041	81.188	2,7%

FUENTE: SEDIGAS.



En resumen, a finales del año 2013 las principales infraestructuras gasistas integradas en la red básica de gas natural eran las siguientes:

- Las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugaridos. Disponían, a finales de 2013, de una capacidad total de almacenamiento de 3.157.000 m³ de GNL frente a los 3.237.000 m³ del año 2012 y de una capacidad de emisión de 6.862.800 m³(n)/h, la misma que en 2012.
- Red de gasoductos de transporte en los siguientes ejes principales:
 - Eje Central: Huelva-Córdoba-Madrid-Burgos-Cantabria-País Vasco (con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado)
 - Eje Oriental: Barcelona-Valencia-Alicante-Murcia-Cartagena.
 - Eje Occidental: Almendralejo-Cáceres-Salamanca-Zamora-León-Oviedo.
 - Eje Occidental hispano-portugués: Córdoba-Badajoz-Portugal (Campo Maior-Leiria-Braga) -Tuy-Pontevedra-A Coruña-Oviedo.
 - Eje del Ebro: Tivissa-Zaragoza-Logroño-Calahorra-Haro.

CUADRO 11.11 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

		2009	2010	2011	2012	2013	%13/12
Capacidad de regasificación (m ³ (n)/h)	Barcelona	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	
	Cartagena	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	
	Huelva	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	
	Bilbao	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	
	Sagunto	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	
	Mugaridos	412.800	412.800	412.800	412.800	412.800	
	Total	6.862.800	6.862.800	6.862.800	6.862.800	6.862.800	
Capacidad de almacenamiento de GNL (m ³)	Barcelona	540.000	690.000	840.000	840.000	760.000(1)	-9,5%
	Cartagena	437.000	587.000	587.000	587.000	587.000	-
	Huelva	460.000	610.000	610.000	610.000	610.000	-
	Bilbao	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	-
	Sagunto	450.000	450.000	600.000	600.000	600.000	-
	Mugaridos	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	-
	Total	2.487.000	2.937.000	3.237.000	3.237.000	3.157.000	-2,4%

(1) Cierre de 2 tanques de 40.000 m³ cada uno

FUENTE: ENAGAS GTS.



- 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: conexión internacional de Tarifa (Marruecos-España), conexión internacional de Almería (Argelia-España) (gasoducto de Medgaz) 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. De la obligación total, establecida en 92 días, la Cor-

poración debe mantener, al menos, 42 días. Sin embargo, a petición de los operadores, CORES puede aumentar los días de cobertura sobre el mínimo de 42 días para algunos de ellos.

En el mes de diciembre de 2013, se disponía de unas reservas equivalentes a 56,8 días de consumos. En el cuadro 11.12 se indica la evolución de las reservas estratégicas propiedad de CORES en el periodo 2004-2013.

CUADRO 11.12 EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (M₃) (PERIODO 2003-2012)

Fecha	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2013
Gasolinas	683.882	683.882	668.882	668.882	668.882	699.536	699.536	699.536	675.200	673.911
Querosenos	246.784	296.784	326.784	326.784	348.784	427.884	427.884	427.884	427.015	426.148
Gasóleos	1.906.047	2.489.863	3.020.115	3.126.115	3.474.809	4.190.425	4.244.088	4.079.088	4.005.195	4.001.502
Fuelóleos	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.554	230.249	230.018
Crudo	1.952.580	1.954.424	1.953.819	2.586.162	2.513.887	2.515.776	2.265.666	2.437.436	2.433.511	2.795.531

Nota: Existencias a las 24:00 horas del último día del año

FUENTE: CORES



11.4 PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Durante el año 2013 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, con las modificaciones introducidas por la *Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instala-*

ciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.

Durante 2013 se ha seguido avanzando en el procedimiento de planificación de la red de transporte de energía eléctrica que fue iniciado en 2012 mediante la Orden IET/2598/2012, de 29 de noviembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.



En aplicación de lo recogido en la disposición transitoria tercera del **Real Decreto-Ley 13/2012**, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados internos de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, el 13 de

diciembre de 2013 el Consejo de Ministros acordó el restablecimiento de la tramitación individualizada y con carácter excepcional de los gasoductos “Musel-Llanera” y “Desdoblamiento interconexión Llanera-Otero” ambos recogidos en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016.

ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA



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 Y METODOLOGÍA

COEFICIENTES DE PASO A TONELADAS EQUIVALENTES DE PETROLEO (TEP)

Valores estimados	(Tep/Tm)	Coefficientes recomendados por la AIE	(Tep/Tm)
CARBON:		PRODUCTOS PETROLIFEROS:	
Generación eléctrica:		– Petróleo crudo	1,019
– Hulla + Antracita	0,4096	– Condensados de Gas natural	1,080
– Lignito negro	0,2562	– Gas de refinería	1,182
– Hulla importada	0,5552	– Fuel de refinería	0,955
Coquerías:		– G.L.P.	1,099
– Hulla	0,6915	– Gasolinas	1,051
Resto usos:		– Keroseno aviación	1,027
– Hulla	0,6095	– Keroseno agrícola y corriente	1,027
– Coque metalúrgico	0,7050	– Gasóleos	1,017
		– Fuel-oil	0,955
		– Naftas	1,051
		– Coque de petróleo	0,764
		– Otros productos	0,955
		GAS NATURAL (Tep/GCal P.C.S.)	0,090
		ELECTRICIDAD (Tep/Mwh)	0,086
		HIDRAULICA (Tep/Mwh)	0,086
		NUCLEAR (Tep/Mwh)	0,2606

PREFIJOS: Mega (M): 10^6 Giga (G): 10^9 Tera (T): 10^{12}

UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN PARA ENERGÍA:

A:	Tj	Gcal	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 SIMBOLOS

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.



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO**

**SUBSECRETARÍA
SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA**

**SUBDIRECCIÓN GENERAL
DE DESARROLLO NORMATIVO,
INFORMES Y PUBLICACIONES**

CENTRO DE PUBLICACIONES

Panamá, 1. 28071 Madrid
Tels.: 91.349 51 29 / 4968 / 4000
Fax: 91.349 44 85
www.minetur.es