

La Energía en España 2014



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO

SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA



LA ENERGÍA

EN ESPAÑA

2014



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO**

**SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA**

© Fotografías de cubierta:

Fotografías 1, 10: Enagás

Fotografía 3: Foro de la Industria Nuclear Española

Fotografías 6, 8: Red Eléctrica de España

Fotografías 2, 4, 5, 7, 9: Instituto para la Diversificación
y Ahorro de la Energía (IDAE)

Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado
<http://publicacionesoficiales.boe.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.gob.es

D.L.: M 32123-2015

ISSN (papel): 2444-7110

ISSN (en línea): 2444-7102

NIPO (papel): 070-15-020-3

NIPO (en línea): 070-15-021-9

Diseño de cubierta: S.E. de Energía

Papel:

Exterior: Offset ecológico
(70.100/300)

Interior: Offset ecológico
(65.90/100)

(Certificados EFC y FSC)

Maquetación: DISCRIPT PREIMPRESIÓN, S. L.

Impresión: DISCRIPT PREIMPRESIÓN, S. L.

ECPMINETUR: 1.ª Ed./150/1015



INTRODUCCIÓN: ÁMBITO DE ACTUACIÓN DEL MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO.....	5
1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES.....	7
1.1 Mercados energéticos internacionales según la AIE.....	9
1.2 Política energética de la Unión Europea en 2014.....	15
2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA.....	21
2.1 Demanda de energía final.....	23
2.2 Demanda de energía primaria.....	25
2.3 Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento.....	26
3. SECTOR ELÉCTRICO.....	29
3.1 Demanda eléctrica.....	31
3.2 Oferta eléctrica.....	32
3.3 Evolución del mercado de producción de la electricidad.....	32
3.4 Evolución de peajes y tarifas eléctricas y comparación con otros países.....	34
3.5 Relación de normativa.....	38
4. SECTOR NUCLEAR.....	43
4.1 Generación eléctrica de origen nuclear.....	45
4.2 Primera parte del ciclo del combustible nuclear.....	45
4.3 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear.....	46
4.4 Fabricación de equipos.....	48
4.5 Centrales nucleares paralizadas y desmantelamiento de instalaciones.....	50
4.6 I+D.....	51
4.7 Normativa aprobada.....	53
4.8 Aplicación de salvaguardias integradas a las instalaciones nucleares españolas.....	56
4.9 Actividad de organismos internacionales.....	58
5. SECTOR CARBÓN.....	71
5.1 Situación actual.....	73
5.2 Estructura del sector.....	77
5.3 La política carbonera en el año, en España y en la UE.....	77
5.4 Actividad del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.....	83
6. INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS.....	85
6.1 Investigación de hidrocarburos.....	87
6.2 Explotación de hidrocarburos.....	90
6.3 Almacenamiento subterráneo de gas natural.....	92

7. SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO	95
7.1 Sector gas natural	97
7.2 Sector petróleo	116
8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	131
8.1 Eficiencia energética	133
8.2 Cogeneración	158
8.3 Energías renovables	168
8.4 Desarrollo normativo	180
9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	197
9.1 Ámbito internacional	199
9.2 Unión Europea	201
9.3 Ámbito nacional	206
10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO	213
10.1 Estrategia española de ciencia, tecnología e innovación	215
10.2 Energía segura, sostenible y limpia	216
10.3 Dirección General de Innovación y Competitividad. Subdirección General de Colaboración Público-Privada	217
10.4 Dirección General de Investigación Científica y Técnica. Subdirección General de Proyectos de Investigación y Subdirección General de Proyectos Internacionales	223
10.5 Centro de Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)	224
10.6 Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)....	230
10.7 Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)	274
10.8 Centro Nacional de Experimentación de Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible (CNH ₂)	282
11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	289
11.1 Redes eléctricas. Realizaciones en 2014	291
11.2 Redes gasistas. Realizaciones en 2014	304
11.3 Almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos	307
11.4 Planificación de las infraestructuras de transporte de energía	307
ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA	309

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 ***Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (ENRESA)*** 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.



Dentro de la Administración, otros organismos que se relacionan con los temas energéticos son:

- 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 la Competencia (CNMC) tiene funciones de supervisión y control del correcto funcionamiento de los mercados de electricidad y de gas natural.
- 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. Asimismo, se incluyen las principales novedades en la legislación comunitaria en materia de energía, los objetivos de política energética europea para 2030 y se recogen las medidas establecidas en la UE para reforzar la seguridad energética.

1.1 MERCADOS ENERGÉTICOS INTERNACIONALES SEGÚN LA AIE

A continuación, se resumen los principales asuntos recogidos en el World Energy Outlook del año 2014, publicado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

Contexto general

La presente situación de ausencia de problemas de suministro y de bajos precios va a ser temporal. La seguridad energética seguirá estando entre los asuntos más prioritarios en la agenda política internacional.

La preocupación en Oriente Medio no se limita sólo a la situación de inestabilidad prolongada y creciente en la zona, sino a las dudas sobre su capacidad para poder atender la demanda potencial futura. Es cierto que —a pesar de ello— el grueso de las exportaciones (caso de Irak) está llegando a su destino, pero el problema es que la difícil situación geopolítica retrasa las inversiones necesarias para incre-

mentar su potencial exportador. Las consecuencias podrán verse en unos 10 años, que es el tiempo de maduración de las mismas. Pero no hay que perder de vista que el crecimiento de la producción de petróleo depende cada vez más de esta región, sobre todo para los países asiáticos, que en 2040 importarán dos de cada tres barriles de crudo comercializados internacionalmente.

Para los mercados del gas la actual situación es transitoria. Las soluciones resultantes para Ucrania son temporales y persistirán las preocupaciones por una garantía de suministro que resulta vital para muchos países europeos. También aquí, la cuestión es si se realizarán las inversiones necesarias en tiempo útil y de la manera más adecuada, considerando los factores geopolíticos.

Las emisiones de gases de efecto invernadero van a tener un papel importante en las perspectivas energéticas. La COP 21 de París de 2015, abre grandes expectativas si se consigue un gran consenso en las responsabilidades.

- China por sí sola será responsable del 60% del crecimiento de las emisiones, aunque su contribución está ya disminuyendo.
- Un problema mayor del carbón que de mantenerse con precios relativos bajos impulsarán su uso, incluso en países como EE.UU. Ello exige medidas correctoras (como la US Clean Act).
- Otro problema mayor es la aplicación de ayudas al consumo de combustibles fósiles (ronda la cifra de 500.000M\$) y que impulsa mayores niveles de emisión de CO₂, haciendo al sistema

energético más ineficiente. En comparación, las ayudas a las renovables apenas alcanzan la cuarta parte.

La eficiencia energética es una herramienta fundamental para aliviar la presión del suministro de energía y puede mitigar en parte los impactos en la competitividad de las disparidades de precios entre regiones. Las políticas de eficiencia energética (incluidas las de EE.UU., Europa o China tienen capacidad para influir en los mercados, por su elevado impacto en la reducción de la demanda energética. Los nuevos esfuerzos en materia de eficiencia energética tendrán el efecto de reducir el crecimiento total de la demanda de petróleo en unos 23 millones de barriles /día (M b/d) en 2040 y las medidas, sobre todo en materia de generación eléctrica e industria, frenarán el crecimiento de la demanda de gas en 940 000 billones de metros cúbicos (bcm). También pueden ayudar en parte a responder a la preocupación, en algunas regiones dependientes de las importaciones, de que los precios relativamente altos del gas natural y de la electricidad dejen a las industrias intensivas en energía en situación de desventaja competitiva.

Demanda energética y costes

En el «New Policies Scenario» (intermedio entre el 450 Scenario necesario para que la temperatura global suba 2°C y el Current Policies Scenario que tiene en cuenta solamente las medidas en vigor a mediados de 2014) se analiza la tendencia de los mercados energéticos basada en la continuación de las políticas y medidas ya implantadas así como las propuestas políticas adoptadas formalmente.

En este escenario, la demanda global de energía primaria aumentará un 37% en 2040 en comparación con 2014, según el escenario central elaborado por la AIE, lo que, añadirá más presión al sistema energético global, aun así, la AIE incide en que esta presión sería aún mayor si no fuera por las medidas de eficiencia para contener el crecimiento de la demanda global.

El escenario previsto por la agencia prevé que la demanda de carbón y petróleo, dos de los tres combustibles fósiles, se estancará en general en 2040, aunque en ambos casos pero con diferentes tendencias entre países.

- La demanda energética en el área OCDE —que se ha mantenido plana en los últimos años— se espera tenga el mismo comportamiento en el futuro, aunque con ciertos cambios en su dinámica según países. El gas natural superará al petróleo convirtiéndose en la primera fuente de energía en la mayoría de países OCDE, liderados por EE.UU., mientras que la cuota del carbón se reducirá.
- Un caso especial es China que absorberá la mitad del crecimiento de la demanda energética en 2040, aunque su creciente demanda de energía se está reduciendo paulatinamente. En efecto, si en los últimos 10 años veíamos crecimientos del 8-8,5%, en los 2 últimos se mantiene en torno al 5% debido a: la aplicación de medidas eficaces de eficiencia energética, menor crecimiento económico y signos de saturación en el crecimiento de la población.
- Será el «resto del mundo» (países no-OCDE y China) quienes protagonicen el crecimiento de



la demanda en el horizonte de 2040, destacando La India, los países de Oriente Medio, los países del sudeste asiático (ASEAN) y el África Subsahariana.

- Las tecnologías de energías renovables ganarán terreno con rapidez, apoyadas por los descensos de los costes y las ayudas.
- En cuanto a los costes ponderados de la energía soportados por los consumidores, las disparidades de los precios de la energía entre las distintas regiones persistirán (en los últimos años UE y Japón tenían precios dos/tres veces mayores que los de EE.UU.; China, e India), Norteamérica seguirá siendo una región de coste relativamente bajo de aquí a 2040 y se predice una convergencia con los precios de China e India.

Mercado del petróleo

- Se estima un crecimiento de la demanda mundial de 14 Mb/d de aquí a 2040, (hasta alcanzar los 104 Mb/d con algunos signos de disminución respecto del pasado) con el 75% del mismo para el sector del transporte (mayor motorización) a pesar de los esfuerzos en eficiencia desplegados en este sector por EE.UU., la UE, India, China y Japón.
- La cobertura de esta demanda, considerando el progresivo agotamiento de recursos en muchas partes del mundo (petróleo del mar del Norte, incluso en el caso de los mayores países productores actuales). Se plantea en varias fases:

- Hasta 2020, los exportadores habituales a los que se añadirán los recursos de EEUU («tight oil», sobre todo hasta los años 2020 con menores producciones a partir de entonces.
- Entre 2020 y 2040 : Canadá (con producciones en aumento a medida que se mejore la tecnología de extracción sobre todo a partir del 2020) y Brasil que relevarán en este papel a EE.UU.
- A partir de 2020 Oriente Medio aunque seguirá manteniendo una posición relevante al suministrar más de la mitad de los 14 millones b/d en que crecerá la demanda, le será más difícil compensar el importante crecimiento de su demanda interna con una producción en declive.
- Irak es una incógnita por complicada situación por la que atraviesa y que pone en duda la realización de las inversiones necesarias (15.000 millones \$).

Mercado del gas natural

- Se espera un crecimiento importante de este recurso a nivel mundial, desde los 300 bcm de 2012 a los 550bcm en 2040 y que se convertiría en el combustible más demandado y con el ritmo de crecimiento más rápido entre los combustibles fósiles.
- Las regiones que más empujan la demanda mundial de gas al alza son China y Oriente Medio, pero el gas también será el combustible líder en el mix energético de los países de la



OCDE en torno a 2030, ayudado por nuevas reglamentaciones en Estados Unidos que limitan las emisiones en el sector eléctrico.

- A los productores tradicionales (Rusia, Oriente Medio y Norte de África) se añadirán nuevos exportadores: Australia, EE.UU, Canadá, Este de Asia y Oeste de África que entrarán con fuerza en este mercado con producciones crecientes, y aunque la producción de gas aumentará prácticamente en todas partes (Europa será la principal excepción) el gas no convencional representará casi un 60% del crecimiento del suministro mundial.
- La cuota de GNL crecerá en el comercio mundial lo que implicará mayores niveles de seguridad de suministro aunque la repercusión en los precios es al alza. El GNL no podrá, sin embargo, competir con el carbón en ausencia de regulación medioambiental más estricta.

Mercado del carbón

- Aunque el carbón es abundante y su suministro seguro, su uso futuro estará limitado por las medidas para luchar contra la contaminación y reducir las emisiones de CO₂. La adopción de tecnologías de generación de carbón de alta eficiencia, y de captura y almacenamiento de CO₂ a más largo plazo, puede ser una estrategia para garantizar una transición fluida hacia un sistema eléctrico con bajas emisiones de CO₂.
- China, la India, Indonesia y Australia representarán por sí solos más del 70% de la producción de carbón mundial en 2040.

- La demanda seguirá experimentando crecimiento 6.000Mtoe en 2040 (cerca de un 15%), si bien a menores tasas que en el pasado (desde los 2.800 Mtoe de 1980, pasando por los 5.000 de 2010). Casi dos tercios de este aumento se registrarán durante los próximos diez años. El importante crecimiento de los últimos 10 años se reducirá por causas diversas:

- La demanda disminuirá en los países de la OCDE, incluido Estados Unidos, donde el uso de carbón para la generación de electricidad se reducirá en más de un tercio.
- La demanda de carbón en China crecerá a menores ritmos por razones medioambientales, entre otras y se estabilizará en torno a los 3.000 Mtoe (poco más del 50% del consumo mundial).
- India, con unos 1.000 Mtoe de demanda en el horizonte de 2040 será otro de los principales consumidores (por delante de los Estados Unidos a partir del 2030) y el mayor importador superando a China.

Mercado eléctrico

- Tendrá un crecimiento importante. De los 6.000 GW de potencia instalada actual llegará a los 10.700 GW en 2040. Pero además hay que tener en cuenta los reemplazamientos de las instalaciones anticuadas y poco eficientes del parque de generación (estimado en un 40%) lo que implicaría añadir otros 7.200 GW de aquí al 2040.

- El 85% del crecimiento de la demanda provendrá de los países no-OCDE. Lo que puede proporcionar oportunidades para adecuar el mix de generación.
- La mitad del crecimiento de la demanda se cubrirá con renovables, elevando su participación en el mix hasta 1/3 en 2040, principalmente como efecto de las ayudas (unos 120.000 M\$ en 2013) que, no obstante, podrán rentabilizarse con la implantación de políticas bien diseñadas.
- La proporción de las renovables en el mix de la generación eléctrica crecerá más en los países de la OCDE, alcanzando el 37%. En países no pertenecientes a la OCDE, encabezados por China, India, América Latina y África, la generación a partir de fuentes renovables crecerá más del doble. Globalmente, la energía eólica ostentará el mayor crecimiento en materia de generación a partir de renovables (34%); le seguirán la energía hidráulica (30%) y la solar (18%).
- La integración tanto desde una perspectiva técnica como desde la perspectiva del mercado se volverá más difícil ya que son energías discontinuas. Dependiendo de las ayudas, y de la reducción de costes por economías de escala y mayores eficiencias en la curva de aprendizaje la producción de solar y eólica podría multiplicar su crecimiento. Se espera que el volumen de ayudas a estas energías se reduzcan de manera significativa a partir de 2030
- El uso de biocombustibles será más del triple que el actual, alcanzando los 4,6 M b/d, y el uso de renovables para calefacción, más del doble.

La energía nuclear

Es el sector energético seleccionado en esta edición del WEO 2014. La energía nuclear tiene características específicas que respaldan el compromiso de muchos países a mantenerla como una opción futura:

- Las centrales nucleares pueden contribuir a la fiabilidad del sistema eléctrico incrementando la diversidad de tecnologías de generación. Los países que importan energía pueden reducir así su dependencia externa y limitar su exposición a las variaciones de precio de los combustibles en los mercados internacionales. En un escenario de Baja Nuclear (Low Nuclear Case)—donde con una disminución de la capacidad de producción mundial de un 7% con respecto a la capacidad actual— los indicadores de seguridad energética tienen a deteriorarse en países que utilizan la energía nuclear.
- La energía nuclear es una de las pocas opciones disponibles para reducir las emisiones de CO₂. Se calcula que la energía nuclear ha evitado la emisión de unas 56 gigatoneladas de CO₂ desde 1971.

La generación de origen nuclear permanece como un elemento esencial de las estrategias energéticas, incluso en países que se han comprometido a eliminar progresivamente esta tecnología y que deben proporcionar alternativas.

La potencia de generación crecerá casi un 60% (de 392GW en 2013 a 620 GW en 2040), aunque su participación en el mix eléctrico apenas crecerá

un punto porcentual, hasta el 12%. La situación final será que la capacidad nuclear instalada en 2040 se repartirá por igual entre los países OCDE y los no-OCDE.

Este crecimiento estará concentrado en países con mercados donde los precios están regulados, con China acaparando el 45% del mismo e India, Corea y Rusia, conjuntamente, sumando el 30%. La generación nuclear crecerá también en EE.UU. en un 16% (en los Estados con precios regulados), en Japón se reactivará, aunque no llegará hasta los niveles anteriores a Fukushima, mientras que en la UE se reducirá un 10%. India irrumpirá con 3 nuevos reactores ya en construcción hasta 30GW y junto con Corea del sur y Rusia representarán el 30% del crecimiento global.

China, con 130 GW de nueva construcción, representará la mitad del crecimiento en nueva capacidad nuclear (actualmente hay 76 nuevas plantas proyectadas en todo el mundo, de ellas 30% en China).

Se retirarán 200 reactores (de los 434 operativos existentes a finales de 2013), la gran mayoría de ellos en Europa, EE.UU., Rusia y Japón. El problema de sustitución de esta potencia será serio especialmente en Europa. Además, muchos países no han previsto los fondos necesarios para realizar el «decomissioning» en un proceso muy costoso (100.000 millones de \$ hasta 2040) y donde existe una experiencia limitada. También se acrecentará el problema de los residuos nucleares, y tan sólo algunos países han empezado a disponer de almacenes temporales (Países Escandinavos, Francia, EE.UU.,...).

Energía para moldear el futuro en el África Subsahariana

Dentro de los temas especiales tratados en el WEO 2014 figura un Informe Especial que examina el sector de la energía en el África subsahariana. El informe se centra en la forma de acelerar el desarrollo económico y social en la región a través de las acciones del sector energético y la inversión, y examina las perspectivas de futuro del sector energético de la región, desglosado por combustible, el sector y la sub-región, y las cuestiones clave, como el papel de las energías renovables, en el suministro de soluciones de acceso a la electricidad.

Se estima que 620 millones de personas en el África Subsahariana no tienen acceso a la electricidad, cuando este existe, es a menudo insuficiente, poco fiable y entre los más caros del mundo. La biomasa sólida es el principal recurso que en muchos casos genera una contaminación atmosférica grave. Aunque el África Subsahariana representa un 13% de la población mundial, pero solo el 4% de la demanda energética mundial (más de la mitad de la cual es biomasa).

Para 2040, el tamaño de la economía de la región se cuadruplicará, la población casi se duplicará y la demanda de energía crecerá en torno a un 80%. La potencia instalada de generación eléctrica se multiplicará por cuatro (casi la mitad procedente de energías renovables sobre todo para sistemas de mini-redes o sistemas aislados en áreas rurales). En general, casi 1000 millones de personas lograrán tener acceso a la electricidad, pero más de 500 millones seguirán sin ella en 2040. La región



es rica en recursos energéticos, pero están muy poco desarrollados. Casi un 30% de los descubrimientos mundiales de gas y petróleo realizados durante los últimos cinco años tuvo lugar en esta región, que también está dotada de inmensos recursos energéticos renovables, especialmente solares e hidráulicos, así como también eólicos y geotérmicos.

La producción de Nigeria, Angola y una multitud de productores más pequeños significa que el África Subsahariana seguirá siendo un centro importante de suministro de petróleo mundial, pese a que una parte creciente de la producción se consumirá dentro de la región. Esta se convertirá, además, en un actor importante en materia de gas, puesto que al desarrollo de los principales descubrimientos *off-shore* en la costa Este de Mozambique y Tanzania acompañará el aumento de producción en Nigeria y otras partes.

Se han creado escenarios y en uno de ellos («African Century Case»), se señalan tres acciones en el sector energético que, acompañadas de más reformas de la gobernanza general, impulsarían la economía subsahariana un 30% adicional en 2040, lo que redundaría en un aumento extra de los ingresos per cápita del valor de una década de crecimiento:

- Un sector energético mejorado: inversión adicional para reducir a la mitad los apagones eléctricos y lograr el acceso universal a la electricidad en áreas urbanas.
- Una cooperación regional más intensa: ampliar mercados y liberar una parte más grande del potencial hidroeléctrico del continente.

- Una mejor gestión de los recursos e ingresos energéticos.

1.2 POLÍTICA ENERGÉTICA DE LA UNIÓN EUROPEA EN 2014

1.2.1 Nueva legislación energética

Durante 2014 la Unión Europea ha aprobado la siguiente legislación en materia de energía:

- **Directiva 2014/87/Euratom** del Consejo, de 8 de julio de 2014, por la que se modifica la Directiva 2009/71/Euratom, por la que se establece un marco comunitario para la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares.
- **Directiva 2014/58/UE**, de la Comisión, de 16 de abril de 2014, por la que se establece de conformidad con la Directiva 2007/23/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, un sistema de trazabilidad de los artículos pirotécnicos.
- **Directiva 2014/28/UE** del parlamento europeo y del consejo de 26 de febrero de 2014, Relativa a la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de comercialización y control de explosivos con fines civiles.
- **Directiva 2014/99/UE** de la Comisión, de 21 de octubre de 2014, por la que se modifica, a efectos de su adaptación al progreso técnico, la Directiva 2009/126/CE, relativa a la recuperación de vapores de gasolina de la fase II durante el repostaje de los vehículos de motor en las estaciones de servicio.

- **Directiva 2014/95/UE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014, por la que se modifica la Directiva 2013/34/UE en lo que respecta a la divulgación de información no financiera e información sobre diversidad por parte de determinadas grandes empresas y determinados grupos.
- **Directiva 2014/94/UE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos.

1.2.2 Marco energía y clima 2030

Uno de los hitos más relevantes de la política energética europea durante 2014 ha sido la aprobación del «**Marco de actuación en materia de Clima y Energía hasta el año 2030**», acordado durante el Consejo Europeo de octubre de 2014. Este acuerdo, que deberá aplicarse en la UE a partir de 2021, incluye los siguientes objetivos de política energética europea para 2030:

- Reducir obligatoriamente las **emisiones de gases** de efecto invernadero de la Unión por lo menos en un 40 % para 2030 con respecto a los valores de 1990.
- La cuota de **energías renovables** dentro del consumo total de energía de la UE en 2030 será como mínimo del 27 %. Este objetivo será vinculante a escala de la UE y se cumplirá mediante contribuciones particulares de cada Estado miembro, a determinar mediante planes nacionales de gobernanza que deberán pactarse con la Comisión Europea.
- Se establece un objetivo indicativo de mejora de la **eficiencia energética** en al menos en un 27 % en 2030 con respecto a las previsiones de consumo energético futuro sobre la base de los criterios actuales.
- La Comisión Europea tomará medidas urgentes para alcanzar un objetivo **mínimo del 10 % de las interconexiones de electricidad** existentes con carácter de urgencia y a más tardar en 2020, al menos para los Estados miembros que no hayan logrado un nivel mínimo de integración en el mercado interior de la energía Estados Bálticos, Portugal y España) y con la finalidad de alcanzar un objetivo del **15 % en 2030**.
- Ambos objetivos de interconexión se alcanzarán mediante la ejecución de **proyectos de interés común**. En los casos en que la ejecución de estos proyectos no sea suficiente para alcanzar el objetivo del 10 %, se definirán nuevos proyectos, que se añadirán con carácter prioritario a la lista de proyectos de interés común en la próxima revisión de esta y que se ejecutarán con rapidez. Estos proyectos deberán ser cofinanciados por la UE.
- Se renovará el instrumento **NER300** vigente, también para la captura y el almacenamiento de carbono y para las fuentes de energía renovables, ampliando su ámbito de aplicación a la innovación hipocarbónica en los sectores industriales e incrementando su dotación inicial a 400 millones de derechos de emisión (NER400).
- Se señala el compromiso del Consejo Europeo para construir a partir de 2015 una **Unión de**

la **Energía** que permita garantizar una energía asequible, segura y sostenible, tal y como se expone en la Agenda Estratégica, y evaluará regularmente los progresos realizados hacia la consecución de dicho objetivo.

1.2.3 Actuaciones del Consejo Europeo

El Consejo Europeo estableció en 2011 la importancia de contar con un mercado interior de la energía y señaló como plazo para su completa realización el final de 2014, además de establecer que a partir de 2015 ningún Estado miembro de la UE debía quedar aislado de las redes europeas del gas y la electricidad. Para hacer balance de la situación, la Comisión Europea publicó el 13 de octubre de 2014 la Comunicación **«Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía»**.

En esta Comunicación se destacan algunos de los logros alcanzados hasta entonces con el mercado interior: la posibilidad de una descarbonización rentable de los sistemas energéticos europeos, la garantía para el abastecimiento energético de la UE y la mayor competitividad de los mercados, gracias a precios competitivos y reducción de los costes del sistema. Sin embargo, al reconocer que no se ha alcanzado el mercado interior en la fecha señalada, la Comisión indica la necesidad de tomar medidas adicionales para completarlo: necesidad de continuar invirtiendo en las redes en el futuro, así como la necesidad de establecer unas normas sólidas, sencillas y transparentes para su funcionamiento.

Durante 2014 se ha puesto de manifiesto la necesidad de intensificar las medidas que permitan

alcanzar un mercado interior de la energía que funcione plenamente y esté plenamente conectado. Por ello, el **Consejo Europeo** ha pedido reiteradamente durante este año impulsar las interconexiones eléctricas y gasistas necesarias para mejorar el nivel de interconexión entre los Estados miembros. Los acuerdos políticos que se han alcanzado en esta materia son los siguientes:

- El **Consejo Europeo de marzo 2014** recordó el compromiso asumido por la UE de completar el mercado interior de la energía antes del final de 2014, así como el establecimiento de las interconexiones de gas y electricidad que permitan poner fin al aislamiento de ciertos Estados miembros en 2015 a más tardar. Dado que estos objetivos estaban lejos de ser alcanzados, este Consejo Europeo pidió intensificar los esfuerzos en este ámbito, en particular en lo que se refiere a la rápida ejecución de todas las medidas destinadas a cumplir el objetivo de interconexión de al menos el 10 % de la capacidad instalada de producción eléctrica para todos los Estados miembros. Para ello, el Consejo Europeo invitó a la Comisión a proponer antes de junio de 2014 objetivos específicos de interconexión que deban alcanzarse en 2030, con objeto de que pueda tomarse una decisión en octubre de 2014 a más tardar. Además, se instó a prestar especial atención a la mejora de las interconexiones con las partes más remotas y/o peor conectadas del mercado único, en particular mejorando y creando flujos inversos, y a la integración de los Estados miembros en las redes continentales europeas.
- El **Consejo Europeo de Octubre de 2014** alcanzó tres compromisos concretos en materia de interconexiones energéticas:

- Estableció, por primera vez, una relación entre el nivel de interconexión eléctrica de cada Estado miembro y su obligación de **contribuir al objetivo global de renovables** en la UE, que es del 27% para 2030. Este objetivo será vinculante a escala de la UE, pero se cumplirá mediante contribuciones de los Estados miembros teniendo en cuenta su respectivo grado de integración en el mercado interior de la energía: el Consejo subraya así que la integración de niveles cada vez mayores de energías renovables intermitentes en la UE requiere un mercado interior de la energía más interconectado y mecanismos de respaldo adecuados, que deben coordinarse según sea necesario a nivel regional.
- En segundo lugar, señaló que es preciso movilizar todos los medios para alcanzar el **objetivo del 10% con urgencia** y a más tardar en 2020, al menos para los Estados miembros que no hayan logrado un nivel mínimo de integración en el mercado interior de la energía, que son los Estados Bálticos, Portugal y España.
- Finalmente, el Consejo Europeo incluyó un nuevo **objetivo mínimo del 15%** de interconexiones eléctricas para 2030, además de la necesidad de tomar medidas urgentes en los Estados miembros que no hayan logrado un nivel mínimo de integración en el mercado interior de la energía (Estados Bálticos, Portugal y España) para alcanzar el objetivo mínimo del 10 % en 2020.

Estos compromisos políticos en materia de interconexiones deberán materializarse mediante medidas y proyectos concretos a partir de 2015.

1.2.4 Seguridad energética

Otros de los asuntos destacados durante 2014 ha sido el problema de la seguridad energética dentro la UE derivado de la crisis de Ucrania y de la enorme dependencia que la mayoría de Estados miembros tienen del gas procedente de Rusia. Esta circunstancia propició que la Comisión Europea publicara el 28 de mayo una **«Estrategia Europea de Seguridad Energética»**, en la que analiza la situación de la UE y se proponen las siguientes medidas para reforzar la seguridad energética:

- Fortalecer los mecanismos de emergencia/solidaridad, incluyendo evaluaciones coordinadas de riesgo y planes de contingencia. protección de infraestructuras estratégicas.
- Moderar la demanda energética.
- Construir un mercado interno plenamente integrado que funcione bien.
- Incrementar la producción de energía en la unión europea.
- Desarrollo adicional de las tecnologías energéticas.
- Diversificar suministradores externos e infraestructuras relacionadas.



- Mejorar la coordinación de las políticas energéticas nacionales y hablar con una sola voz en la política energética exterior.

Posteriormente, el **Consejo Europeo de Junio de 2014** instó a incrementar los esfuerzos encaminados a reducir la elevada dependencia energética de Europa y a aplicar con la máxima urgencia medidas adecuadas para fortalecer la resiliencia de Europa y aumentar su seguridad energética a corto plazo, en particular, las siguientes:

- Reforzar los **mecanismos de emergencia** y solidaridad existentes, incluidas las infraestructuras de almacenamiento de gas y de emergencia, así como los flujos inversos, con el fin de abordar tal riesgo primordialmente en los Estados miembros más vulnerables.
- Necesidad de mayor **integración del mercado europeo** de la energía con arreglo a un enfoque regional. Además, es preciso aumentar la interconectividad y reforzar las infraestructuras que faltan para poner fin a todo aislamiento de Estados miembros respecto de las redes de gas y electricidad de aquí a 2015.
- Proseguir las pertinentes **inversiones en infraestructuras energéticas**, incluidas aquellas en las que participan terceros países, respetando plenamente todas las normas de la UE en materia de mercado interior y de competencia, cuyo cumplimiento ha de controlarse con coherencia.
- Alcanzar un mayor desarrollo de la producción nacional y una mayor transparencia del merca-

do del gas; en particular, es necesario poner en marcha una **«prueba de resistencia»** para evaluar la capacidad de reacción del sistema de gas europeo frente a trastornos graves del suministro de gas a la UE el próximo invierno.

- Comprometerse con los **socios internacionales** a reducir el riesgo de interrupción del suministro de energía.
- Mejorar la **eficiencia energética**.

En cumplimiento del mandato del Consejo Europeo de hacer una prueba de resistencia del sistema gasista europeo, la Comisión publicó en octubre de 2014 una Comunicación dirigida al Parlamento Europeo y al Consejo sobre la **«Capacidad de reacción a corto plazo del sistema de gas europeo. Preparación ante posibles perturbaciones en el suministro de gas procedente del Este durante el otoño y el invierno de 2014-2015»**. En este documento se recogen los resultados aportados por las autoridades nacionales en los informes presentados a la Comisión entre agosto y septiembre de 2014, así como las recomendaciones que propone la Comisión tras su análisis:

- i. Hacer que el mercado funcione a **corto plazo**: Aumentando al máximo la capacidad de los interconectores; Eliminando o reduciendo las restricciones al comercio transfronterizo; Optimizar el uso de las instalaciones de almacenamiento; Garantizando la ejecución oportuna de los proyectos de infraestructuras.
- ii. Definir claramente cuándo el mercado deja de funcionar y cuándo se necesitan **medidas de**



emergencia: Aplicando el Reglamento sobre la seguridad del suministro de gas; Para los países que tienen normas de incremento de suministro, aplicando medidas para reducirlo temporalmente en caso de emergencia; Aumentando el potencial de sustitución de combustibles; Aplicando a corto plazo medidas de eficiencia energética y de moderación de la demanda; Especificando la función de los gestores de redes de transporte en situaciones de emergencia.

- iii. Coordinar y cooperar en la **planificación de emergencias** y en las posibles intervenciones: Necesidad de desarrollar más la cooperación regional en materia de seguridad del suministro de gas; Necesidad de más transparencia;

Papel de la Comisión de ejercer una supervisión constante y utilización del Grupo de Coordinación del Gas; Cooperación con países de fuera de la UE.

- iv. Medidas a **medio plazo** (para el final de 2015): Aplicar las normas del mercado interior de la energía entre los Estados miembros de la UE y de la Comunidad de la Energía; Acelerar la puesta en servicio y de la ejecución de proyectos clave de interés común o proyectos de interés de la Comunidad de la Energía; Reevaluar las exenciones de flujo inverso físico; Sustituir combustibles a través de la calefacción urbana y la cogeneración; Reducir la demanda de calor en la industria y en la transformación de energía.

2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



2.1 DEMANDA DE ENERGIA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2014, incluyendo el consumo para usos no energéticos fue de 83.525 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 2,7% inferior al de 2013. Esta evolución se ha debido a la situación económica y a la estructura de sectores consumidores, ya que se han dado similares condiciones climáticas y de laboralidad entre los dos años.

Por sectores, tras la recuperación del año 2010, continúa la tendencia del descenso de la demanda energética en la industria de los 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 aumentado, cam-

biando así la tendencia que se venía registrando desde 2008.

La demanda final de energía eléctrica ha bajado un 1,9% en 2014 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 la disminución de un 3,7% en el consumo final de gas. El consumo de productos petrolíferos continúa bajando, un 2,7% respecto al 2013. El consumo de energías renovables se mantiene en cifras similares a las del año anterior.

En el cuadro 2.1 se indica el consumo de energía final en los dos últimos años y la tasa de variación producida por tipos de energía, así como su estructura (gráfico 2.1). En los siguientes capítulos de este Informe se detalla la evolución del consumo de cada tipo de energía.

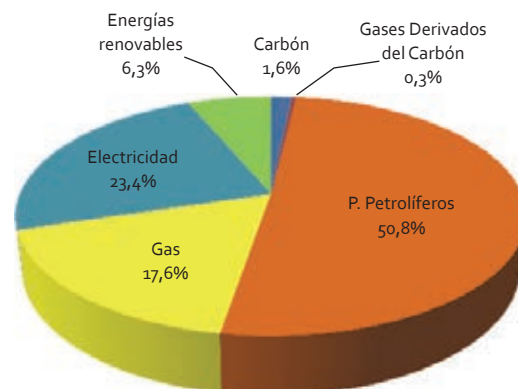
CUADRO 2.1. CONSUMO DE ENERGIA FINAL (KTEP)

	2013	2014	Tasa de variación %
Carbón	1.523	1.315	-13,7
Gases Derivados del Carbón	230	232	0,9
P. Petrolíferos	39.054	38.572	-1,2
Gas	14.784	14.156	-4,2
Electricidad	19.953	19.576	-1,9
Energías renovables	5.293	5.294	0,0
Total usos energéticos	80.836	79.145	-2,1
Usos no energéticos:			
Carbón	0	42	
Prod. Petrolíferos	4.549	3.841	-15,6
Gas natural	470	539	14,7
Total usos finales	85.855	83.525	-2,7

FUENTE: SEE.



GRÁFICO 2.1 CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN 2014



FUENTE: SEE

CUADRO 2.2. CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA (KTEP)

	2013	2014	Tasa de variación %
Carbón	11.397	11.975	5,1
Petróleo	51.318	50.740	-1,1
Gas natural	26.077	23.664	-9,3
Nuclear	14.784	14.933	1,0
Hidráulica	3.163	3.361	6,3
Eólica, Solar y Geotérmica	7.331	7.617	3,9
Biomasa, biocarb. y resid. renovables	6.810	6.296	-7,5
Residuos no renovables	146	119	-18,4
Saldo imp-exp electricidad	-581	-293	-49,5
TOTAL	120.447	118.413	-1,7

FUENTE: SEE.

CUADRO 2.3. PRODUCCION INTERIOR DE ENERGIA PRIMARIA (KTEP)

	2013	2014	Tasa de variación %
Carbón	1.762	1.577	-10,5
Petróleo	375	311	-17,1
Gas Natural	50	21	-58,2
Nuclear	14.784	14.933	1,0
Hidráulica	3.163	3.361	6,3
Eólica, solar y geotérmica	7.331	7.617	3,9
Biomasa, biocarburantes y residuos	6.956	5.804	-16,6
TOTAL	34.422	33.623	-2,3

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 el año 2000. En 2014 bajó un 4%, continuando así la tendencia de mejora observada desde 2004 (gráfico 2.5).

CUADRO 2.4. INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL

Año	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	101,3	1,6%
2011	98,3	-3,0%
2012	95,4	-2,9%
2013	93,1	-2,4%
2014	89,4	-4,0%

Nota: incluidos usos energéticos y no energéticos.

FUENTE: SEE

2.2 DEMANDA DE ENERGIA PRIMARIA

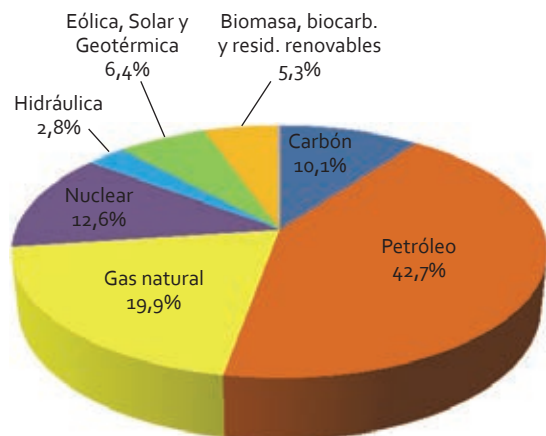
El consumo de energía primaria en España en 2014 fue de 118.413 Ktep (cuadro 2.2 y gráfico 2.2), con descenso del 1,7% sobre el de 2013. Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final, los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica y refinerías de petróleo) y las pérdidas.

En el descenso registrado en 2014, inferior al de la energía final, ha tenido relevancia el cambio de estructura de la generación eléctrica. En concreto, en 2014 subió la generación con carbón y disminuyó la de gas natural.

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2014:

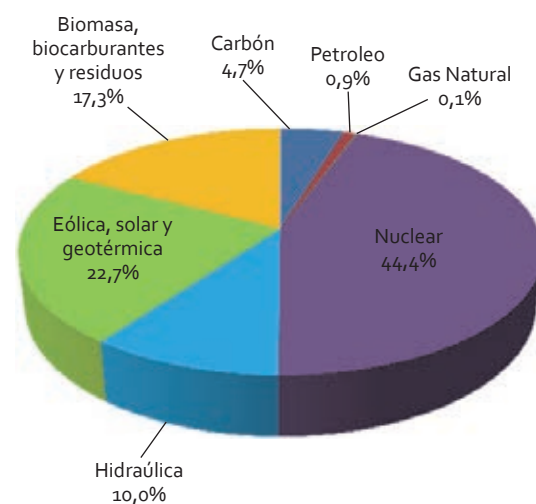
- El consumo total de carbón fue de 11.975 Ktep, con un incremento del 5,1% sobre el de 2013,

GRÁFICO 2.2 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN 2014 (SIN INCLUIR SALDO ELÉCTRICO)



FUENTE: SEE

GRÁFICO 2.3 PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA EN 2014



FUENTE: SEE



debido fundamentalmente a la mayor generación eléctrica con este combustible.

- El consumo total de petróleo fue de 50.740 Ktep, con descenso del 1,1% 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.
- La demanda total de gas natural fue de 23.664 Ktep con un descenso del 9,3% respecto a 2013, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 20,02%. 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, sigue creciendo, continuando con la tendencia de los años anteriores, si bien el incremento no es tan acusado. Esta aportación se debe a la generación hidroeléctrica, eólica y solar.
- La energía hidroeléctrica en 2014 fue un 6,3% superior a la de 2013, manteniendo así niveles medios ya alcanzados en el año anterior, tras los años 2011 y 2012 muy secos.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear aumentó un 1% en 2014.

En el cuadro 2.5 y gráfico 2.6 se recogen la evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB desde el año 2000. Este indicador de

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	159,4	0,2%
2003	160,0	0,4%
2004	162,1	1,3%
2005	159,5	-1,6%
2006	153,1	-4,0%
2007	150,5	-1,7%
2008	143,8	-4,5%
2009	136,8	-4,9%
2010	136,8	0,0%
2011	136,5	-0,2%
2012	138,6	1,5%
2013	130,7	-5,7%
2014	126,7	-3,1%

FUENTE: SEE

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.

En 2014 bajó el 3,1%, recuperando la tendencia de descenso de este ratio. La intensidad energética final se redujo en un 4% respecto a la de 2013 debido a la estructura de generación eléctrica.

2.3 PRODUCCION INTERIOR DE ENERGIA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO

Como se indica en el cuadro 2.3 y gráfico 2.3, la producción interior de energía primaria en 2014 fue de 33.623 Ktep, un 2,3% inferior a la del año anterior, debido principalmente a que la disminución

DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



GRÁFICO 2.4 EVOLUCIÓN DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA (METODOLOGÍA EUROSTAT)

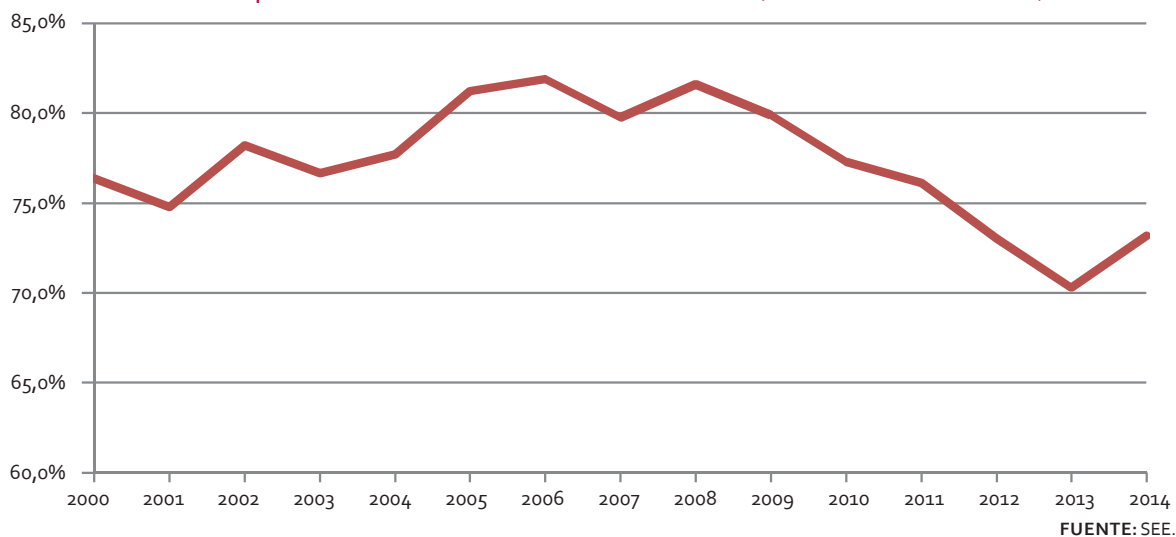


GRÁFICO 2.5 INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL

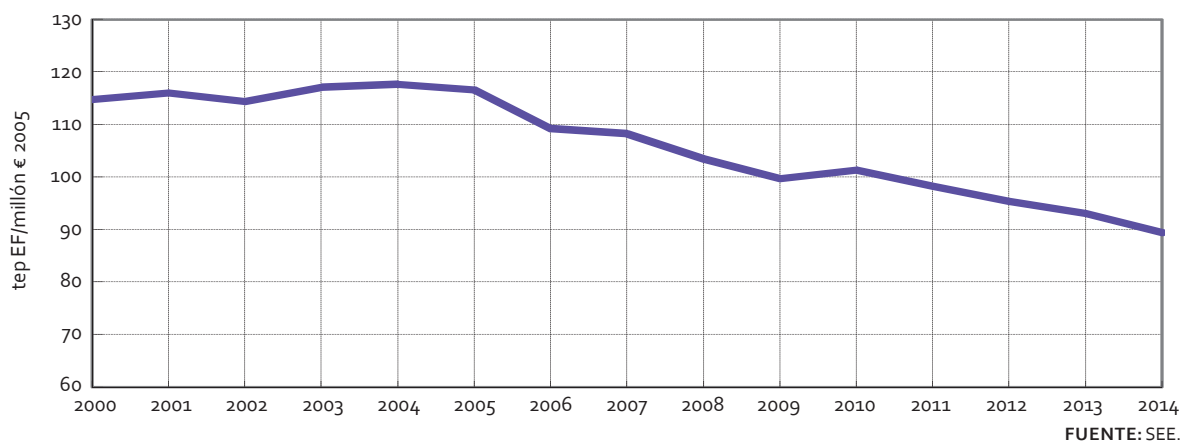
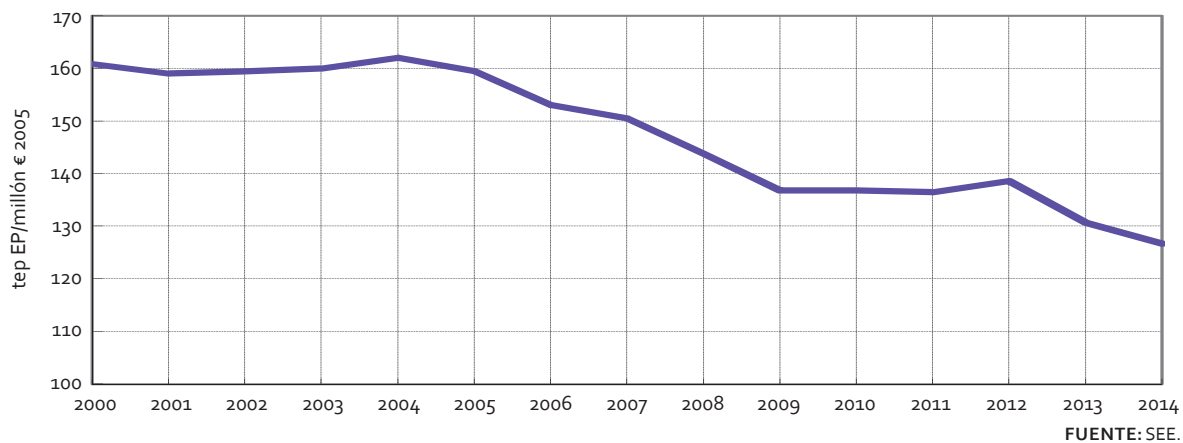



GRÁFICO 2.6 INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA





en biomasa y carbón fueron superiores a los incrementos en nuclear, hidroeléctrica, eólica y solar.

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un 10,5%. La producción de petróleo y gas continúa manteniéndose en niveles muy bajos con respecto al consumo. Como se ha indicado, la producción de energía hidroeléctrica subió un 6,3%, la

de energía nuclear aumentó un 1%, 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 que se rompe la tendencia de mejora continua que venía produciéndose desde 2008, y que en 2013 se situaba en el 70,3%, alcanzando para el año 2014 un valor de 73,2%.

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

La demanda final de energía eléctrica en 2014 fue de 227.635 GWh, con descenso del 1,9% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1).

En el sistema peninsular, la demanda final fue de 214.448 GWh, un 2% inferior a la del año anterior; la producción neta de generadores, incluyendo autoconsumos, disminuyó un 3%. En los sistemas no peninsulares, la demanda final fue un 0,3% inferior a la del año anterior, desglosándose en menores consumos en Baleares, 2,2%, en Canarias, 0,8%, y en Ceuta y Melilla 1,3%. 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, 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.

CUADRO 3.1 CONSUMO FINAL NACIONAL DE ELECTRICIDAD. (UNIDAD: GWH)

	2013	2014	2014/2013
1. Sistema peninsular	218.769	214.448	-2,0%
2. Sistema extrapeninsular	13.232	13.187	-0,3%
– Consumo final en Baleares	5.101	4.991	-2,2%
– Consumo final en Canarias	7.765	7.826	0,8%
– Consumo final en Ceuta y Melilla	366	371	1,3%
Consumo final total nacional	232.001	227.635	-1,9%
Emissiones de CO ₂ sobre consumo final de electricidad (Kt CO ₂ /GWh)		0,305	

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

CUADRO 3.2 CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD PENINSULAR (UNIDAD: GWH)

	2.013	2.014	2014/2013
Producción neta (incluye autoconsumos)	261.052	252.719	-3%
Consumos en bombeo	5.960	5.328	-11%
Importación-exportación	-6.751	-3.406	-50%
Enlace Península-Baleares	-1.269	-1.298	2%
Pérdidas en transporte y distribución	28.304	28.239	-0%
Consumo final de electricidad peninsular	218.769	214.448	-2%

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

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.3 CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA EXTRAPENINSULAR. (UNIDAD: GWH)

	2013	2014	2014/2013
Baleares	5.101	4.991	-2,2%
Producción neta (GWh bc)	4.300	4.134	-3,9%
Pérdidas en tte. y distribución y consumos en el sector energetico	468	442	-5,6%
Enlace Península-Baleares	1.269	1.298	2,3%
Canarias	7.765	7.826	0,8%
Producción neta (GWh bc)	8.710	8.790	0,9%
Pérdidas en tte. y distribución y consumos en el sector energetico	945	964	2,1%
Ceuta y Melilla	366	371	1,3%
Producción neta (GWh bc)	410	416	1,3%
Pérdidas en tte. y distribución y consumos en el sector energetico	45	45	1,7%
Consumo final total extrapeninsular	13.232	13.187	-0,3%

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

3.2 OFERTA ELÉCTRICA

La producción eléctrica bruta en el conjunto nacional ascendió en 2014 a 277.876 GWh, un 2% inferior a la del año anterior. Como puede observarse en el cuadro 3.4, la estructura de generación muestra un aumento de la producción con algunas energías renovables como hidroeléctrica o solar termoeléctrica. La generación eólica ha aumentado su aportación alrededor de un 1%, un porcentaje muy inferior al del año anterior.

La producción en centrales nucleares aumentó un 1%. La producción con carbón aumentó un 5,5% tras el importante descenso de un 25,8% que tuvo el año anterior, dando lugar a un aumento de la participación del carbón dentro del conjunto total nacional y situándose en el 16,1% en 2014.

La producción con productos petrolíferos, incluyendo su uso como combustible de apoyo en centrales que utilizan principalmente otras energías, ha subido un 3% y su peso en la estructura de generación es del 5,1%; continúa el descenso significativo de ge-

neración en Baleares, debido a la conexión eléctrica de este sistema con el peninsular. Ha bajado, continuando la tendencia de años anteriores, la generación en centrales de ciclo combinado con gas en un 12,8%, y también la cogeneración con gas un 15,5%.

Los consumos en generación han sido un 1,9% inferiores a los del año anterior, por la menor participación de las centrales de gas natural 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 1,7% en relación con la de 2013, con descenso del saldo exportador de intercambios internacionales y 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 2014, ha ascendido

SECTOR ELÉCTRICO

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

	2013	2014	100,0%
I. SISTEMA PENINSULAR	269.431	263.759	-2,1%
Hidroeléctrica	33.968	35.755	5,3%
bombeo			
Térmica	123.256	123.300	0,0%
Nuclear	56.731	57.299	1,0%
Antracita	4.095	4.728	15,4%
Lignito negro	2.457	2.851	16,0%
Hulla	31.426	33.196	5,6%
Gas siderúrgico	1.252	1.035	-17,4%
Gas natural	26.038	22.067	-15,2%
Prod. petrolíferos	1.257	2.123	68,9%
Hidroeléctrica	7.103	7.161	0,8%
Eólica	53.552	51.856	-3,2%
Fotovoltaica	7.894	7.779	-1,5%
Termosolar	4.393	5.455	24,2%
Carbón	641	577	-10,0%
Gas siderúrgico	142	115	-18,6%
Gas natural	30.422	23.801	-21,8%
Prod. petrolíferos	2.327	2.322	-0,2%
Biomasa	3.789	3.651	-3,6%
Biogas	908	847	-6,7%
R.S.U. renovable	518	510	-1,5%
R.S.U. no renovable	518	510	-1,5%
Otras fuentes	-00	118	
II. SISTEMA EXTRAPENINSULAR	14.132	14.117	-0,1%
II.1.-BALEARES	4.587	4.441	-3,2%
Carbón	2.412	2.236	-7,3%
Prod. petrolíferos	1.263	747	-40,9%
Gas natural	634	1.183	86,6%
Prod. petrolíferos	4	4	3,5%
R.S.U. renovable	73	72	-2,6%
R.S.U. no renovable	73	72	-2,6%
Eólica	6	6	4,6%
Solar	121	123	1,3%
II.2. CANARIAS	9.106	9.227	1,3%
Prod. petrolíferos	8.241	8.282	0,5%
Prod. petrolíferos	239	250	4,6%
Eólica	345	399	15,7%
Solar	281	296	5,1%

SECTOR ELÉCTRICO

3.4. PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (POR COMBUSTIBLES) (UNIDAD: GWH) (Continuación)

	2013	2014	100,0%
II.3. CEUTA y MELILLA	439	449	2,2%
Prod. petrolíferos	432	442	2,3%
R.S.U. renovable	3	3	-3,4%
R.S.U. no renovable	3	3	-3,4%
Total producción bruta	283.564	277.876	-2,0%
Consumos propios	9.091	11.823	30,1%
Consumo en bombeo	5.960	5.328	-10,6%
Importación -exportación	-6.751	-3.406	-49,5%
Demanda nacional (GWh bc)	261.762	257.318	-1,7%
Emisiones de CO ₂ sobre producción bruta (Kt CO ₂ /GWh)		0,25	

FUENTE: MINETUR. SEE.

a 173.902 GWh, lo que supone un descenso del 6,07% respecto al año 2013, con precio medio de 42,13 €/MWh, un descenso del 4,81%.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario en el mismo periodo se ha situado en 31.118 GWh, con descenso del 6,38% respecto al año 2013, con precio medio de 43,20 €/MWh, un descenso del 3,94%.

El precio horario final medio del sistema en 2014 fue de 55,00 €/MWh, con descenso del 4,84% respecto del año anterior. El 78,97% de este precio en 2014 corresponde a la componente del precio del mercado diario, siendo el resto las componentes del precio del mercado intradiario, los servicios de ajuste del sistema eléctrico y el pago por capacidad.

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

Actualización de los peajes de acceso y determinación del precio voluntario para el pequeño consumidor en 2014.

Las variaciones registradas en los peajes de acceso para el año 2014 respecto a los peajes que se encontraban en vigor se recogen en el cuadro 3.5.

El suministro de último recurso pasó a ser denominado suministro de referencia por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, desde el 1 de enero de 2014. Así, la antigua Tarifa de Último Recurso dio paso al actualmente denominado Precio Voluntario para el Pequeño

CUADRO 3.5 PEAJES DE ACCESO

Peajes	% de incremento
Consumidores con derecho a Precio Voluntario al Pequeño Consumidor	1,50%
Resto Baja Tensión	2,50%
Peajes Alta Tensión	2,70%

FUENTE: SEE.



Consumidor (PVPC) que es la actual tarifa a la que pueden acogerse los consumidores cuyo suministro se realiza en baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW, cuya metodología de cálculo se encuentra recogida en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

- a) El término de potencia del PVPC (TPU) es el término de potencia del peaje de acceso (fijado en 38,043426 €/kW en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014) más el margen de comercialización (4 €/kW y año).
- b) El término de energía del PVPC (TEU) es diferente en cada hora, ya que depende, entre otros términos como los servicios de ajuste y otros costes asociados al suministro, del precio medio horario resultante para cada hora en el mercado eléctrico.

En consecuencia, el precio regulado para los consumidores hasta 10 kW que se acojan a él, ha pasado de ser un precio fijado para todo el trimestre (antigua TUR) a ser, desde el 1 de abril de 2014, un precio regulado que varía cada hora, teniendo en cuenta su vinculación con el precio horario del mercado.

La facturación estimada, en la que no se incluyen impuestos ni el alquiler de los equipos de medida y control, de los consumidores acogidos al PVPC en 2014, de acuerdo con la información facilitada por la CNMC, se muestra en el cuadro 3.6.

Comparación con otros países

En los cuadros 3.7 y 3.8, se detallan los precios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo industrial y doméstico.

Desarrollos normativos aprobados en 2014 relativos a peajes de acceso, precios voluntarios para el pequeño consumidor y bono social

- Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.
- Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, por el que se desarrolla la metodología para

CUADRO 3.6. FACTURACIÓN ESTIMADA (C€/KWH) DE LOS CONSUMIDORES ACOGIDOS AL PVPC

2014	Modalidad sin discriminación horaria	Modalidad con discriminación horaria en 2 periodos	Modalidad con discriminación horaria en 3 periodos
Tarifa de acceso	11,74	5,51	3,57
Margen de comercialización	0,77	0,36	0,18
Coste de la energía (1)	6,94	5,64	5,91
Total	19,45	11,51	9,65

(1) Incluye el coste de producción de la energía, el pago de los mecanismos de capacidad, los pagos para la financiación del Operador del Mercado y del Operador del Sistema y los pagos para la financiación del servicio de interrumpibilidad.

FUENTE: Boletín de Indicadores Eléctricos de mayo de 2015. CNMC

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.7. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES

Precios en Euros/kWh (excluidos impuestos y tasas). 2º semestre 2014							
PAÍSES UE	CONSUMIDORESTIPO						
	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
European Union (28 countries)	0,152	0,111	0,089	0,080	0,072	0,068	:
Belgium	0,157	0,123	0,088	0,079	0,067	0,063	:
Bulgaria	0,101	0,099	0,083	0,073	0,056	0,051	0,051
Czech Republic	0,157	0,124	0,081	0,076	0,079	0,078	:
Denmark	0,115	0,094	0,087	0,087	0,078	0,078	:
Germany	0,140	0,103	0,081	0,071	0,063	0,061	:
Estonia	0,099	0,088	0,081	0,073	0,064	0,056	:
Ireland	0,173	0,149	0,123	0,105	0,088	0,085	:
Greece	0,161	0,137	0,103	0,086	0,066	0,041	:
Spain	0,278	0,148	0,111	0,098	0,079	0,074	0,065
France	0,126	0,091	0,069	0,060	0,057	0,052	:
Croatia	0,122	0,104	0,087	0,074	0,062	0,052	:
Italy	0,174	0,122	0,105	0,098	0,089	0,076	0,069
Cyprus	0,214	0,195	0,183	0,167	0,156	0,142	:
Latvia	0,127	0,103	0,092	0,080	0,076	0,064	:
Lithuania	0,122	0,103	0,096	0,096	0,094	:	:
Luxembourg	0,147	0,106	0,093	0,065	0,059	:	:
Hungary	0,097	0,092	0,082	0,080	0,080	0,079	0,076
Malta	0,248	0,203	0,186	0,166	0,141	0,136	:
Netherlands	0,105	0,090	0,077	0,072	0,067	0,070	:
Austria	0,118	0,096	0,079	0,070	0,060	0,055	:
Poland	0,146	0,107	0,079	0,067	0,061	0,056	0,052
Portugal	0,156	0,125	0,105	0,089	0,077	0,070	:
Romania	0,097	0,088	0,071	0,063	0,053	0,056	:
Slovenia	0,119	0,093	0,074	0,066	0,061	0,059	:
Slovakia	0,200	0,136	0,113	0,101	0,090	0,085	0,064
Finland	0,086	0,079	0,065	0,063	0,049	0,049	:
Sweden	0,133	0,077	0,066	0,059	0,053	0,046	:
United Kingdom	0,173	0,145	0,129	0,118	0,118	0,115	0,113
%DIFERENCIA ESPAÑA/UE	83,630	33,996	24,439	22,070	9,544	8,715	:

FUENTE: Eurostat.

CUADRO 3.8 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS

Precios en Euros/kWh (incluidos impuestos y tasas). 2º semestre 2014

PAÍSES UE	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
European Union (28 countries)	0,319	0,225	0,208	0,199	0,190
Belgium	0,260	0,216	0,204	0,179	0,159
Bulgaria	0,091	0,090	0,090	0,088	0,085
Czech Republic	0,283	0,198	0,127	0,110	0,096
Denmark	0,331	0,331	0,304	0,231	0,231
Germany	0,434	0,323	0,297	0,283	0,271
Estonia	0,137	0,136	0,133	0,129	0,120
Ireland	0,665	0,321	0,254	0,218	0,182
Greece	0,212	0,178	0,179	0,189	0,201
Spain	0,466	0,276	0,237	0,21	0,179
France	0,291	0,196	0,175	0,162	0,156
Croatia	0,209	0,143	0,132	0,127	0,123
Italy	0,291	0,210	0,234	0,294	0,334
Cyprus	0,263	0,235	0,236	0,236	0,237
Latvia	0,111	0,115	0,130	0,139	0,141
Lithuania	0,136	0,134	0,132	0,128	0,121
Luxembourg	0,236	0,189	0,174	0,160	0,149
Hungary	0,133	0,119	0,115	0,111	0,115
Malta	0,342	0,142	0,125	0,148	0,343
Netherlands	:	0,077	0,173	0,221	0,168
Austria	0,316	0,231	0,199	0,182	0,157
Poland	0,179	0,149	0,141	0,136	0,137
Portugal	0,394	0,242	0,223	0,213	0,201
Romania	0,130	0,129	0,125	0,123	0,122
Slovenia	0,213	0,193	0,163	0,145	0,131
Slovakia	0,245	0,172	0,152	0,136	0,123
Finland	0,299	0,200	0,154	0,134	0,115
Sweden	0,356	0,216	0,187	0,161	0,138
United Kingdom	0,250	0,223	0,201	0,182	0,168
% DIFERENCIA ESPAÑA/UE	46,390	22,717	13,853	5,817	-6,096

FUENTE: Eurostat.

la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social.

- Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, por la que se fijan los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social correspondientes a 2014.
- Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.
- Resolución de 14 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina el valor del término DIFp a aplicar por los comercializadores de referencia en la facturación del consumo correspondiente al primer trimestre de 2014 a los consumidores a los que hubieran suministrado a los precios voluntarios para el pequeño consumidor.
- Resolución de 26 de diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo, a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, para el año 2015.

3.5 RELACIÓN DE NORMATIVA

Entre las principales disposiciones publicadas durante el año 2014 cabe señalar las siguientes:

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 417/2014, de 6 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico.
- Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.
- Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores.



- Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la 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/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1132/2014, de 24 de junio, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 6 de junio de 2014, por el que se modifican aspectos puntuales del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Electricidad incluido en la planificación de sectores de electricidad y gas 2008-2016.
- Orden IET/1131/2014, de 24 de junio, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 6 de junio de 2014, por el que se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para la autorización o la emisión de informe favorable previsto en el artículo 35.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, 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 13/2'12, de 30 de marzo.
- Orden IET/1149/2014, de 26 de junio, por la que se autoriza al Gobierno de la Comunidad Autónoma de las Illes Balears a adoptar las medidas necesarias para garantizar el suministro en la isla de Formentera y se acuerda el reconocimiento de los costes en los que se incurran.
- Orden IET/1168/2014, de 3 de julio, por la que se determina la fecha de inscripción automática de determinadas instalaciones en el registro de régimen retributivo específico previsto en el Título V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.
- Orden IET/1882/2014, de 14 de octubre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares termoeléctricas.
- Orden IET/2176/2014, de 20 de noviembre, por la que se desarrolla la metodología de cálculo y se fija el tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro de los déficits de ingresos y los desajustes temporales del sistema eléctrico anteriores a 2013.
- Orden IET/2209/2014, de 20 de noviembre, por la que se autoriza y designa a Red Eléctrica de España, SAU como gestor de la red de transporte de energía eléctrica.

- Orden HAP/2328/2014, de 11 de diciembre, por la que se aprueban los modelos 591 «Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica. Declaración anual de operaciones con contribuyentes» y 588 «Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica. Autoliquidación por cese de actividad de enero a octubre» y se establecen forma y procedimiento para su presentación.
- Resolución de 27 de enero de 2014, 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.
- Resolución de 29 de abril de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece el contenido y formato de presentación de los planes de inversión anual y plurianual por parte de las empresas propietarias de instalaciones de distribución de energía eléctrica.
- Resolución de 29 de abril de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2014.
- Resolución de 29 de abril de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para elaborar el informe de auditoría externa para todas las instalaciones puestas en servicio el año 2013, y para la modificación de la retribución de las instalaciones existentes cuyos parámetros retributivos hubieran cambiado durante dicho año.
- Resolución de 28 de abril de 2014, 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 2014.
- Resolución de 8 de mayo de 2014, 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 Programación de la generación y P.O.-4.0 Gestión de las interconexiones internacionales, y se dejan sin efecto los procedimientos P.O.-4.1 y P.O.-4.2, en relación con el proceso de integración de mercados a nivel europeo.
- Resolución de 8 de mayo de 2014, 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.-7.3 Regulación terciaria, P.O.-14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O.-14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado, para la implantación de los intercambios transfronterizos de energías de balance.



- Resolución de 9 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica y el contrato de adhesión a dichas reglas.
- Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad.
- Resolución de 4 de junio de 2014, 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 2013, 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 4 de junio de 2014, 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 2013, del derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005.
- Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema eléctrico 14.11 «Liquidación y facturación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad» t 15.2 «Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad».
- Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y el modelo de adhesión al marco legal establecido para la participación de las subastas.
- Resolución de 22 de julio de 2014, 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 2014.
- Resolución de 31 de julio de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se definen los criterios por los que se considera que una instalación de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares tiene un índice de funcionamiento reducido.
- Resolución de 8 de septiembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina el procedimiento de envío de información de los sujetos obligados del sistema de obligaciones de eficiencia energética, en lo relativo a sus ventas de energía, de acuerdo con el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.
- Resolución de 10 de octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del



servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

- Resolución de 29 de octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.
- Resolución de 17 de diciembre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los aspectos relativos al procedimiento de subasta extraordinaria para la temporada eléctrica 2015, en el marco del procedimiento

competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la 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.

- Resolución de 26 de diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo, a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, para el año 2015.

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 2014 fue de 57.299,47 GWh, lo que supuso una contribución del 20,62% al total de la producción nacional.

En 2014 se concedió la renovación de la autorización de explotación de la central nuclear Trillo I, por un periodo de 10 años, mediante la Orden IET/2101/2014, de 3 de noviembre (BOE 11-11-14).

Por otra parte, con fecha 27 de mayo de 2014, el titular de la central nuclear de Santa María de Garroña, central que, desde el 7 de julio de 2013, se encuentra en situación administrativa de cese de explotación, presentó ante el MINETUR una solicitud la renovación de la autorización de explotación de esta central nuclear, acompañada de la correspondiente documentación, dentro de la cual se incluye el programa de inversiones y modificaciones de diseño asociadas a las mejoras derivadas de las lecciones aprendidas del accidente de Fukushima, recogidas en el informe de las pruebas de resistencia e Instrucciones Técnicas Complementarias del CSN.

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, el MINETUR solicitó al CSN el preceptivo informe en relación con esta solicitud.

Por su parte, el 30 de julio de 2014 el CSN aprobó una Instrucción Técnica Complementaria dirigida a Nuclenor sobre la documentación y los requisitos adicionales asociados a la solicitud de esta renovación. Entre otros, se incluyen requisitos adicionales relativos a inspecciones o pruebas para verificar aspectos funcionales o de integridad estructural de la vasija del reactor, las modificaciones de diseño derivadas de las lecciones aprendidas del accidente de Fukushima y de los resultados de las pruebas de resistencia europeas ante sucesos extremos más allá de las bases de diseño, y las modificaciones de diseño identificadas por el CSN en 2009 pero no requeridas por el cese definitivo de explotación.

Dentro del plazo establecido, Nuclenor envió al CSN la información solicitada y, en la actualidad, este Organismo está evaluando esta información, de cara a la emisión de su preceptivo informe.

4.2 PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2014 la fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de la empresa ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., ha fabricado 856 elementos combustibles, de ellos, 558 correspondían al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 298 al tipo BWR (reactor de agua en ebullición). Estos elementos contienen 343,3 toneladas de uranio y su destino es: el 28% para el mercado nacional y el 72% para la exportación, con destino a Francia, Bélgica y Suecia.

Las cantidades compradas por ENUSA en 2014 para las centrales nucleares españolas han sido:

1.328 toneladas de concentrados de uranio (U_3O_8), 945 toneladas en servicios de conversión y 851 UTS (Unidades de Trabajo de Separación) en servicios de enriquecimiento.

4.3 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)

Durante el año 2014, ha continuado el proceso de licenciamiento de esta instalación, cuyo titular es ENRESA, como empresa que tiene encomendado, por ley, el servicio público esencial de gestión de combustible gastado y residuos radiactivos.

Por un parte, el proyecto de la instalación requiere la obtención de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) a emitir por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medioambiente (MAGRAMA), de acuerdo con lo establecido en el 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 combustible nuclear gastado o de residuos radiactivos en un lugar distinto del de producción. A tal fin, en agosto de 2013, ENRESA presentó la solicitud de sometimiento del proyecto a Evaluación de Impacto Ambiental, ante el MINETUR, que es el órgano sustantivo en dicho procedimiento.

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, fue sometido por la Subdelegación del Gobierno en Cuenca, durante el plazo de 30 días, a información pública y consultas a las mismas entidades previamente consultadas por el MAGRAMA, como resultado del cual se recibieron un total de 2.023 escritos de alegaciones. Estas alegaciones fueron evaluadas por ENRESA, y la respuesta a las mismas recogida en un informe de respuesta, que se remitió al MAGRAMA en el mes de octubre, junto con el expediente. Actualmente, está pendiente la formulación de la DIA por el MAGRAMA.

Por otra parte, de acuerdo con el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas (RINR), aprobado por Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, la instalación nuclear del ATC requiere diversas autorizaciones, como la autorización previa o de emplazamiento, la autorización de construcción y la autorización de explotación, que se concederán tras los preceptivos informes favorables del CSN. A tal efecto, en enero de 2014, ENRESA solicitó simultáneamente, ante el MINETUR, la autorización previa o de emplazamiento y la autorización de construcción.

En virtud de lo establecido en el RINR, la autorización previa fue sometida a información pública, de forma conjunta a la correspondiente al EslA, recibándose un total de 2.158 escritos de ale-



gaciones, que fueron igualmente analizados por ENRESA en un escrito que fue remitido al CSN en diciembre de 2014.

Tanto la autorización previa o de emplazamiento como la de construcción han requerido informe de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, y están pendientes de emisión de los informes preceptivos por parte del CSN.

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 presentó la solicitud y documentación necesaria para iniciar el trámite de Evaluación de Impacto Ambiental de esta instalación.

Con fecha 17-12-14 el CSN emitió el informe favorable sobre la solicitud de autorización de ejecución y montaje del ATI. Se está a la espera de que se emita por parte del MAGRAMA la correspondiente Resolución de Declaración de Impacto Ambiental.

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 las centrales nucleares de Trillo, Ascó I y Ascó II, que, adicionalmente, disponen de un ATI situado en el emplazamiento de cada 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 ATI existente en su emplazamiento. En el cuadro 4.1 se muestra la cantidad total

CUADRO 4.1 URANIO IRRADIADO ALMACENADO EN LAS CENTRALES NUCLEARES

Reactor	Uranio (total) almacenado a 31-12-14 (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	608.026	
Almaraz II	574.755	
Ascó I	526.867	27.975
Ascó II	503.255	41.014
Cofrentes	680.139	
Vandellós II	463.706	
Trillo	224.977	262.268

FUENTE: SEE

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 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 2014 se encontraban completas y cerradas las 16 estructuras de la plataforma norte de la instalación y 3 estructuras de la plataforma sur, tras el cierre de una de ellas en el mes de septiembre, estando operativas dos celdas más y otras tres adicionales que albergan residuos procedentes de incidentes acaecidos en industrias relacionadas con la transformación de materiales metálicos.

Adicionalmente, está operativa la primera sección de la única celda disponible para el almacenamiento de residuos de muy baja actividad, y en construcción una nueva celda de este tipo, que fue apreciada favorablemente por el CSN en enero de 2014, y cuya entrada en explotación está prevista para el año 2016.

Durante 2014, El Cabril ha recibido un total de 635,86 m³ de residuos de baja y media actividad y 1.797,55 m³ de residuos de muy baja actividad (2.393,43 m³ procedentes de instalaciones nucleares, y 39,98 m³, de instalaciones radiactivas).

Con la cantidad recibida en 2014, El Cabril almacena definitivamente un total de 38.625 m³ de residuos radiactivos, de los que 30.260 m³ corresponden a residuos de baja y media actividad, almacenados en celdas con un porcentaje de ocupación del 71% de su capacidad total. Los restantes 8.365 m³ corresponden a residuos de muy baja actividad, almacenados en la celda independiente, siendo la capacidad ocupada de dicha celda del 21%.

4.4 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 estrictos estándares y normas internacionales.

Durante 2014 continuaron las actividades de fabricación en ENSA de los generadores de vapor de reemplazo contratados: tres de tipo 900 MWe y ocho de tipo 1.300 MWe, para plantas de EDF en Francia y tres para el mercado de los EEUU. En enero se embarcaron dos generadores de vapor tipo AP1000 de última generación con destino China, concretamente la central de Sanmen 2.

En cuanto al sector del reemplazo de tapas de vasija del reactor, ENSA finalizó la fabricación de la tapa para la central de Callaway embarcándose



ésta en mayo y continuó la fabricación de la tapa para la central de Beaver Valley, ambas con destino en EEUU.

Continuando con la fabricación de otros componentes, ENSA entregó durante el pasado año intercambiadores de calor para la central tipo EPR de Flamanville 3 (Francia) y tanques de ácido bórico para la central de Taishan (China). En cuanto a contenedores de combustible usado, ENSA continuó la fabricación de contenedores del tipo DPT (doble propósito; almacenamiento y transporte), de diseño propio para la central de Trillo; del tipo ENUN52B, también de diseño propio, para la central de Santa María de Garoña y contenedores para la central de Ascó. También continuaron las actividades de diseño del contenedor ENUN 24P para el mercado chino, y de diseño y licenciamiento del contenedor ENUN32, ambos tecnología ENSA. Asimismo, esta empresa firmó con ENUSA un nuevo contrato para el suministro de cabezales de elementos combustible.

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.

En 2014, ENSA y ENWESA realizaron la carga de contenedores en las centrales de Trillo y Ascó, la reordenación de los elementos de combustible en Almaraz, la recarga de Ascó y la instalación en Co-

frentes de una máquina para la inspección combustible. 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, ENSA ha continuado fabricando durante el 2014 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.

ENSA ha finalizado durante el 2014 su participación en el proyecto experimental JHR (Julius Horowitz Reactor), en el que ha realizado actividades de diseño y estudio de viabilidad de los componentes principales del reactor.

Por lo que se refiere a las actividades relacionadas con la fusión nuclear, 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 en Cadarache (Francia).

Desde un punto de vista comercial, ENSA mantiene expectativas de 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). En 2014, ENSA firmó un acuerdo de colaboración con China Nuclear National Corporation (CNNC), el mayor grupo nuclear chino, para proyectos nacionales e internacionales.

4.5 CENTRALES NUCLEARES PARALIZADAS Y DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES

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, la anualidad correspondiente al ejercicio 2014 para la compensación a los promotores de tres centrales cuya construcción quedó paralizada fue 67,7 M€, mientras que, a 31-12-14 el importe pendiente de compensación al «Fondo de Titulización de Activos resultantes de la Moratoria Nuclear» se elevaba a 184,163 M€; de los que 96,059 M€ correspondían a CN Lemóniz, 85,320 M€ a CN Valdecaballeros y 2,782 M€ a CN Trillo II.

Desmantelamiento de instalaciones

- **Desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera**

La central nuclear José Cabrera, situada en Almonacid de Zorita (Guadalajara), fue la primera central nuclear construida en España. Se conectó a la red en julio de 1968; tenía una potencia de 150 MWe y el 30-4-06 cesó su explotación.

Por Orden Ministerial de 1-2-10 se autorizó la transferencia de la titularidad de esta central nuclear, 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 11-2-10.

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, que fue autorizado mediante Resolución de la DGPEM de fecha 15-12-06. Se trata del primer desmantelamiento completo (nivel 3 del OIEA) de una central nuclear en España.

En el 2014 el proyecto ha alcanzado cerca de un 70% de avance, estando próximos a culminarse el desmontaje de todos los grandes componentes del circuito primario, una vez que finalicen en breve los trabajos de segmentación bajo agua de la vasija del reactor, así como del generador de vapor.

En paralelo a las últimas actuaciones en la vasija y el generador de vapor, se prosigue con el desmontaje del resto de componentes radiológicos de los edificios de contención y auxiliar (tanques de efluentes líquidos, ventilación, etc.), que presenta ya un avance superior al 80%. Asimismo, se trabaja en el acondicionamiento y expedición a El Cabril de los residuos radiactivos producidos y en la caracterización de los edificios que van quedando despejados.

Desde que comenzaron los trabajos, la masa total generada de materiales, hasta diciembre de 2014,



ha sido de, aproximadamente, 9.000 toneladas, de las que 6.000 corresponden a material convencional, 2.000 a residuos radiactivos y 1.000 a material desclasificable. Además, se han enviado 119 expediciones de material radiactivo al centro de almacenamiento de El Cabril.

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

Por Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ITC/4035/2005, de 14 de noviembre de 2005, se autorizó el desmantelamiento de las instalaciones paradas y en fase de clausura del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) situadas en Madrid.

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 2014, 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).

A lo largo de 2014 se han realizado trabajos mejora en diversas localizaciones, fundamentalmente dirigidas a la recogida y canalización de

pluviales, el acondicionamiento de paramentos y tejados, y se ha preparado la segunda ampliación al plan de pruebas del proceso global de la desclasificación de materiales. Asimismo, se han caracterizado todos los residuos radiactivos generados en las obras de excavación de la zona de «la lenteja».

4.6 I+D

La Plataforma Tecnológica de I+D de energía nuclear de fisión CEIDEN, creada en el año 2007, ha continuado con sus actividades de coordinación de planes y programas nacionales de I+D, así como la participación en programas internacionales.

En el año 2014, se ha definido una nueva agenda estratégica, basada en tres retos tecnológicos del sector nuclear:

- Operación segura a largo plazo de los activos nucleares.
- Gestión del combustible irradiado y de los residuos radiactivos.
- Nuevas tecnologías/proyectos.

Basadas en estos retos tecnológicos, 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: hormigones.
 - Se ha organizado un taller CDTI-CEIDEN sobre instrumentos de financiación del CDTI para la I+D+i.
3. Iniciativa Jules Horowitz Reactor.
 - Se ha realizado una jornada EPRI-CEIDEN.
4. Capacidades industria nuclear-Fase II.
 - Se han analizado los recursos destinados por las entidades españolas a la I+D+i nuclear, siendo 46 M€ el resultado para 2013.
5. ESNII (Participación española en European Sustainable Nuclear Industry Initiative).
6. Formación +.
 - Se ha realizado un seguimiento periódico de las actividades de la plataforma europea «Sustainable Nuclear Energy Technology Platform» SNE-TP.
7. Laboratorio de calibración de patrones neutrónicos.
 - Se ha realizado un seguimiento periódico de la participación española en el programa de EURATOM del H2020, y presentado las diferentes oportunidades de financiación del sector nuclear con fondos europeos.

Adicionalmente, en 2014 se han constituido dos nuevos grupos de trabajo: uno sobre degradación de materiales, en respuesta a una resolución parlamentaria, y otro sobre gestión del conocimiento.

Durante el año 2014, se han realizado las siguientes actividades:

- Se ha celebrado la Asamblea General de la Plataforma en octubre (MINETUR).
- Se han mantenido tres reuniones del Consejo Gestor.
- Se ha participado en el ejercicio ALINNE «Análisis del Potencial de Desarrollo Tecnológico de las Tecnologías Energéticas en España».
- Se ha elaborado un Plan Estratégico de la Plataforma, y definidos los Objetivos Estratégicos.

La participación en el ejercicio ALINNE ha servido para identificar los retos del sector nuclear en el ámbito de la I+D+i, y evaluar la importancia del sector nuclear para España, tanto en contribución al PIB, como en empleos de alta cualificación. También ha servido para resaltar la internacionalización de las actividades de las empresas del sector, que gracias a una importante inversión en I+D+i, han conseguido posicionarse en el mercado de la I+D+i.

Respecto al Plan Estratégico del CEIDEN, presentado y aprobado en la Asamblea General, unos de los objetivos estratégicos de la Plataforma es conseguir aumentar la participación española en los proyectos europeos de EURATOM, coordinando



algún programa de interés para la industria española. Se considera que, en el futuro, el Centro Tecnológico asociado al Almacenamiento Temporal Centralizado puede ser un buen punto de partida para ello.

De acuerdo con los objetivos definidos para el bienio 2014-2015, en 2014 se ha desarrollado un amplio programa de refuerzo de las relaciones institucionales y de ampliación de los contactos de CEIDEN, tanto a nivel nacional como internacional.

Durante el año 2014 también se ha incrementado el contacto con los miembros del CEIDEN a través de la página web, mediante comunicaciones periódicas de eventos relacionados con el sector, del propio CEIDEN, etc.

Más información sobre los proyectos y actividades de esta plataforma se puede encontrar en su página web de la Plataforma CEIDEN (www.ceiden.com).

4.7 NORMATIVA APROBADA

Normativa nacional aprobada

- **Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares (BOE 4-10-14).**

Mediante este Real Decreto-ley se modificó la titularidad de la autorización de las centrales nucleares que, a la fecha de su publicación, no co-

rrespondía a una única persona jurídica, tal como dispone la modificación llevada a cabo en la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear, por la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos.

Este Real Decreto-ley trasfiere la titularidad de las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares afectadas (todas, salvo a Santa María de Garoña y Cofrentes) a las Agrupaciones de Interés Económico formadas por los copropietarios de estas centrales que, hasta entonces, llevaban a cabo la operación de estas plantas.

- **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).**

El objeto de este Real Decreto ha sido completar la trasposición al ordenamiento jurídico español de 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. El Real Decreto deroga el Real Decreto 1349/2003, que regulaba las funciones de ENRESA.

En el Real Decreto se contemplan algunos principios generales a respetar en la gestión de com-

bustible 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.

Normativa comunitaria aprobada

- **Directiva 2014/87/EURATOM DEL CONSEJO de 8 de julio de 2014 por la que se modifica la Directiva 2009/71/Euratom, por la que se establece un marco comunitario para la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares.**

Si bien la Directiva 2009/71/Euratom del Consejo ya imponía a los Estados miembros la obligación de establecer y mantener un marco nacional de seguridad nuclear, el accidente nuclear de Fukushima en 2011 volvió a centrar, en todo el mundo, la atención sobre las medidas necesarias para minimizar los riesgos y garantizar el máximo nivel de seguridad nuclear.

Basándose en las Conclusiones del Consejo Europeo de 24 y 25 de marzo de 2011, las autoridades reguladoras nacionales competentes, junto con la Comisión Europea, en el marco del Grupo Europeo de Reguladores de Seguridad Nuclear (EN-

SREG), llevaron a cabo unas evaluaciones completas del riesgo y de la seguridad («pruebas de resistencia») de las centrales nucleares de toda la Comunidad. Sus resultados pusieron de manifiesto una serie de mejoras que podrían aplicarse en las estrategias de seguridad nuclear y en las prácticas industriales de los países participantes.

Además, el Consejo Europeo instó a la Comisión a revisar, en su caso, el marco jurídico y reglamentario vigente en materia de seguridad de las instalaciones nucleares y a proponer las mejoras que pudieran resultar necesarias. El Consejo Europeo destacó también que en la Unión debían aplicarse y mejorarse de forma constante las normas de seguridad nuclear más estrictas. Fruto de este proceso, el Consejo de la UE aprobó, con fecha 8-7-14, la Directiva 2014/87/Euratom, que enmendaba la Directiva 2009/71/Euratom, entre otros, en los siguientes puntos:

- Fortalecimiento de la independencia efectiva con respecto a toda influencia indebida de la autoridad reguladora competente en su toma de decisiones reguladoras, debiendo ésta ser funcionalmente independiente de cualquier otro órgano o entidad implicado en el fomento o la utilización de la energía nuclear, no solicitar ni aceptar instrucciones de ninguno de esos órganos o entidades en el desempeño de sus funciones reguladoras y debiendo adoptar decisiones reguladoras fundadas en requisitos sólidos y transparentes en materia de seguridad nuclear.
- Asimismo, habida cuenta del carácter especializado del sector nuclear y de la disponibilidad



limitada de personal con las competencias y los conocimientos técnicos requeridos, pudiendo esto provocar la rotación de personal con responsabilidad ejecutiva entre el sector nuclear y los reguladores, la Directiva dictamina que debe prestarse una atención especial a la prevención de conflictos de intereses.

- Las consecuencias de un accidente nuclear pueden traspasar las fronteras nacionales y, por esa razón, la Directiva entiende que es preciso impulsar una estrecha cooperación, coordinación e intercambio de información entre autoridades reguladoras competentes de los Estados miembros en las proximidades de una instalación nuclear, independientemente de que esos Estados miembros exploten o no instalaciones nucleares. A este respecto, la Directiva establece que los Estados miembros deberán velar por que existan disposiciones adecuadas para facilitar esa cooperación en cuestiones de seguridad nuclear con impactos transfronterizos.
- Para garantizar la adquisición de las habilidades correctas y el logro y mantenimiento de un nivel adecuado de competencias, la Directiva establece que todas las partes deben velar por que todo el personal que tenga responsabilidades referentes a la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares, y a la preparación y respuesta a las emergencias in situ siga un proceso de aprendizaje permanente.
- Mayor transparencia en asuntos de seguridad nuclear. A este respecto, los Estados miembros deberán velar por que se ponga a disposición de los trabajadores y el público en general, con

una consideración específica a las autoridades locales, la población y los grupos de interés que viven en las proximidades de una instalación nuclear, la información necesaria en relación con la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares y su regulación. Dicha obligación incluirá también la de garantizar que la autoridad reguladora competente y los titulares de licencias, en sus ámbitos de responsabilidad, ofrezcan en el marco de su política de comunicación información sobre las condiciones normales de explotación de las instalaciones nucleares a los trabajadores y al público en general y, en caso de incidentes y accidentes, información rápida a los trabajadores y al público en general y a las autoridades reguladoras competentes de otros Estados miembros en las proximidades de una instalación nuclear.

- Se modifica la Directiva 2009/71/Euratom para incluir un objetivo de seguridad nuclear de la Comunidad de alto nivel, que abarque todas las etapas del ciclo de vida de las instalaciones nucleares (emplazamiento, diseño, construcción, puesta en servicio, explotación y desmantelamiento). En particular, dicho objetivo exige mejoras de seguridad significativas en el diseño de nuevos reactores, para lo cual se debe utilizar el estado de conocimientos y tecnología más avanzado, teniendo en cuenta los últimos requisitos de seguridad internacionales.
- Con el fin de garantizar el cumplimiento del objetivo de seguridad, los Estados miembros garantizarán que el marco nacional exija que la autoridad reguladora competente y el titular de la licencia adopten medidas para promover



y mejorar una cultura efectiva de la seguridad nuclear. Asimismo, los Estados miembros garantizarán que cuando se aplique la defensa en profundidad, se haga para garantizar que se reduzca al mínimo el impacto de los peligros externos extremos, de origen natural y humano no deliberado, se eviten el funcionamiento anormal y los fallos, se controle el funcionamiento anormal y se detecten los fallos, entre otras.

- Se exigen las revisiones periódicas de seguridad cada diez años.
- Adicionalmente a las revisiones inter-pares del marco nacional cada diez años, la Directiva establece unas revisiones temáticas, también inter-pares, al menos cada seis, así como otras revisiones en caso de accidente que provoque situaciones que requieran medidas de emergencias fuera del emplazamiento o medidas de protección para el público en general.
- **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, 2218/89 y 770/90, de la Comisión, ésta adoptó sucesivos Reglamentos de ejecución (297/2011, 961/2011, 284/2012, 561/2012, 996/2012, 322/2014 y 328/2015), por los que se imponen condiciones especiales a la

importación de piensos y alimentos originarios o procedentes de Japón a raíz de dicho accidente.

4.8 APLICACIÓN DE SALVAGUARDIAS INTEGRADAS A LAS INSTALACIONES NUCLEARES ESPAÑOLAS

Por ser susceptible de ser utilizado para fines no pacíficos, el material nuclear debe ser objeto de particular protección, entendiéndose por «salvaguardias» 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 y otorga a los inspectores del OIEA derechos de acceso adicionales a las instalaciones.

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.

En el marco de la Conferencia General del OIEA, este Organismo convocó el 24-9-14 una reunión trilateral (OIEA-EURATOM-España) para tratar los asuntos relacionados con la aplicación de las salvaguardias nucleares en las instalaciones españolas durante el último año.

A finales de 2014, 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 2014, estas instalaciones fueron sometidas a un total de 52 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.

4.9 ACTIVIDAD DE ORGANISMOS INTERNACIONALES

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

- Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE),

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

Las actuaciones relacionadas con dichas organizaciones se han canalizado principalmente a través de la participación en los grupos de trabajo y comités que se indican a continuación, junto a las principales decisiones o actividades desarrolladas por los mismos durante 2014.

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.



De ENSREG dependen cuatro grupos de trabajo relativos a seguridad nuclear, gestión de residuos radiactivos, transparencia y cooperación internacional.

Entre las actividades desempeñadas en el año 2014, en el que ENSREG se ha reunido en 3 ocasiones, destaca la organización para 2015 del segundo workshop relativo a los Planes de acción nacionales tras Fukushima (celebrado finalmente en Bruselas en abril de 2015). El primer workshop, que se celebró en abril de 2013, tenía por objeto revisar el contenido y estado de implementación de los Planes de acción nacionales, mientras que el de 2015 complementa al anterior, tras la revisión de los Planes de acción nacionales efectuada a finales de 2014 y aborda con mayor nivel de detalle aspectos técnicos de las medidas a aplicar contenidas en dichos Planes.

Asimismo, en el año 2014 ENSREG aprobó una Guía de elaboración del informe de aplicación de la Directiva 2011/70/Euratom que los Estados miembros deben presentar a la Comisión cada tres años (por primera vez en agosto de 2015) y se comenzó la organización de la III Conferencia reguladora de Seguridad Nuclear en Europa, a celebrar en junio de 2015.

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

En marzo de 2007 el Consejo Europeo adoptó un Plan de Acción Europeo relativo a una Política Energética para Europa para el período 2007-2009, en el que, en relación con la energía nuclear, se propuso la creación de un Grupo de alto nivel en materia de seguridad nuclear y gestión segura

del combustible gastado y los residuos radiactivos (denominado ENSREG), y el establecimiento de un Foro Europeo de Energía Nuclear (denominado ENEF), concebido como un foro en el que se lleve a cabo una amplia discusión entre los más relevantes representantes de los colectivos interesados (stakeholders) sobre las oportunidades y los riesgos de la energía nuclear.

Desde entonces, ENEF ha venido desarrollando sus funciones por medio de 3 grupos de trabajo, que se venían reuniendo a lo largo del año para elaborar conclusiones respecto de los riesgos, oportunidades y transparencia, relativos a la energía nuclear, y exponiendo sus resultados en las sesiones plenarias del ENEF, que se celebran una vez al año, alternativamente, en Praga y en Bratislava. Sus exposiciones servían de punto de partida para mantener un debate abierto, cuyas conclusiones son resumidas al finalizar la reunión. ENEF trabaja en colaboración con otros grupos como la Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNETP) o el European Nuclear Safety Regulators' Group (ENSREG).

Sin embargo, desde febrero de 2014, ENEF está inmerso en un proceso de re-definición interna, buscando una mayor integración y cooperación con otros foros, principalmente el Foro de Berlín (Foro internacional de energía) que tendrá lugar en junio de 2015. Durante el último año no se han mantenido reuniones de los grupos de trabajo y existe una cierta incertidumbre respecto de su papel en la próxima sesión plenaria.

Hasta el momento se han celebrado nueve reuniones plenarias del ENEF, la última de las cuales

tuvo lugar en Bratislava en mayo de 2014. En dichas reuniones participaron altas personalidades políticas europeas, así como representantes de la industria y de las principales organizaciones ecologistas con mayor implantación en la UE.

- **Comité Consultivo de la Agencia de Aprovisionamiento de EURATOM.**

El Tratado EURATOM prevé la creación de esta Agencia y establece entre sus tareas y obligaciones la de velar por el abastecimiento regular y equitativo en materiales nucleares de los usuarios de la UE. Su Comité Consultivo tiene por objeto asistir a la Agencia en el desarrollo de sus funciones, así como aportar información, análisis y una opinión cualificada.

El informe de esta Agencia relativo a 2013 (aún no se encuentra disponible el correspondiente a 2014), 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 Agencia¹.

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

El Instrumento de Cooperación en materia de Seguridad Nuclear (INSC) se estableció por medio del Reglamento del Consejo 300/2007/EURATOM, con objeto de prestar asistencia a terceros países en los ámbitos de la seguridad nuclear, la protección radiológica o la aplicación efectiva de salva-

guardias. Este instrumento es el heredero natural de otros programas anteriores que concedían ayudas en el campo nuclear como TACIS (entre otros), distinguiéndose de su predecesor por dos razones: El instrumento se crea como un instrumento restringido 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.

Regulación: La asistencia concedida a través del Instrumento se reguló por el Reglamento 300/2007, durante el periodo 2007 a 2013, siendo sustituido por el Reglamento 237/2014, para el periodo 2014 a 2020.

Mientras el Reglamento determina el marco general de la asistencia, las líneas de actuación se rigen por una Estrategia y unos Programas Indicativos (PI) normalmente tri-anales, que son concretados, posteriormente, por Programas de Acción anuales. Su propuesta corresponde a la Comisión, pero está sujeta a la aprobación, por mayoría cualificada, de un Comité formado por representantes de los EEMM.

Modalidad de la asistencia: Con carácter general, cabe hablar de dos tipos de proyectos, atendiendo al beneficiario, los de apoyo a operador, que salen a concurso público, y los de apoyo a regulador, que se adjudican de forma directa, inclinándose la balanza en favor de estos últimos.

Atendiendo al proyecto en sí, el Instrumento promueve el desarrollo de la cultura de seguridad, del marco regulador, la aplicación efectiva de salvaguardias, la planificación de emergencias, la coo-

¹ <http://ec.europa.eu/euratom/ar/ar2013.pdf>



peración internacional o la gestión responsable y segura del combustible gastado, los residuos radiactivos y el desmantelamiento.

Asistencia prevista durante el periodo 2014 a 2020: La asistencia financiera, económica y técnica prevista por el Reglamento 237/2014, para el periodo 2014 a 2020, se ha visto reducida hasta los 225 M€.

La Estrategia acordada prevé destinar en torno al 50% de dicha asistencia a la promoción de la cultura efectiva de seguridad, el 35% a gestión segura de combustible gastado y residuos radiactivos, así como a desmantelamiento y actuaciones de remediación de emplazamientos, y un 10% al establecimiento de marcos para la aplicación efectiva de salvaguardias.

El Plan de Acción multianual señala, entre las primeras líneas de actuación, la cooperación con países africanos en las actividades de la minería del uranio, con Asia central en la remediación de antiguas minas y la gestión de sus residuos, el fortalecimiento de los organismos reguladores en Iberoamérica o la cooperación con las actividades de recuperación de Chernóbil, así como la coordinación con la red de Centros de Excelencia CBRN (Chemical, Biological, Radiological and Nuclear).

Mecanismos de evaluación: Este Reglamento ha incorporado, además, unos indicadores genéricos que permitirán evaluar la eficacia de la asistencia prestada (el número e importancia de problemas detectados durante la ejecución de la cooperación; el estado de desarrollo de las estrategias de clausura, combustible gastado y residuos radiac-

tivos, el marco legislativo y normativo respectivo y la ejecución de proyectos; el número e importancia de problemas detectados en informes pertinentes sobre salvaguardias nucleares), así como exige que cada proyecto defina, previamente a su ejecución, indicadores específicos.

Criterios de elegibilidad: Si bien la cooperación con cargo a este Instrumento puede aplicarse a todos los «terceros países» del mundo, el Reglamento 237/2014 otorga prioridad a los países candidatos a la adhesión y a los países situados en la región de la vecindad europea, siguiendo de preferencia un planteamiento adaptado específicamente a cada país. Para países de otras regiones, dicho Reglamento sugiere un planteamiento regional.

El entendimiento mutuo y un acuerdo recíproco entre el tercer país y la Comunidad habrán de confirmarse por medio de una petición formal a la Comisión que comprometa al gobierno respectivo.

Los terceros 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, o haber dado pasos que demuestren un compromiso firme de adherirse a dichas convenciones. En casos de urgencia y de forma excepcional, se podrá mostrar cierta flexibilidad en la aplicación de dichos principios.

Para garantizar y supervisar el cumplimiento de los objetivos de cooperación del Reglamento, el tercer país aceptará el principio de evaluación de

las acciones emprendidas. Esta evaluación permitirá supervisar y comprobar el cumplimiento de los objetivos acordados y podría ser una condición para mantener el pago de la ayuda de la Comunidad.

La cooperación prestada por la UE en el ámbito de la seguridad nuclear y las salvaguardias en virtud de este Reglamento no está encaminada a fomentar la energía nuclear y, por lo tanto, no debe interpretarse como una medida para fomentar esta fuente de energía en terceros países.

Prioridades en la asignación de asistencia: A fin de crear las condiciones de seguridad necesarias para eliminar los riesgos para la vida y la salud de los ciudadanos, la cooperación se dirigirá principalmente a los reguladores nucleares y sus organizaciones de apoyo técnico. El objetivo de dicha cooperación consiste en garantizar su competencia técnica y su independencia, y en reforzar el marco regulador, en lo tocante a actividades de concesión de licencias, incluida la revisión y el seguimiento de evaluaciones de riesgos y de seguridad efectivas y completas («pruebas de resistencia»).

Entre el resto de prioridades de los programas de cooperación que se desarrollarán en el contexto del Reglamento 237/2014, se incluirán las siguientes:

- el desarrollo y aplicación de estrategias responsables y marcos para una gestión responsable y segura del combustible gastado y los residuos radiactivos;
- la clausura de instalaciones existentes, la descontaminación de antiguas centrales nucleares

y de instalaciones heredadas relacionadas con la extracción de uranio, así como la recuperación y gestión de objetos y materiales radiactivos sumergidos en el mar, allí donde estos supongan un peligro para la ciudadanía.

Se contemplará la cooperación con operadores de centrales de energía nuclear de terceros países, en casos muy específicos. Dicha cooperación excluirá el suministro de equipamiento.

Distribución de la asistencia prestada según regiones (2014): Hasta la fecha, la asistencia prestada con cargo al Instrumento desde que entró en vigor el Reglamento 237/2014 ha sido de unos 30 M€, con Asia Central y Europa del Este como principales regiones destinatarias.

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

- Por lo que se refiere a la cooperación con México, ENRESA, en consorcio con Empresarios Agrupados, Iberdrola Ingeniería e Initec (amén

GRÁFICO 4.1
DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA ASISTENCIA

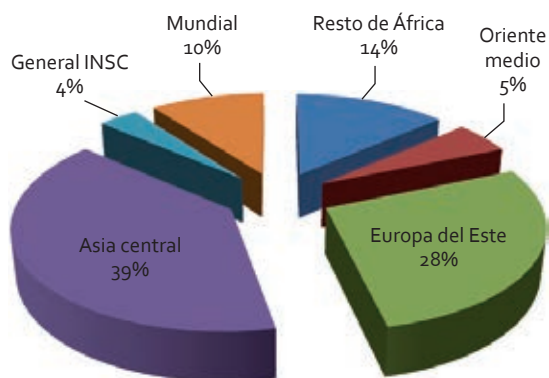
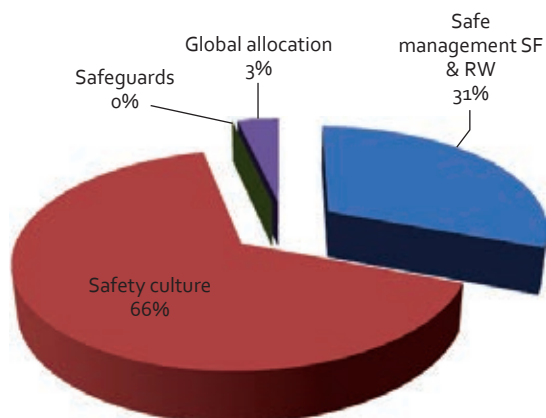




GRÁFICO 4.2 DISTRIBUCIÓN DE LA ASISTENCIA PRESTADA SEGÚN EL TIPO DE PROYECTO (2014)



de otros socios europeos), continúa trabajando en un proyecto que tiene por objeto la asistencia al Gobierno en la elaboración de una estrategia de gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado.

- En cuanto a Ucrania, Iberdrola continúa desarrollando distintos proyectos con cargo al INSC (desarrollo e implementación de una metodología de adaptación y mantenimiento de Análisis Probabilístico de Seguridad, desarrollo e implementación de metodologías informadas por riesgo, mejora de la cultura de seguridad). ENRESA está asistiendo a las autoridades ucranianas en la mejora del marco institucional de la gestión de residuos radiactivos, así como en la definición de las mejores opciones para su gestión final.
- Iberdrola se adjudicó el contrato para el desarrollo de una estrategia para la gestión del combustible gastado y los residuos radiactivos.
- Asimismo, continúa trabajando, desde el año 2011, en la mejora de seguridad de la central nuclear de Angra II, en Brasil.

– Es igualmente destacable que, durante el año 2014, ENRESA consiguió el contrato para el desarrollo de una política y estrategia para la gestión de combustible gastado y residuos radiactivos en China.

– Por último, cabe reseñar que Tecnatom ganó con un contrato para el entrenamiento, formación y capacitación de expertos de las autoridades reguladoras y sus organizaciones de apoyo técnico.

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)]. Rusia fue el último país en incorporarse como miembro de esta Agencia, en enero de 2013. La Comisión Europea también interviene en los trabajos de la Agencia, aunque no es miembro. La NEA 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, desde septiembre de 2014, el estadounidense William D. Magwood.

- **Comité de Dirección.**

Está formado por los representantes de los Estados miembros, 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.

En 2014, este Comité aprobó la firma de un Memorandum de entendimiento en el campo de la regulación nuclear y la seguridad radiológica entre la NEA y la Administración de Seguridad Nuclear de China. Asimismo, trató la posibilidad de establecer un Memorandum de entendimiento en materia de usos pacíficos de la energía nuclear con la Administración Nacional de Energía de dicho país; las principales líneas del Programa de Trabajo y Presupuesto para 2015-2016; la coope-

ración con países no miembros; una Declaración conjunta sobre la seguridad en el suministro de radioisótopos de utilización médica; la exclusión de las instalaciones nucleares en proceso de desmantelamiento de la aplicación del Convenio de París sobre responsabilidad civil; la participación de la NEA como Secretaría Técnica del IFNEC (International Framework for Nuclear Energy Cooperation); 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 2014 en la elaboración de distintas publicaciones, como el informe sobre «*Managing Environmental and Health Impacts of Uranium Mining*», primer informe de este tipo centrado en el estudio de los impactos sobre la salud y el medio ambiente de la práctica de la minería del uranio, o la actualización del tradicional «*Technology Roadmap: Nuclear Energy*», efectuado en colaboración con la Agencia Internacional de la Energía (AIE), que subraya el papel que



la energía nuclear, junto con otras tecnologías de bajas emisiones, tiene en la lucha contra el cambio climático.

Continúan los trabajos de un grupo de expertos que efectúan un estudio sobre «*Costs of Nuclear Accidents, Liability Issues and their Impact on Electricity Costs*», iniciado en 2013 y que no solo pretende efectuar un análisis sobre los costes de los accidentes pasados (Three Mile Island, Chernobyl, Fukushima Daichii), sino también proporcionar una metodología para evaluación de costes y estimación de daños para distintos escenarios de accidentes. En este sentido, en 2014 tuvieron lugar varias reuniones y workshops, y el informe final está previsto para el año 2015. Otro estudio relevante es «*Projected Costs of Generating Electricity*», que se desarrolla en conjunción con la AIE y que está previsto publicar en mayo de 2015. Asimismo, continuaron los trabajos de un grupo de expertos que analizan los costes de desmantelamiento de centrales nucleares y las incertidumbres asociadas a su estimación, y cuyo informe se espera finalice también en el año 2015.

- **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 es 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 2015.

En el año 2014, el Comité se reunió en marzo y noviembre. En la reunión de marzo, la Comisión Europea informó sobre los progresos habidos en la propuesta de modificación de la Directiva 2009/71/Euratom sobre seguridad nuclear, así como en la evaluación efectuada para armonizar los distintos regímenes de responsabilidad civil existentes en la UE. Asimismo, se abordaron algunas cuestiones relativas a la interpretación e implementación del Convenio de París, como la propuesta para excluir del ámbito de aplicación de dicho Convenio las instalaciones de almacenamiento de residuos de muy baja actividad e instalaciones en proceso de desmantelamiento. La propuesta de exclusión relativa a instalaciones en proceso de desmantelamiento, una vez aprobada por procedimiento escrito, se elevó al Comité de Dirección para su adaptación en la reunión de oc-

tubre de 2014. Por su parte, en la reunión de noviembre se presentó un informe sobre salvaguardias nucleares y se organizó una sesión específica sobre la responsabilidad civil por daños nucleares durante el transporte de sustancias nucleares, que abordaba la problemática asociada desde el punto de vista del operador, del transportista y del asegurador.

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 58ª y tuvo lugar del 22 al 26 de septiembre de 2014. 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 2015
- Debate general e Informe Anual para 2013
- Elección de Miembros de la Junta de Gobernadores
- Estados financieros del Organismo para 2014-2015
- Actualización del presupuesto del Organismo para 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 del Organismo



- 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 OIEA².

Asimismo, se presentó y hubo un debate general sobre el Informe anual de 2013 y se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo para 2014, de 348.177.059 €.

- **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. El 25-9-14 Espa-

ña fue elegida miembro de esta Junta, para el periodo 2014-2017.

- **Celebración de la sexta Reunión de Revisión de las Partes Contratantes de la Convención de Seguridad Nuclear.**

La Convención de Seguridad Nuclear, de la que actualmente son Parte 77 Estados y la Comunidad Euratom, entró en vigor, de forma general y para España, el 24-10-96. Desde entonces, las Partes Contratantes de la Convención se esfuerzan por contribuir a sus objetivos:

- i) Conseguir y mantener un alto grado de seguridad nuclear en todo el mundo a través de la mejora de medidas nacionales y de la cooperación internacional, incluida, cuando proceda, la cooperación técnica relacionada con la seguridad;
- ii) Establecer y mantener defensas eficaces en las instalaciones nucleares contra los potenciales riesgos radiológicos a fin de proteger a las personas, a la sociedad y al medio ambiente de los efectos nocivos de la radiación ionizante emitida por dichas instalaciones;
- iii) Prevenir los accidentes con consecuencias radiológicas y mitigar éstas en caso de que se produjesen.

La Convención de Seguridad Nuclear requiere a sus Partes Contratantes la elaboración de informes nacionales sobre la implementación de las obligaciones de la Convención, que habrán de ser presentados en reuniones ordinarias de revisión entre las Partes Contratantes que se celebran cada tres años.

² <http://www.iaea.org/>

Precisamente la sexta Reunión de Revisión de las Partes Contratantes de la Convención tuvo lugar en Viena, en la sede del OIEA, del 24 de marzo al 4 de abril de 2014.

Durante la misma, la delegación española presentó el informe nacional abordando temas de gran relevancia, como las medidas y acciones para mejorar la seguridad de las centrales nucleares españolas tras el accidente de Fukushima o las revisiones periódicas de seguridad de las centrales. Asimismo, se discutieron aspectos relacionados con la experiencia operativa y las acciones correctivas en las instalaciones, así como los programas de gestión y mantenimiento del conocimiento, entre otros asuntos.

Tras la presentación del informe nacional³ español, los asistentes identificaron como sugerencia que España informara, durante la próxima reunión de revisión, sobre el avance del proceso de implementación de un plan de gestión de conocimiento.

Asimismo, se identificaron como buenas prácticas nacionales la implementación de un programa integrado de apoyo a la gestión de emergencias que incluye un Centro de apoyo (CAE), y otros alternativos de gestión de emergencias dentro de cada emplazamiento (CAGE), así como la existencia en el CSN de un Comité Asesor para la información y participación pública para asesorar al organismo regulador en materia de transparencia.

Por otro lado, a finales de 2013 la Confederación Suiza presentó al Director General del OIEA, para

su distribución a las Partes Contratantes, una enmienda para modificar la Convención, y solicitó que fuera examinada durante la sexta Reunión de Revisión, en la que las Partes decidieron, por mayoría cualificada, remitir la propuesta a decisión en el marco de una Conferencia Diplomática que habría de celebrarse durante 2015.

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 confinamiento de seguridad para la accidentada central nuclear ucraniana; y
- tres Fondos internacionales de ayuda al desmantelamiento de las centrales nucleares de Ignalina (Lituania), Kozloduy (Bulgaria) y Bohu-

³ http://www.csn.es/images/stories/publicaciones/otras_publicaciones/sexta_informe_2013.pdf

nice (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 1.374 M€ de 24 países contribuyentes (entre ellos, España, cuya contribución asciende a 5 M€) y de la UE, así como 16 países donantes.

El proyecto más importante que está siendo financiado consiste en la construcción de un nuevo confinamiento para la unidad 4. Esta estructura de acero, construida en dos mitades por sus grandes dimensiones (más de 100 m de alto y largo y más de 250 de ancho) tiene una doble finalidad. En un primer lugar tiene por objeto evitar la fugar

de material radiactivo al exterior, especialmente en caso de colapso del sarcófago primitivo (object shelter), y en segundo permitir el desmantelamiento de las algunas estructuras de dicho sarcófago primitivo para evitar su colapso. Las dos mitades ya están construidas, levantadas hasta su altura final y unidas desde el 26-11-14.

En todo caso, el coste final del proyecto será superior al previsto inicialmente (las estimaciones apuntan a los 2.000 M€), 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 adjudicataria 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.

5. SECTOR CARBÓN

5.1 SITUACIÓN ACTUAL

5.1.1 Panorámica general del sector

La producción nacional de carbón disminuyó en 2014 respecto a 2013 alrededor de un 10 %; aumentaron la de hulla cerca de un 25% y la de antracita un 75,5%; disminuyó alrededor de un 32% la producción de lignitos negros. 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), parte de los stocks de las propias empresas mineras y en último lugar las cantidades almacenadas en las centrales térmicas.

La producción de lignitos se redujo debido a la existencia de grandes stocks en los almacenes de explotación a cielo abierto y en la propia central térmica y, en menor medida, a que las ayudas que reciben este

tipo de unidades de producción continúan una senda decreciente y desaparecerán en 2015. Sin embargo, las producciones de hulla y antracita en 2014 se mantuvieron en los volúmenes del año 2013, aunque disminuyeron las ayudas. Debe tenerse presente la normativa europea que establece la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre, que obliga a los Estados Miembros a que el volumen de ayudas sea descendente hasta el 31 de diciembre de 2018.

Por otro lado, en 2014 no se ha incrementado el consumo de carbón para generación eléctrica. En efecto, el funcionamiento de las centrales de generación eléctrica de carbón autóctono se mantuvo a la baja, ocasionado principalmente por la consolidación de los bajos precios del carbón importado, su principal competidor, la evolución en contra del precio de las emisiones de CO₂ y un funcionamiento considerable de las unidades de generación eólica. (Cuadro 5.1.1).

CUADRO 5.1.1 BALANCE DE CARBÓN

PRODUCCION INTERIOR:					
miles de toneladas	Antracita	Hulla	Lignito Negro	TOTAL	Tasa de variación
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	2.271	6.181	-6,6%
2013	762	1.780	1.826	4.368	-29,3%
2014	1.337	1.332	1.240	3.909	-10,5%
miles de tep					
2010	1.396	1.134	766	3.296	-13,5%
2011	1.133	762	753	2.648	-19,6%
2012	1.016	697	747	2.460	-7,1%
2013	345	837	581	1.762	-28,4%
2014	609	572	396	1.577	-10,5%
VARIACIÓN DE STOCKS (1):					
miles de toneladas	Hulla y Antracita	Lignito negro	TOTAL	Tasa de variación	
2012	1.623	-275	1.348	-50,3%	
2013	879	-324	555	-58,8%	
2014	890	166	1.056	90,3%	

SECTOR CARBÓN

CUADRO 5.1.1 BALANCE DE CARBÓN (Continuación)

SALDO EXTERIOR (IMPORTACIONES-EXPORTACIONES):				
miles de toneladas	Hulla coquizable	Carbón energético	TOTAL	Tasa de variación
2012	2.260	18.293	20.553	37,9%
2013	2.528	10.619	13.147	-36,0%
2014	1.632	12.056	13.687	4,1%

CONSUMO INTERIOR BRUTO (2):		
miles de tep	TOTAL	Tasa de variación
2012	15.492	21,1%
2013	11.397	-26,4%
2014	11.975	5,1%

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

5.1.2 Demanda interior

El consumo primario de carbones, medido en tep e incluyendo gases siderúrgicos derivados, aumentó un 5,1% en 2014 sobre el del año anterior tal y como se desprende del cuadro 5.1.1. El consumo en el sector eléctrico ha aumentado un 8,9%, correspondiendo al consumo de hulla y antracita, tanto de producción nacional como de importación, un descenso del 8,3%, mientras que aumentó un 30,63% el de lignito negro y disminuyó un 14,1% el de gases siderúrgicos, debido a la menor actividad del sector siderúrgico.

La tendencia del precio del carbón importado ha seguido transitando a la baja, lo cual, unido a otros factores, ha provocado que el consumo de carbón de importación para generación de electricidad aumentase algo más del 7% en 2014.

El consumo final de carbones, medido en tep, disminuyó un 11,8% en 2014 respecto del año anterior. El consumo en siderurgia disminuyó un 12,4%. El consumo del resto de sectores tiene cuantías 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	3.894	13.916	2.839	2.603		
2012	3.991	18.690	2.203	2.030		
2013	2.004	12.864	1.623	2.950		
2014	2.057	13.949	2.124	2.534		
Miles de tep						
2011	1.936	7.605	902	260	10.703	
2012	2.001	10.168	667	203	13.039	21,8%
2013	1.072	7.479	519	295	9.365	-28,18%
2014	1.015	8.249	678	253	10.195	8,9%

FUENTE: SEE-IRMC.

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	1.374	27,7%	9	-6,8%	233	-2,2%	136	-25,6%	1.752	16,3%
2014	1.204	-12,4%	8	-9,3%	151	-35,3%	184	34,9%	1.546	-11,8%

FUENTE: SEE-IRMC.

5.1.3 Características de la oferta y del proceso productivo

Valoración estimada de la producción e ingreso por ventas de carbón

Durante 2014, el precio medio en factura del carbón nacional (hulla, antracita y lignito negro) beneficiario de ayudas fue de 68,93 euros por tonelada para un carbón con un Poder Calorífico Superior (en adelante, PCS) de 4.314 Kcal/Kg. Dicho precio supone una reducción del 3,8 % respecto al del año anterior (71,66 €/Tm).

Expresado el precio en céntimos de euro por termia de PCS, fue de 1,5978 lo que implica una reducción del 3 % respecto al de 2013. Una ligera disminución en el poder calorífico de los carbones ha causado en parte la reducción del precio por termia de PCS. Durante 2014 se suministraron un total de 3,02 millones de Tm con derecho ayuda en la convocatoria

de 2014, de los cuales 1,74 Mt fueron de hullas y antracitas y 1,29 Mt de lignitos negros; en total a las centrales térmicas se suministró aproximadamente un 19,2 % menos que en 2013.

En el siguiente cuadro 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 208,35 millones de euros frente a los 268,18 millones de euros de 2013 lo que implica una reducción de cerca del 22,3 % debido a la caída tanto de producciones como de suministro desde los cerca de 3,7 millones de Tm de suministro de 2013 a los algo más de 3 millones de Tm de 2014

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	2014
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	2,040	2,361	1,852
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	1,598
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	0,254

FUENTE: IRMC-SEE.

Empleo en el sector

La plantilla propia en el subsector de carbones que percibe ayudas, al final del año 2014 estaba compuesta de 3.126 trabajadores, frente a los 3.293 del año precedente, lo que supone una disminución de empleo de cerca de un 5 %, como se indica en el cuadro 5.1.5.

5.1.4 Comercio Exterior

En el sector de la minería del carbón el saldo comercial en el año es netamente importador, puesto que prácticamente no existe exportación de carbón español, aunque se reexportan carbones importados.

En 2014, medido en toneladas, la importación neta de hulla y de antracita aumentó en un 4,1 %,

pasando de 13,15 millones de toneladas en 2013 a 13,69 millones de toneladas en 2014 (Ver cuadro 5.1.6). La razón principal se encuentra en el retroceso de la generación eléctrica con tecnología hidráulica y eólica, habiendo recibido las empresas eléctricas 14,6 millones de toneladas en 2014 frente a 14,2 millones en 2013. La reexportación alcanzó en 2014, 0,9 millones de toneladas frente a los 1,1 millones de toneladas en 2013. La mayor parte de las exportaciones se deben al aprovechamiento de fletes de buques.

En unidades monetarias la importación evolucionó desde 1.056,1 millones de euros en 2013 a 1.067,8 millones de euros en 2014. El valor del carbón neto importado en 2014 alcanzó 959,6 millones de euros frente a los 983,26 millones euros del año precedente. El precio unitario medio de compra CIF del carbón térmico disminuyó desde

CUADRO 5.1.5. MANO DE OBRA EMPLEADA EN LA MINERÍA

Tipo de Carbón	Plantilla Propia			Variación (%)	
	2012	2013	2014	13/12	14/13
Hulla Autóctona	2.145	2.117	1.918	-1,3	-9,4
Antracita Autóctona	1.026	1.018	1.012	-0,8	-0,6
Lignito Negro Autóctono	236	173	196	-26,7	13,3
TOTAL	3.407	3.308	3.126	-2,9	-5,5

FUENTE: SEE-IRMC.

CUADRO 5.1.6. SALDO DE COMERCIO EXTERIOR (MILES T) 2012-2014

Minerales	Miles de Tm			Variación (%)	
	2012	2013	2014	13/12	14/13
HULLA importada	22.414	13.663	14.031	-39,0	2,7
HULLA exportada	1.861	708	600	-61,9	-15,3
HULLA neta	20.553	12.955	13.431	-37,0	3,7
ANTRACITA importada	594	544	566	-8,5	4,0
ANTRACITA exportada	241	352	310	46,3	-11,9
ANTRACITA neta	354	192	256	-45,7	33,3
TOTAL neto importado	20.907	13.147	13.687	-37,1	4,1

FUENTE: SEE-IRMC.



un promedio de 77,15 euros por tonelada en 2013 hasta 70,11 euros por tonelada en 2014, 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.

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, 2006-2012 y 2013-2018.

La consecuencia de todos estos planes, que como se ha indicado se iniciaron en el año 1990, 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 de 5,6 millones de toneladas y la plantilla propia de trabajadores a 31 de diciembre de 2012 estaba compuesta por 3.414 efectivos repartidos en 26 unidades de producción y en 2013 8 empresas produjeron 3,3 millones de toneladas, con una plantilla propia de 3.293 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 2013-2018. 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 nuevo marco comunitario que regulaba las actuaciones a desarrollar para la reestructuración de este sector económico y la reactivación de las comarcas afectadas. Este nuevo marco regulatorio fue el Reglamento (CE) Nº1407/2002, 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 cesase 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 regionales, 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, de acuerdo con lo establecido en la Decisión 2010/787/UE, 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. A estos efectos, durante 2012 se solicitó a las empresas mineras que enviaran sus planes de cierre de unidades de producción planes que fueron presentados por las empresas.

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

El nuevo Marco de Actuación 2013-2018, en el que se circunscribe el Plan de Cierre antes mencionado, fue firmado por la Administración, los sindicatos y la patronal de las empresas mineras (CARBUNIÓN) con fecha 1 de octubre de 2013 y constituye el instrumento de planificación de las políticas públicas de reordenación del sector de la minería del carbón y de promoción de una economía alternativa en las zonas mineras, de acuerdo con el marco normativo europeo 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 mismos, 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.
- Orden IET 1424/2014, de 28 de julio, por la que se modifica la 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 16 de septiembre de 2014, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan para el ejercicio de 2014 las ayudas 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 del carbón no competitiva

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.

- RESOLUCIÓN de 21 de julio de 2014, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el ejercicio 2014.

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 de la Minería del Carbón 2013-2018.
 - REAL DECRETO 676/2014, de 1 de agosto, por el que se establece el régimen de ayudas por costes laborales destinadas a cubrir costes excepcionales vinculados a planes de cierre de unidades de producción de las empresas mineras del carbón.
- 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.
 - REAL DECRETO 675/2014, de 1 de agosto, por el que se establecen las bases reguladoras de ayudas para el impulso económico de las comarcas mineras del carbón, mediante el desarrollo de proyectos de infraestructuras y pro-



yectos de restauración de zonas degradadas a causa de la actividad minera.

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.
- La vigencia del REAL DECRETO 134/2010 finalizó el 31 de diciembre de 2014.

5.4 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 Orga-

nismo 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 que se concedan a las empresas dedicadas a la minería del carbón gestionará, tanto las ayudas destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de modernización y racionalización de las empresas mineras del carbón; A estos efectos 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 se ha centrado en el cumplimiento de lo establecido en el Marco de Actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el periodo 2013-2018.

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. En cumplimiento de lo establecido en esta Decisión, y de acuerdo con la información recibida de las empresas, 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. INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS



6.1 INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS

Durante el año 2014, se ha mantenido el interés del sector de la exploración y producción de hidrocarburos en España. Diversos motivos explican este comportamiento; en primer lugar, el propio agotamiento de las reservas de los campos tradicionales, no solo en España sino también en otras regiones del mundo, hacen que las compañías intenten reforzar sus reservas buscando hidrocarburos en regiones menos exploradas.

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

La prospección de recursos no convencionales de gas ha explicado buena parte de esta tendencia en los años precedentes. El gas no convencional, principalmente «shale gas» y «cbm», ha supuesto una revolución en el panorama estadounidense, que se ha traducido en una disminución significativa de los precios y un notable incremento de su capacidad de auto-abastecimiento. 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.

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 permitting, 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 señalar la aprobación de diversas iniciativas legislativas autonómicas orientadas a la prohibición de este tipo de proyectos, y que han sido objeto de recurso de inconstitucionalidad por parte del Gobierno estatal. 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. En la sentencia 106/2014, de 24 de junio de 2014, el Tribunal Constitucional ha declarado la inconstitucionalidad de dicha ley.
- 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. En la sentencia 134/2014, de 22 de julio de 2014, el Tribunal Constitucional ha declarado la inconstitucionalidad de dicha ley.
- 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. En la sentencia 208/2014, de 15 de diciembre de 2014, el Tribunal Constitucional ha resuelto la inconstitucionalidad de dicha ley.

- 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.

A nivel estatal, cabe destacar la aprobación de la Ley 8/2015, de 21 de Mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. Esta norma, cuya tramitación se inició en 2014, introduce una serie de medidas dirigidas a que las rentas económicas derivadas del descubrimiento de nuevos yacimientos de hidrocarburos reviertan en el conjunto de la sociedad.

Así, se establece el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, que grava el valor de los productos del dominio público gas natural, petróleo y condensados extraídos en territorio español. Se establece una escala de gravamen progresiva en función del volumen de producción que tiene en consideración la influen-

cia de ciertas características técnicas de los proyectos con influencia en la rentabilidad económica del mismo, tales como su ubicación concreta o la tecnología aplicada.

Asimismo, se modifica el canon de superficie establecido en el artículo 2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, actualmente regulado en la disposición adicional primera, introduciéndose la tarifa por emplazamiento de sondeos en los permisos de investigación y en las concesiones de explotación y la tarifa por la adquisición de datos sísmicos en autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación.

Por otra parte, se establecen incentivos para las Comunidades Autónomas y entidades locales en los que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos al objeto de paliar los efectos que estas actividades puedan producir en los territorios que las soporten de modo directo y próximo. Asimismo, se contempla que los titulares de concesiones de explotación de yacimientos deberán compartir los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos con los propietarios de los terrenos suprayacentes a las formaciones geológicas que alberguen tales hidrocarburos.

Por último, a nivel europeo cabe destacar la aprobación de 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 (2014/70/UE), al objeto de apoyar a los Estados miembros



que deseen realizar actividades de exploración y producción de hidrocarburos mediante la fracturación hidráulica de alto volumen, garantizando al mismo tiempo la preservación de la salud pública, el clima y el medio ambiente, el uso eficiente de los recursos y la información del público.

Por otra parte, se confirma el repunte de 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, adicionalmente al interés exploratorio en el Mediterráneo se confirma un nuevo área de interés en el Mar cantábrico.

En cuanto a la evolución del dominio minero, durante el año 2014 no se han otorgado nuevos permisos de investigación de hidrocarburos, ni de ámbito estatal ni de ámbito autonómico. En el cuadro 6.1 se recogen los permisos de investigación de hidrocarburos extinguidos en 2014.

Por otra parte, durante el año 2014, se han solicitado 6 nuevos permisos de investigación de hidrocarburos, todos ellos en medio marino, lo que pone de manifiesto que el interés del sector en el offshore español, como se indica en el cuadro 6.2.

En la página Web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo se publica el mapa del dominio

CUADRO 6.1 PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS EXTINGUIDOS EN 2014

Ámbito	Denominación	Titulares	Estado anterior	Extinción	Superficie (Ha)	Observaciones
AGE	ALBUFERA	CAPRICORN SPAIN LIMITED	ESTATAL VIGENTE	RENUNCIADO		
CCAA	AÍNSA	INDUSTRIAS MINERAS DE TERUEL	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	37.926,00	C.A. Aragón
	PLÁCIDO	INDUSTRIAS MINERAS DE TERUEL	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	37.926,00	C.A. Aragón
	TURBÓN	RIPSA	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	56.889,00	C.A. Aragón
	NAVA	OIL & GAS CAPITAL	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	20.130,00	C.A. Castilla-La Mancha
	ALBERO	STORENGY ESPAÑA, S.L.	AUTONÓMICO VIGENTE	RENUNCIADO	89.596,00	C.A. Andalucía
	FONTANELLAS	PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	AUTONÓMICO SOLICITADO	RENUNCIADO		C.A. de Cataluña

FUENTE: SEE.

CUADRO 6.2 PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS SOLICITADOS EN 2014

Ámbito	Denominación	Solicitantes	Ubicación	Superficie (Ha)	
AGE	MEDUSA	RIPSA	GOLFO DE VALENCIA	81.487,50	
		CNWL			
		PETROLEUM OIL&GAS			
	MESANA 1	CAPRICORN SPAIN LIMITED	CEPSA EP	GOLFO DE VIZCAYA	97.840,00
			MESANA 2		82.552,50
			MESANA 3		97.840,00
MESANA 4			97.840,00		
MESANA 5			82.552,50		
TOTAL	6			540.112,50	

FUENTE: SEE.

de hidrocarburos, actualizado con periodicidad trimestral, donde 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 el Golfo de León y en el Mar Cantábrico.

6.2 EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

El cuadro 6.3 refleja las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos en vigor

en España a 31 de diciembre de 2014. En líneas generales podemos agruparlas en tres grandes grupos. El primero estaría formado en exclusiva por la concesión «Lora», el único campo terrestre de producción de petróleo 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).

CUADRO 6.3 CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS VIGENTES A 31 DICIEMBRE 2014

Empresas	Concesiones	B.O.E.	Vigencia	Superficie (ha)	Operador/	Observaciones
COMPAÑÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	LORA	1/31/1967	1/31/1967 1/30/2017	10.619,28	COMPAÑÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	
RIPSA PETROLEUM CNWL CEPSA EP SL	CASABLANCA	12/27/1978	12/28/1978 12/27/2008 3/17/2009 12/27/2018	7.036,00	RIPSA	4.786 Ha. a Unitización con MONTANAZO D y 266,76 Ha. a Unitización con ANGULA. 1ª Prórroga
PETROLEUM RIPSA CEPSA EP SL CNWL	MONTANAZO D	1/4/1980	1/5/1980 1/4/2010 12/2/2009 1/4/2020	3.259,50	RIPSA	1.110 Ha. a Unitización con CASABLANCA 1º Prórroga
RIPSA MURPHY	GAVIOTA I	7/14/1983	7/15/1983 7/14/2013 12/29/2007	7.960,00 4.726,44	RIPSA	Superficie inicial Conversión de parte de la superficie de Gaviota I (3.233,88 ha) en concesión almacenamiento Gaviota (4.229ha)


**CUADRO 6.3 CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS
VIGENTES A 31 DICIEMBRE 2014 (Continuación)**

Empresas	Concesiones	B.O.E.	Vigencia	Superficie (ha)	Operador/	Observaciones
RIPSA MURPHY	GAVIOTA II	7/14/1983	7/15/1983 7/14/2013	3.234,00	CE 11/82	Superficie inicial
		12/29/2007		2.238,84		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	RIPSA	177,84 Ha. a Unitización con CASABLANCA
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS B-1	9/14/1988	9/15/1988 9/14/2018	6.529,92	PETROLEUM	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	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-2	7/14/1989	7/15/1989 7/14/2019	3.128,92	PETROLEUM	Adaptación a CE almacenamiento subterráneo
NUELGAS	LAS BARRERAS	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	13.604,00	NUELGAS	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	REBUJENA	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	3.264,96	PETROLEUM	
NUELGAS	EL RUEDO-1	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	14.877,00	NUELGAS	
NUELGAS	EL RUEDO-2	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	14.050,50	NUELGAS	
NUELGAS	EL RUEDO-3	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	13.224,00	NUELGAS	
RIPSA MURPHY	ALBATROS	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	3.233,88	RIPSA	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 1	7/28/1994	7/29/1994 7/28/2024	8.162,40	PETROLEUM	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 2	7/28/1994	7/29/1994 7/28/2024	14.964,40	PETROLEUM	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 3	7/28/1994	7/29/1994 7/28/2024	7.890,32	PETROLEUM	

CUADRO 6.3 CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS VIGENTES A 31 DICIEMBRE 2014 (Continuación)

Empresas	Concesiones	B.O.E.	Vigencia	Superficie (ha)	Operador/	Observaciones
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS A	5/30/1995	5/31/1995 5/30/2025 8/3/2011	8.842,60	PETROLEUM	Adaptación a CE almacenamiento subterráneo
RIPSA	POSEIDON NORTE	12/7/1995	12/8/1995 12/7/2025	10.751,52	RIPSA	
RIPSA	POSEIDON SUR	12/7/1995	12/8/1995 12/7/2025	3.583,84	RIPSA	
RIPSA CNWL CEPSA EP SL PETROLEUM	RODABALLO	9/19/1996	9/20/1996 12/3/2015	4.954,44	RIPSA	
RIPSA	LUBINA	7/17/2012	7/18/2012 7/17/2042	4.165,25	RIPSA	

FUENTE: SEE.

6.3 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 6.4 refleja las concesiones de almacenamiento subterráneo existentes a 31 de diciembre de 2014, 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.

A este respecto, cabe realizar una mención específica al almacenamiento subterráneo Castor. A raíz del episodio sísmico de septiembre y octubre de 2013 durante la inyección del gas colchón en el

mismo y de la subsiguiente suspensión de la operación en el almacenamiento subterráneo, se encargaron sendos informes al Instituto Geográfico Nacional y al Instituto Geológico y Minero de España. Estos informes no permiten aún emitir una conclusión definitiva sobre las eventuales consecuencias de una vuelta a la operación de «Castor». Al contrario, recomiendan la realización de una serie de estudios adicionales que, sin perjuicio de las eventuales aportaciones de técnicos internacionales, permitirían disponer de una base sólida y coherente sobre la que tomar una decisión sobre el futuro de la instalación que prime de manera determinante la seguridad de las personas, los bienes y del medioambiente. Por este motivo, el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, hiberna las instalaciones del almacenamiento subterráneo y encarga a la empresa ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. la realización de los estudios necesarios sobre la seguridad en la operación de la instalación



con el objetivo último de comprobar la correcta construcción, mantenimiento y utilización del almacenamiento así como la seguridad en el mantenimiento y operación de la instalación y la adquisición de conocimientos técnicos precisos para el desarrollo del almacenamiento. De este conoci-

miento deberá obtenerse la profundidad de juicio precisa a fin de que se adopte la decisión definitiva que determine el futuro del almacenamiento, debiendo procederse al desmantelamiento cuando puedan existir riesgos para las personas, los bienes o el medio ambiente que lo aconsejen.

CUADRO 6.4 CONCESIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Titular	Concesión	BOE	Superficie (Ha)	Vigencia	Operador/	Ubicación	Observaciones
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	SERRABLO	7/4/2007 (por Ley 12/2007)	11.124,96	7/4/2007 7/3/2037	ENAGAS	Huesca	En operación
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	YELA	B.O.E. (11/09/2007)	6.519,00	9/12/2007 9/11/2037	ENAGAS	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	ENAGAS	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	ESCAL-UGS	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	GAS NATURAL ALMACENAMIENTOS ANDALUCÍA	Sevilla y Huelva	En operación

FUENTE: SEE.

7. SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO



7.1 SECTOR GAS NATURAL

7.1.1 Demanda

El consumo total de gas natural, de acuerdo a los Balances energéticos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, fue en 2014 de 275.208 GWh, con descenso del 9,3 % respecto al año 2013 (cuadro 7.1). La participación del gas natural en el balance de energía primaria fue del 20,02% en 2014, inferior al peso del año anterior.

El consumo de gas se estima que se distribuyó en un 20,8% en el mercado doméstico-comercial y un 38,6% 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 2014 un 12,8%, 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 sólo un 1%, un aumento inferior al sufrido en el año anterior.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2014 se estima en 83.434 GWh, un 30,3% del total, de los que el 35,4% es el consumo atribuido a generación eléctrica en la cogeneración (gráfico 7.1) 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 18%, debido al descenso de la demanda eléctrica y al cambio de la estructura de generación. También en 2014 ha bajado el consumo de gas atribuido a la generación eléctrica por cogeneración, continuando la tendencia de decrecimiento anterior.

7.1.2 Oferta

Producción interior de gas natural

Durante el año 2014 se produjeron 269 GWh de gas natural, equivalentes a 25 millones de m³(n), cifra notablemente inferior a la del ejercicio anterior, como se refleja en el Cuadro 7.2. Este descenso se debe en gran parte al progresivo agotamiento de los campos.

CUADRO 7.1 DEMANDA DE GAS (GWH)

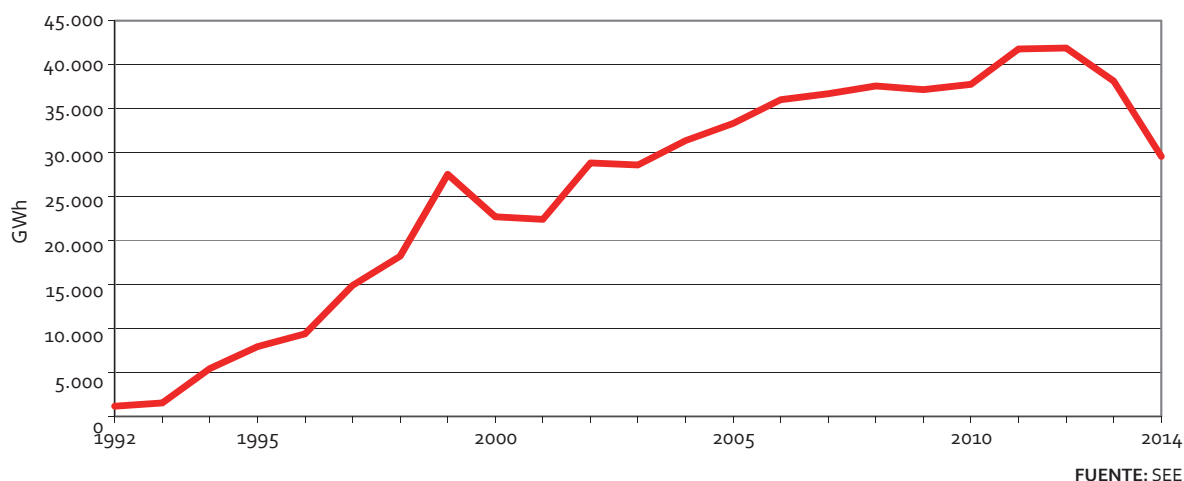
	2013	2014	Estructura 2014 (%)	%2014/13	%2013/12
Doméstico-comercial	65.482	57.106	20,8%	-12,8	-9,4
Industrial	105.064	106.115	38,6%	1,0	7,0
Materia prima	5.471	6.268	2,3%	14,6	44,3
Cogeneración (1)	38.131	29.577	10,7%	-22,4	-9,0
Generación eléctrica	63.671	53.857	19,6%	-15,4	-20,7
Consumos propios, pérdidas y dif. estadísticas	25.461	22.284	8,1%	-12,5	-19,0
Total gas natural	303.281	275208	100,0%	-9,3	-7,5

(1) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

FUENTE: SEE.



GRAFICO 7.1 ESTIMACIÓN DEL GAS NATURAL EMPLEADO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA POR COGENERACIÓN (EXCLUYENDO EL EMPLEADO EN LA PARTE TÉRMICA)



CUADRO 7.2 PRODUCCIÓN INTERIOR DE GAS NATURAL

	PRODUCCIÓN 2014		PRODUCCIÓN 2013		Var 14/13
	GWh	Mm ³ (n)	GWh	Mm ³ (n)	
El Romeral	59	6	125	12	-53,05%
El Ruedo	10	1	63	6	-84,19%
Marismas	10	1	5	0	110,66%
Poseidón	190	17	451	41	-57,88%
TOTAL	269	25	644	60	-58,26%

FUENTE: SEE.

La producción interior de petróleo se indica en el punto 7.2 de este capítulo.

Procedencia de los abastecimientos

En el año 2014 la totalidad de los abastecimientos de gas natural para el consumo interior se produjo a través de importaciones de terceros países e intercambios comunitarios, siendo prácticamente nula la producción nacional (508 GWh). Las importaciones durante el año 2014 ascendieron a 384.683 GWh lo que supone un incremento del 2% respecto al año 2013 (cuadro 7.3).

A lo largo del año 2014, el sistema gasista español recibió gas natural procedente de 11 países distintos, con cuotas de participación muy repartidas y manteniendo, como en años anteriores, un alto grado de diversificación que dota al sistema de un importante nivel de flexibilidad. Argelia se mantiene como primer proveedor hasta alcanzar el 55% del suministro total. El resto de principales países exportadores han sido Francia (13%), Qatar (9%) y Nigeria (8%).

Por segundo año consecutivo, los suministros en forma de GN superaron a los de GNL, realizándose un 53% del aprovisionamiento a través de ga-



CUADRO 7.3 IMPORTACIONES DE GAS NATURAL (UNIDAD: GWH)

Gwh	2012	%	2013	%	2014	%	% 2014/2013
Argelia GN	118.638	40,59%	155.338	51,05%	154.573	55,08%	10%
Argelia GNL	41.658		36.702		57.313		
Nigeria GNL	59.928	15,17%	37.106	9,86%	31.652	8,23%	-15%
Qatar GNL	46.181	11,69%	40.639	10,80%	35.038	9,11%	-14%
Perú GNL	28.299	7,17%	16.898	4,49%	13.971	3,63%	-17%
T&T GNL	27.493	6,96%	22.440	5,97%	23.479	6,10%	5%
Noruega GNL	19.563	4,95%	13.366	3,55%	14.062	3,66%	5%
Egypto GNL	7.153	1,81%	464	0,12%	0	0,00%	-100%
Bélgica GNL	7.462	1,89%	2.174	0,58%	1.294	0,34%	-40%
Portugal GN	3.225	0,82%	1.937	0,51%	279	0,07%	-86%
Nacional GN		0,00%	749	0,20%	508	0,13%	-32%
Omán GNL		0,00%	2.805	0,75%	1.833	0,48%	-35%
Francia GN	35.328	8,95%	44.213	12,11%	49.233	12,80%	8%
Francia GNL			1.350				
Países Bajos GNL		0,00%	0	0,00%	1.448	0,38%	100%
TOTAL	394.928	100,00%	376.181	100,00%	384.683	100,00%	2%

FUENTE: ENAGAS (GTS).

soductos internacionales, mientras que el 47% restante llegó en forma de gas natural licuado (GNL). Por cuarto año consecutivo, el GNL perdió cuota en la estructura del aprovisionamiento por el ascenso del gas procedente de Francia y de Argelia a través de la conexión internacional de Almería, que ha registrado volúmenes crecientes desde su incorporación al sistema en marzo de 2011.

Se han recepcionado 241 buques, 13 más que en 2013, alcanzándose los mayores volúmenes descargados en las plantas de Barcelona, Sagunto y Huelva. Debido a la situación de los precios en los mercados internacionales, con precios más elevados en la cuenca pacífica, Japón, China, India, así como en Brasil y Argentina, en el año 2014 se produjo el desvío de un gran número de cargamentos hacia esos destinos. El volumen total de gas cargado en buques ha ascendido a 60.185 GWh,

suponiendo un incremento del 89% con respecto al año anterior.

Estructura Empresarial del Sector de Gas Natural en España

Empresas Transportistas

Las empresas transportistas son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural. Las empresas titulares de instalaciones de transporte, en el año 2014, 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.
- Redexis Gas, S.A.
- Gas Extremadura Transportista, S.L.
- Gas Natural CEGAS, S.A.
- Gas Natural Andalucía SDG, S.A.
- Gas Natural Castilla -La Mancha, S.L.
- Gas Navarra, S.A.
- Gas Natural Rioja, S.A.U.
- Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.
- Gas Galicia Sociedad para el Desarrollo del Gas, S.A.
- Gas Natural Andalucía, S.A.
- Gas Natural Cegas, S.A.
- Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.
- Redexis Gas, S.A.
- Naturgas Energía Distribución, S.A.
- Gas Directo, S.A.
- Tolosa Gasa, S.A.
- Gasificadora Regional Canaria, S.A.

Empresas distribuidoras

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

- Madrileña Red de Gas, S.A.
- Gas Natural Madrid SDG, S.A.
- Inverduero Gas Distribución, S.A.

Empresas comercializadoras

Son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros, en los términos



establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, posteriormente desarrollados en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto adquieren el gas natural para su venta a los consumidores o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.

El Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, establece los requisitos necesarios para ejercer la actividad de comercialización.

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

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

Las empresas comercializadoras que figuran en el listado de empresas comercializadoras publicado en la web de la Comisión Nacional de Energía 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.
- Hidrocantábrico 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.
- 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 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.
- Audax Energía, S.L.U.
- Gunvor Internacional B.V.
- Axegaz, S.A.S.
- Solvay energy services iberica, S.L.
- Novagas criogenia, s.l.
- Koch supply & trading sarl
- Koch commodities europe limited
- Dufenergy trading, s.a.
- Next-e-advanced energy services, s.l.u
- Nova comercializadora de gas, s.l.
- Gas marine bunker, S.L.
- Neoelectra energia, S.L.U.
- Vitol, S.A.
- Galp gas natural, S.A.
- Econgas gmbh
- Catgas energia, S.A.
- Cepsa gas y electricidad, S.A.
- Gdf suex, S.A.
- Eni trading & shipping, s.p.a.
- Legas iberia, S.L.
- Gdf suex trading
- Edp gás.com-comércio de gás natural, S.A.
- Trafigura nat gas limited
- Investment synergy group españa. S.l.u
- Fenie energia, s.a.
- Gdf suex energy management trading s.c.r.l

- Iberdrola clientes, s.a.u
- Iberdrola generacion españa, s.a.u
- Multienergia verde, s.l.
- Petro meeting point, s.l.
- Shell energy europe limited
- Prima lng n.v.
- Repsol butano, s.a.
- Aldro energia y soluciones, s.l.u
- Ogs energia, s.l.
- Trafigura pte, ltd
- Gazprom marketing & trading limited
- Met internacional ag
- Euro gas holding, a.s.
- Gnera energía y tecnología, s.l.
- Repsol comercial de productos petroliferos, s.a.
- Remica comercializadora, s.a.
- Birou gas s.l.
- Trailstone gmbh
- Petrobras global trading b.v.
- Worldenergy, s.a.
- Yade jorman españa s.l.
- Energy strom xxi, s.l.
- Edison s.p.a.
- Powerbridge resources group ltd
- Fusiona soluciones energéticas, s.a.
- Cringas, s.l.
- Macquarie bank limited, london branch

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.

Es el responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario. Tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación



entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Ejerce sus funciones en coordinación con los distintos sujetos que gestionan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

La compañía Enagás GTS S.A., tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema.

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modificó la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, reforzó la independencia de las funciones del Gestor Técnico, obligando a separar las actividades que realiza como gestor del sistema de aquéllas que desempeña como transportista. Para ello, el Gestor Técnico ha creado una unidad orgánica específica encargada de la gestión técnica del sistema.

Adicionalmente la Ley 12/2011, de 27 de mayo de 2011, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos, vuelve a modificar la Ley 34/1998, de 7 de octubre, estableciendo que la obligación para la empresa ENAGAS, S.A. de constituir dos sociedades filiales a las que les correspondan las funciones de Gestor Técnico del Sistema y Transportista respectivamente.

Con efectos de 2 de julio de 2012, se ha inscrito 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.

7.1.3 Régimen económico de gases y productos asimilados

La Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, dedica su capítulo VII 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.

La Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, estableció en su capítulo VII las bases del régimen económico del gas natural, que incluye 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 los Mercados y la Competencia y la tarifa de último recurso.

Este régimen fue desarrollado mediante el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, y a través

de diversas órdenes ministeriales. 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.

El 5 de julio de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, posteriormente convalidado por la Ley 18/2014, del mismo nombre. Dicha ley incluyó una serie de medidas destinadas a corregir los desajustes entre ingresos y costes del sistema derivados del efecto combinado de la caída de la demanda y de la inclusión en el sistema retributivo de un número importante de nuevas infraestructuras. Las medidas aprobadas continuaron la línea de contención de costes que se inició con el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, que suspendió la autorización de nuevas instalaciones, modificó el régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos y paralizó la puesta en servicio de la planta de regasificación de El Musel.

Las medidas incluidas en la Ley 18/2014 han sido adoptadas ante la previsión de finalizar el año 2014 con un déficit de recaudación superior a los 800 millones de euros, debido a la caída de la demanda a niveles del año 2004 y que resulta ser un 25% inferior a la del año 2008, lo que ha hecho ineludible una reforma del régimen retributivo bajo los principios de sostenibilidad económica y equilibrio económico a largo plazo, teniendo en consideración las fluctuaciones de la demanda, sin quiebra de los principios de retribución ade-

cuada de las inversiones ni de la seguridad de suministro.

A partir de la publicación de la Ley, cualquier medida que suponga un incremento de retribuciones deberá ir acompañada de la consiguiente reducción de costes o de un incremento de ingresos equivalente. Asimismo, la Ley establece restricciones para evitar la aparición de déficits temporales, con la obligación de revisar los peajes y cánones de acceso en cuanto se superen determinados umbrales.

Se fijan períodos regulatorios de seis años, con la posibilidad de ajustes cada tres años de los parámetros retributivos del sistema, entre otros los valores unitarios de referencia por clientes y ventas, costes de operación y mantenimiento, factores de mejora de productividad, etc. en caso de que se produzcan variaciones significativas de las partidas de ingresos y costes.

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 2014 tuvieron lugar las subastas habituales para la adquisición del gas natural destinado a la fijación de la tarifa de último recurso. La subasta correspondiente al suministro de gas de base para



el período comprendido entre el 1 de julio al 31 de diciembre de 2014 y de gas de invierno para el período del 1 de noviembre de 2014 al 30 de marzo de 2015 tuvo lugar el 17 de junio, adjudicándose la totalidad del volumen de gas de base subastado (1.320 GWh) con un precio final de 28,81 €/MWh, mientras que únicamente se adjudicó el 40% del gas de invierno ofertado (838 GWh de un total de 2.095 GWh) a un precio de 32,14 €/MWh.

El 28 de octubre se celebró la subasta para el suministro de gas de base para los meses de enero a junio de 2015, adjudicándose la totalidad del volumen subastado (1.320 GWh) a un precio de 30,76 €/MWh.

En el cuadro 7.4 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 competencia para 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 se otorgó al Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, la facultad de aprobar los valores de dichos peajes de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión y el resto de costes del sistema que sean de aplicación. Sin embargo, y hasta que no se proponga y apruebe

CUADRO 7.4. PRECIOS DEL GAS EN SUBASTAS PARA TUR

Fecha celebración subasta	Período de suministro de la subasta	Precio gas de base (Pb ₀) (€/MW)	Precio gas de invierno (Pi ₀) (€/MWh)
6/16/2009	1/07/2009 al 30/06/2010 1/11/2009 al 31/03/2010	16,18	19,77
6/16/2010	1/07/2010 al 31/12/2010 1/11/2010 al 31/03/2011	21,67	24,44
10/26/2010	1/01/2011 al 30/06/2011	21,3	
6/14/2011	1/07/2011 al 31/12/2011 1/11/2011 al 31/03/2012	28,8	29,96
10/25/2011	1/01/2012 al 30/06/2012	29,6	
6/19/2012	1/07/2012 al 31/12/2013 1/11/2012 al 31/03/2013	33,5	30,75
10/30/2012	1/01/2013 al 30/06/2013	30,48	-
6/18/2013	1/07/2013 al 31/12/2014 1/11/2013 al 31/03/2014	31,28	32,55
10/29/2013	1/01/2014 al 30/06/2014	30,99	-
6/17/2014	1/07/2014 al 31/12/2014 1/11/2014 al 31/03/2015	28,81	32,14
10/28/2014	1/01/2015 al 30/06/2015	30,76	-

FUENTE: SEE

una nueva estructura de peajes, se mantiene en aplicación la estructura básica establecida en el Real Decreto 949/2001.

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 del canon de almacenamiento subterráneo que ha permanecido constante.

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 estratégicas (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.

Mediante la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, se mantuvieron en el año 2014 los mismos peajes aplicados el año anterior, con la excepción del término de conducción del Grupo 3 (suministros a presión inferior a 4 bar) que se incrementaron linealmente en 0,047353 cts/kWh para cubrir el coste de la anualidad correspondiente al desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010. Esto se tradujo en incrementos del término variable que oscilaron entre el 1,64% en el caso del peaje 3.1 y el 3,78% del peaje 3.4.

Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista

El Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, convalidado posteriormente mediante la Ley 18/2014, de 15 de octubre, ha incorporado sustanciales modificaciones en el régimen retributivo de las actividades regulada bajo el principio básico de



sostenibilidad económica y financiera, es decir, los ingresos generados por el uso de las instalaciones han de ser suficientes para cubrir la totalidad de los costes del sistema, considerando los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.

El nuevo sistema fija periodos regulatorios de seis años para establecer la retribución de las actividades reguladas, existiendo la posibilidad de ajustes cada tres años de los parámetros retributivos del sistema, entre otros los valores unitarios de referencia por clientes y ventas, costes de operación y mantenimiento, factores de mejora de productividad, en caso de que se produzcan variaciones significativas de las partidas de ingresos y costes.

Como en el sistema anterior, la competencia para la determinación de las retribuciones anuales de cada una de las empresas que realizan actividades reguladas recae en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos e informe preceptivo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Retribución a las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo

La ley 8/2014 en su anexo XI ha unificado la metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte primario troncal, regasificación y almacenamiento subterráneo. En los tres casos la retribución de estos activos se compone de dos

términos: retribución a la disponibilidad (RDn) y retribución por continuidad de suministro (RCSn).

El régimen retributivo del Real Decreto-ley 18/2014 es de aplicación desde la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio. En consecuencia, el Ministro de Industria, Energía y Turismo dictó la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para lo que se conoce como segundo período de 2014, que empieza el 5 de julio.

Hay que resaltar el importante cambio que supone el artículo 63.3 de la Ley, que determina que las instalaciones de transporte secundario que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, no dispusieran de aprobación del proyecto de ejecución tendrán la consideración de instalaciones de distribución a efectos del régimen retributivo y no serán objeto de planificación obligatoria.

Por último, hay que citar también el artículo 64.3, que establece que la metodología de retribución establecida en el anexo XI de la Ley no será de aplicación a las instalaciones de transporte primario no incluidas en la red troncal, que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8.

Retribución a la actividad de distribución

La Ley 18/2014 introdujo también importantes modificaciones en el régimen retributivo de las redes de distribución, la primera es que las instalaciones de transporte secundario que a la fecha

de entrada en vigor del real decreto-ley no dispusieran de aprobación del proyecto de ejecución pasan a tener la consideración de instalaciones de distribución a efectos del régimen retributivo y dejan de ser objeto de planificación obligatoria.

La propia fórmula de cálculo de la retribución, incluida en el anexo X de la ley, incorpora modificaciones sustanciales, aunque manteniendo la filosofía de retribución en función de los clientes y ventas captados y al igual que se ha hecho en las retribución a las instalaciones de transporte, se ha suprimido la actualización anual en función de la semisuma del IPC e IPRI.

La retribución a la captación de nuevo mercado se calcula aplicando las retribuciones unitarias a las previsiones de mercado realizadas, previsiones que son posteriormente ajustadas una vez se conocen las cifras reales de clientes y ventas. En la Ley se proponen las retribuciones unitarias, las cuales se van a mantener constantes durante el periodo regulatorio de seis años.

En el cuadro 7.5 se indica la retribución de las actividades reguladas y su evolución para el periodo 2010-2015.

Evolución de los precios

Evolución de la tarifa de gas natural de último recurso

La tarifa de último recurso (TUR) está en vigor desde el 1 de enero 2008, aunque hasta el 1 de julio de dicho año se aplicó un régimen provisional durante el cual las empresas distribuidoras continuaron haciéndose cargo del suministro.

El 1 de enero de 2014 la revisión de la TUR implicó una ligera subida del término fijo junto con una disminución del término variable, la combinación de ambas variaciones produjo unas tarifas prácticamente idénticas a las del año 2013.

El 1 de enero de 2015 entró en vigor una nueva tarifa TUR.1 que se aplica a los consumidores con consumo anual inferior a 5.000 kWh que supuso una rebaja del 2,6% para el consumidor medio, mientras que en el caso de la TUR.2, aplicada a consumos anuales entre 5.000 y 50.000 kWh la disminución de precios alcanzó un 3,24%. Este abaratamiento de la tarifa fue consecuencia directa de una disminución del 8,9% del coste de la materia prima.

CUADRO 7.5 EVOLUCIÓN DE LAS RETRIBUCIONES REGULADAS PERÍODO 2010-2015

	Disposición	Distribución	Transporte	Plantas de regasificación	Almacenamiento subterráneo	Total
2010	ITC/3520/2009	1.322.704.684	883.273.949	388.558.211	23.989.245	2.618.526.089
2011	ITC/3354/2010	1.481.257.170	768.354.107	381.652.545	22.960.795	2.654.224.617
2012	IET/3587/2011	1.519.541.278	932.815.993	422.926.463	21.932.347	2.897.216.081
2013	IET/2812/2012	1.467.092.105	902.689.838	452.987.777	20.903.898	2.843.673.618
2014	IET/2446/2013	1.502.238.949	913.278.668	421.895.264	18.875.450	2.856.288.331
2014 (*)	IET/2355/2014	1.447.774.900	860.690.450	406.745.408	22.311.332	2.856.288.331
2015	IET/2445/2014	1.377.816.369	790.932.982	421.256.696	66.248.610	2.656.254.657

(*) Por aplicación de la Ley 18/2014, en vigor desde el 5 de julio.

FUENTE: SEE.

SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO

La revisión del 1 de abril continuó con la tendencia a la baja, experimentando el precio de la tarifa TUR.1 una reducción media de un 2,07%, mientras que la tarifa TUR.2 bajó un 2,67%, nuevamente esta bajada fue consecuencia de la reducción del coste de adquisición del gas debida a la abrupta caída de las cotizaciones del

crudo Brent a partir del segundo semestre del 2014.

En el cuadro 7.6 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 7.7 y 7.8 respectivamente.

CUADRO 7.6 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
1-Jan-10	3,9		4,289		7,84		3,725	
1-Apr-10	3,9	0,00%	4,444	3,61%	7,84	0,00%	3,880	4,16%
1-Jul-10	3,9	0,00%	4,759	7,09%	7,84	0,00%	4,195	8,12%
1-Oct-10	3,9	0,00%	4,695	-1,35%	7,84	0,00%	4,131	-1,54%
1-Jan-11	4,09	4,87%	4,876	3,85%	8,33	6,25%	4,269	3,34%
1-Apr-11	4,09	0,00%	5,105	4,71%	8,33	0,00%	4,498	5,38%
1-Jul-11	4,09	0,00%	5,428	6,32%	8,33	0,00%	4,821	7,17%
1-Oct-11	4,09	0,00%	5,501	1,34%	8,33	0,00%	4,894	1,51%
1-Jan-12	4,21	2,93%	5,514	0,23%	8,62	3,48%	4,880	-0,28%
28-Apr-12	4,35	3,33%	5,796	5,12%	8,99	4,29%	5,130	5,13%
1-Jul-12	4,35	0,00%	5,929	2,31%	8,99	0,00%	5,264	2,60%
1-Jan-13	4,3	-1,15%	5,751	-3,01%	8,58	-4,56%	5,079	-3,51%
1-Jan-14	4,38	1,86%	5,726	-0,43%	8,88	3,50%	5,038	-0,80%
1-Jan-15	4,36	-0,46%	5,533	-3,36%	8,84	-0,45%	4,846	-3,82%
1-Apr-15	4,36	0,00%	5,375	-2,87%	8,84	0,00%	4,687	-3,27%

Precios medios calculados para un consumidor tipo de la tarifa T.1 de 3.000 kWh/año y de 12.000 kWh/año en la tarifa T.2. Desde el 1 de julio de 2008 los precios mostrados corresponden a la tarifa de último recurso (TUR 1 y TUR 2 respectivamente).

FUENTE: SEE.

CUADRO 7.7 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	5,995	5,012	4,099
2008	6,412	5,294	4,507
2009	6,130	4,943	4,078
2010	5,844	4,590	4,081
2011	5,812	4,560	4,081
2012	7,360	5,600	4,941
2013	7,204	5,818	5,458
2014	7,654	5,983	5,195

FUENTE: SEE.

SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO



CUADRO 7.8 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	3,184	2,631	2,547	2,411	1,993	1,972
2008	3,557	3,190	3,001	2,804	2,560	2,483
2009	4,442	3,376	2,921	2,517	2,307	2,102
2010	4,032	3,414	2,842	2,483	2,324	2,018
2011	3,769	3,873	3,115	2,838	2,649	2,450
2012	4,684	4,625	4,625	3,323	3,142	3,620
2013	4,820	4,741	3,834	3,431	3,240	3,222
2014	4,900	4,507	3,683	3,308	3,164	3,121

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.

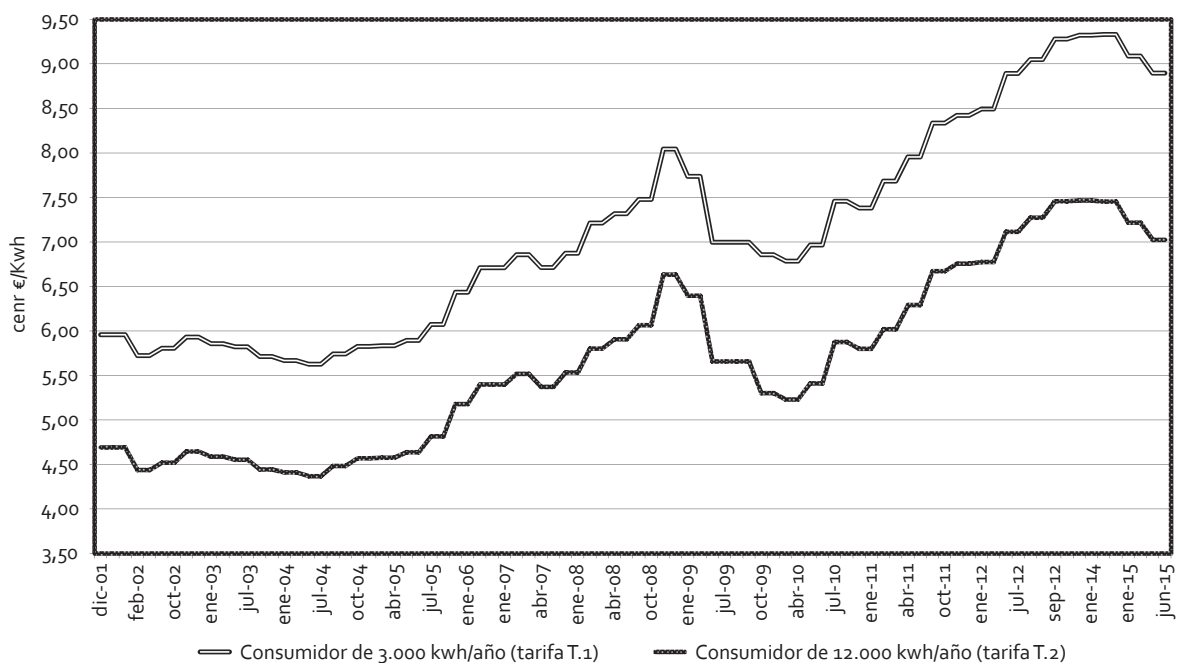
NOTA 2. El valor de I6 para 2012, anómalamente más alto que el I5 y el I4, ha sido confirmado por la empresa remitente de los datos.

FUENTE: SEE.

En el gráfico 7.2 se indica la evolución de los precios máximos de venta del gas natural en España. En los gráficos 7.3 y 7.4 se comparan

los precios medios de venta practicados en diferentes países europeos para consumidores tipo.

GRÁFICO 7.2 PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA (IVA INCL) (USO DOMÉSTICO-COMERCIAL, PRESIÓN SUMINISTRO <= 4 BAR, MERCADO REGULADO)

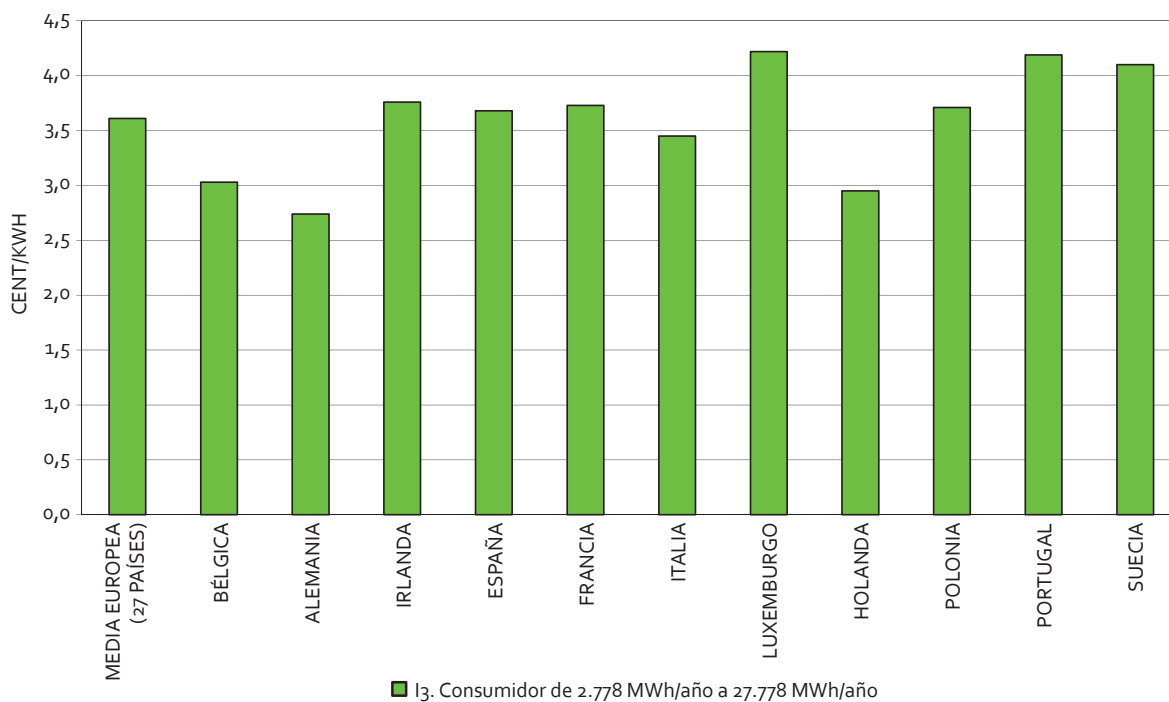


FUENTE: SEE

SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO

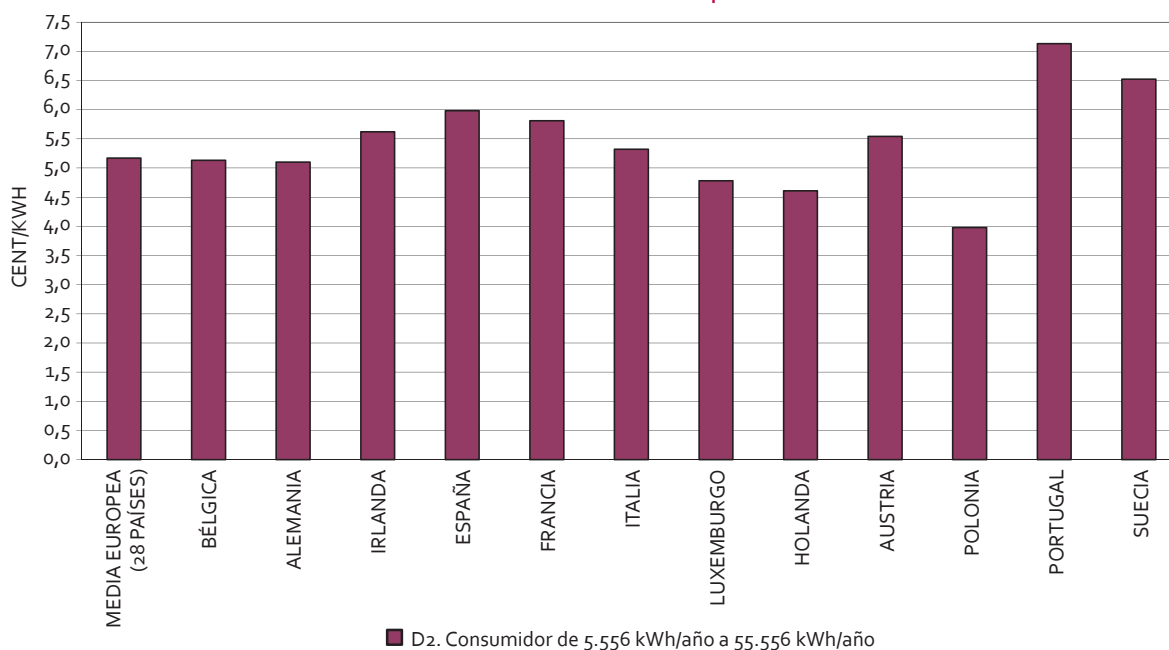


GRÁFICO 7.3 PRECIOS SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES PRIMER SEMESTRE 2014



FUENTE: Eurostat

GRÁFICO 7.4 PRECIOS SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS PRIMER SEMESTRE 2014



FUENTE: Eurostat

7.1.4 Normativa

La normativa publicada durante el año 2014 que afecte al sector del gas natural es la siguiente:

- Resolución de 26 de diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Orden IET/2445/2014, de 19 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.
- Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación correspondiente al período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2015.
- Resolución de 16 de octubre de 2014, de la Presidencia del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.
- Resolución de la DGPEM por la que se aprueban parámetros de la subasta para la adquisición de gas para la tarifa de último recurso de gas natural durante el período comprendido entre el 1/01 y el 30/06 de 2015 (no se incluye el Anexo confidencial).
- Orden IET/1942/2014, de 14 de octubre, por la que se autoriza y designa a Enagás Transporte, S.A.U. como gestor de red de transporte de gas natural.
- Resolución de la DGPEM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación para el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2015.
- Resolución de la DGPEM por la que se modifica la de 1 de septiembre de 2008 por la que se determina el reparto de mermas retenidas en las instalaciones de transporte para el período comprendido entre el 1/10/2005 y el 31/12/2007.
- Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.
- Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares.
- Resolución de la DGPEM 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 entre el 1/1/2015 y el 30/06/2015
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de



almacenamiento subterránea adicional en el almacenamiento subterráneo «Gaviota».

- Orden IET/1545/2014, por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos de las instalaciones de la empresa Madrileña Red de Gas, SAU, titular de áreas de distribución de gas natural en la Comunidad de Madrid.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.
- Corrección de errores del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.
- Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo adicional en el almacenamiento subterráneo «Gaviota».
- 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 2014 y el 30 de junio de 2015.
- Resolución 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 período comprendido entre el 1 de julio de 2014 y el 30 de junio de 2015.
- Resolución de la DGPEM por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2014 (no se incluye el anexo confidencial).
- Resolución de la DGPEM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación para el período comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2014.
- Resolución de la DGPEM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2014 de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado del almacenamiento subterráneo «Yela».
- Circular 1/2014, de 12 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.
- Corrección de errores de 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.

- Resolución de 30 de enero de 2014, de la DG-PEM, 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 2014 y el 31 de marzo de 2015.
- Resolución de 28 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se corrigen errores en la de 26 de diciembre de 2013, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Orden IET/74/2014, por la que publica el Acuerdo por el que se restablece la tramitación individualizada y con carácter excepcional de los gasoductos de transporte primario de la red troncal ...
- Circular 1/2013, de 18 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de gestión de congestiones a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.
- Resolución de la DGPEM, por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural a corto plazo entre España y Francia para el periodo comprendido entre el 1/04/2014 y el 30/09/2014.

7.2 SECTOR PETRÓLEO

7.2.1 Demanda

El consumo de productos petrolíferos, incluyendo fuelóleos para bunkers de navegación marítima, pero sin incluir autoconsumos de refinerías,

alcanzó 53,8 millones de toneladas en 2014, con un descenso del 1,4% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.9. Este dato es significativamente inferior al producido en el 2013, cuyo descenso alcanzó el 8,9%.

CUADRO 7.9 CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (UNIDAD: MILES DE TONELADAS)

	2013	2014	% 2014/2013
GLP	1.588	1.664	4,8
GASOLINAS	4.656	4.618	-0,8
QUEROSEOS	5.130	5.266	2,7
GASÓLEOS	28.229	28.326	0,3
FUELÓLEOS	8.628	8.946	3,7
Otros	6.411	5.032	-21,5
TOTAL	54.642	53.852	-1,4

Nota: No incluye mermas y autoconsumos.
FUENTE: CORES.

Este descenso no tan acusado se debe fundamentalmente a un aumento en los consumos finales de carburantes del transporte y a un aumento del consumo en generación eléctrica, junto a un menor descenso en los consumos finales de algunas materias primas. Expresada en toneladas equivalentes de petróleo, la demanda final de productos petrolíferos en el transporte ha aumentado globalmente el 3%, rompiendo la tendencia registrada en los últimos años.

El consumo en usos finales de la industria ha bajado tanto en combustibles como 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 la ruptura de la tendencia anterior con un aumento de la demanda de fuelóleos de un 3,7% y en querosenos de un 2,7% en 2014.



En gasóleos sigue produciéndose un descenso de la demanda, pero sólo de un 0,3%, derivado de una mayor actividad del transporte de mercancías y la mejora en las matriculaciones de turismos, favorecidas por las medidas de apoyo de la Administración.

En gasolinas, la demanda anual ha continuado bajando si bien sólo un 0,8% en 2014, sensiblemente inferior al descenso en 2013 de un 5,4%.

En cuanto a los sectores energéticos transformadores, en los sistemas extrapeninsulares se ha producido un descenso (inferior al producido en 2013) de la demanda de productos petrolíferos para generación eléctrica en 2014, debido al descenso de la demanda eléctrica y a la generación con gas natural en Baleares junto con el enlace de este sistema eléctrico con el peninsular. La cogeneración con productos petrolíferos ha aumentado significativamente en 2014 un 57%, rompiendo la tendencia de los últimos años. En conjunto, la generación con productos petrolíferos sigue teniendo un peso bajo, alrededor del 3%, 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 7.9, alcanzó 14 millones de toneladas, con un descenso del 7%.

7.2.2 Oferta

Producción interior de petróleo crudo

La producción nacional de crudo durante el año 2014 ascendió a 305.411 Tm. (aproximadamente 2,2 millones de barriles de petróleo), lo cual supone un descenso de la producción del 17% respecto al año anterior. 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.

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 2014 se indica en el cuadro 7.10.

CUADRO 7.10 PRODUCCIÓN INTERIOR DE PETRÓLEO CRUDO

	PRODUCCIÓN 2014			PRODUCCIÓN 2013		
	Volumen (kbbl)	kTm	%	Volumen (kbbl)	kTm	Var 13/12
Lora	35	5	2%	34	5	4,31%
Boquerón	173	24	8%	242	33	-28,57%
Casablanca	349	48	16%	261	36	33,64%
Rodaballo	8	1	0%	11	1	-30,97%
Lubina	1.674	228	75%	2.152	294	-22,21%
TOTAL	2.239	305	100%	2.700	368	-17%

FUENTE: SEE.

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

Importaciones de crudo

En 2014 las importaciones han aumentado un 2% alcanzando 59.055 kt. Nigeria ha sido el primer país proveedor de crudo (16,8%), seguido por México, Arabia Saudí y Rusia. Estos cuatro países representan el 55,6% del total de las importaciones en este periodo.

Aumentan las importaciones de los países de la OPEP. En 2014 se han importado 30.815 kt de los países miembros de la OPEP, lo que representa un 52,2% de las importaciones totales, 0,4 puntos por encima de las de 2013 cuando representaron un 51,8% del total.

Se mantuvo una política de diversificación de suministros: importándose crudos de 24 países diferentes.

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 en dicho artículo se establece que la Comisión Nacional de Energía, actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, publicará en su página web (www.cnmec.es) un listado

de los operadores al por mayor de productos petrolíferos que incluirá aquellas sociedades que 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. En dicho artículo, se establece que la Comisión Nacional de Energía, actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, publicará en su página web (www.cnmec.es) un listado de los operadores al por mayor de GLP, que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Minis-

terio el ejercicio de esta actividad. Los operadores al por mayor de GLP a 31 de diciembre de 2014 eran:

- REPSOL BUTANO, S.A.
- CEPSA COMERCIAL PETRÓLEO, S.A.U.
- ATLAS, S.A.
- DISA GAS, S.A.U.
- BP OIL ESPAÑA, S.A.
- GALP ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.
- PRIMAGAS ENERGÍA, S.A.U.
- VITOGAS ESPAÑA, S.A.U.
- COMPAÑÍA DE GAS LICUADO ZARAGOZA, S.A.

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. En dicho artículo, se establece que la Comisión Nacional de Energía, actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, publicará en su página web (www.cnmc.es) un listado de los comercializadores al por menor de GLP, que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta acti-

vidad. Los comercializadores al por menor de GLP a granel a 31 de diciembre de 2014 eran:

- REPSOL BUTANO, S.A.
- CEPSA COMERCIAL PETRÓLEO, S.A.U.
- ATLAS, S.A.
- DISA GAS, S.A.
- VITOGAS ESPAÑA, S.A.
- GALP ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.
- 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.
- DOMUS MIL GAS, S.A.
- EXPROYECT, S.L.

7.2.3 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 apar-

tado cuarto por la ITC/776/2009, de 30 de marzo. Para el primer trimestre de 2013, el precio sin impuestos se congeló 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 mantuvo en 17,5 euros por botella durante el resto del año.

Ya en marzo de 2015, la Orden IET/389/2015 vino a sustituir a la Orden IET/337/2014 introduciendo un nuevo precio máximo para los meses de marzo y abril de 2015 de 15,81 euros por botella de 12,5 kg.

El gráfico 7.5 muestra la evolución del precio de venta de la bombona de 12,5 Kg en Península y Baleares.

Gases licuados del petróleo por canalización

El término variable (sin impuestos) tuvo en 2013 un fuerte descenso en la primera parte

del año y se incrementó en la segunda. Ya a principios de 2014 la tendencia del precio es de nuevo decreciente. Esta tendencia se mantiene todo el año 2014 hasta que ya a principio de 2015 se sitúa el precio en valores mucho más reducidos. La evolución se puede apreciar en el gráfico 7.6.

Como resumen de la evolución de los precios medios anuales de venta al público entre diferentes años se muestra el cuadro 7.11.

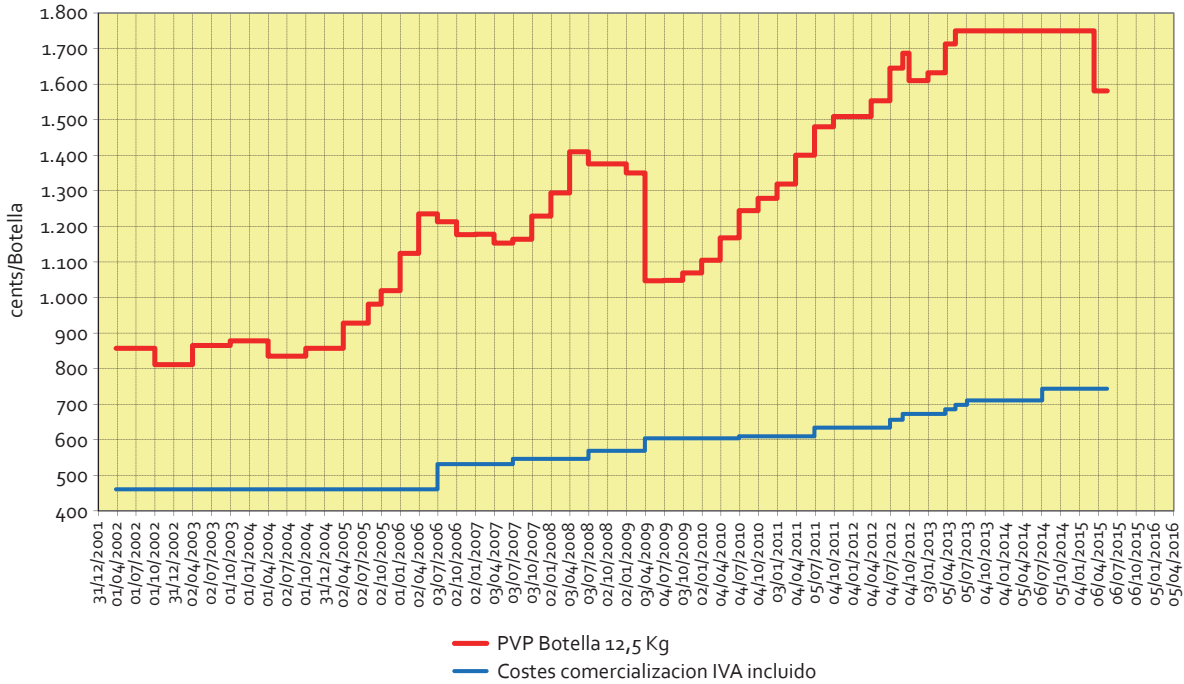
CUADRO 7.11 EVOLUCION DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GLP CANALIZADO PARA USUARIOS FINALES (CONSUMIDOR DE 500 KG/AÑO)

AÑO	CONSUMIDOR TIPO 500 kg/año	
	cent/kWh	ÍNDICE
1994	3,63	100,00
1995	3,93	108,14
1996	4,05	111,50
1997	4,27	117,53
1998	3,96	109,02
1999	4,31	118,75
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	258,67
2013	8,81	242,77
2014	8,88	244,72

FUENTE: SEE.

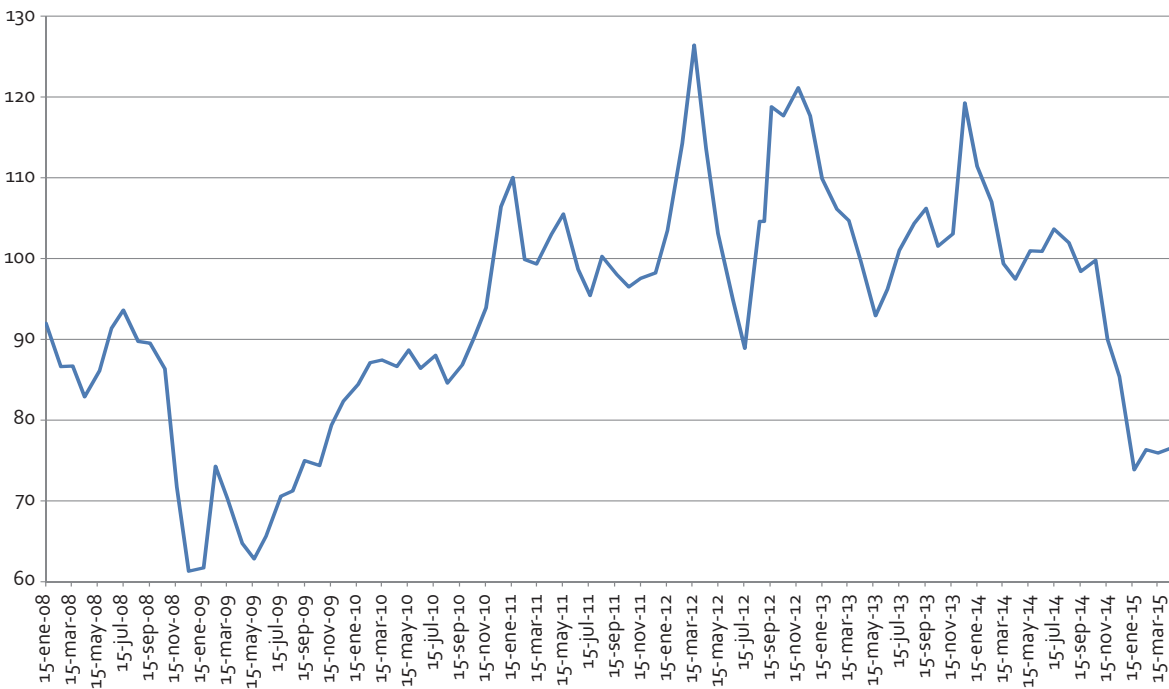


GRÁFICO 7.5 PRECIOS VENTA AL PÚBLICO BOTELLA BUTANO" 12,5 KG



FUENTE: SEE.

GRÁFICO 7.6 TÉRMINO VARIABLE (SIN IMPUESTOS, EN CTS/KG) DE GLP POR CANALIZACIÓN



FUENTE: SEE.

Evolución de precios de carburantes y combustibles líquidos

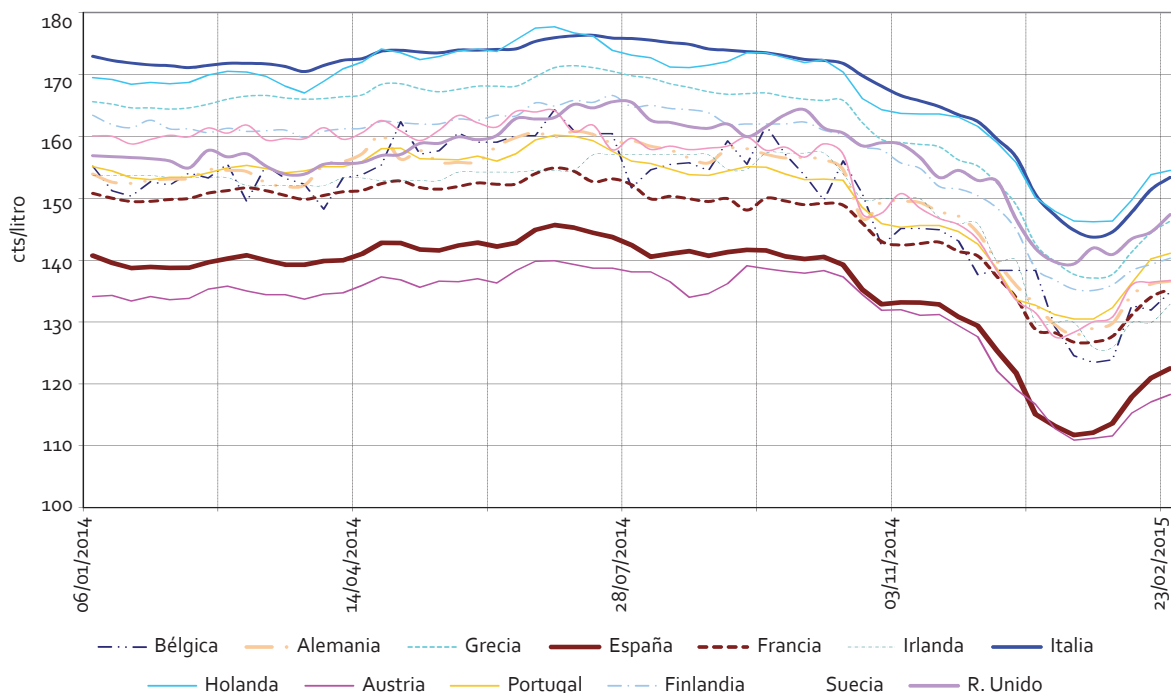
La evolución en 2014 de los precios internacionales de crudo y productos petrolíferos se recoge en el Capítulo 1 de este Informe. Los precios de venta al público de productos petrolíferos reflejan la evolución de las cotizaciones internacionales.

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina I.O. 95 aumentó 50,83 céntimos de euro por litro en 2013 respecto al año anterior (0,583,5%) pasando de 131,8143,3 cts/l en 2013 a 142,47138,3 cts/l en 2014. Y el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio se abarató 0,42

5,8 cts /litro (0,304,3%) pasando de 136,55 1 cts/l en 2012 a 136,13 130,3 cts/l en 2014.

En la evolución de los precios semana a semana, puede verse en los gráficos 7.7 a 7.12 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, si bien cabe destacar que en la última parte del año Francia ha tenido precios inferiores a los españoles tiene el menor precio tras Francia y Austria si bien en la última parte de 2014 el precio de España es el más reducido de todos los mostrados. El gasóleo de calefacción evoluciona en España de forma sustancialmente paralela a

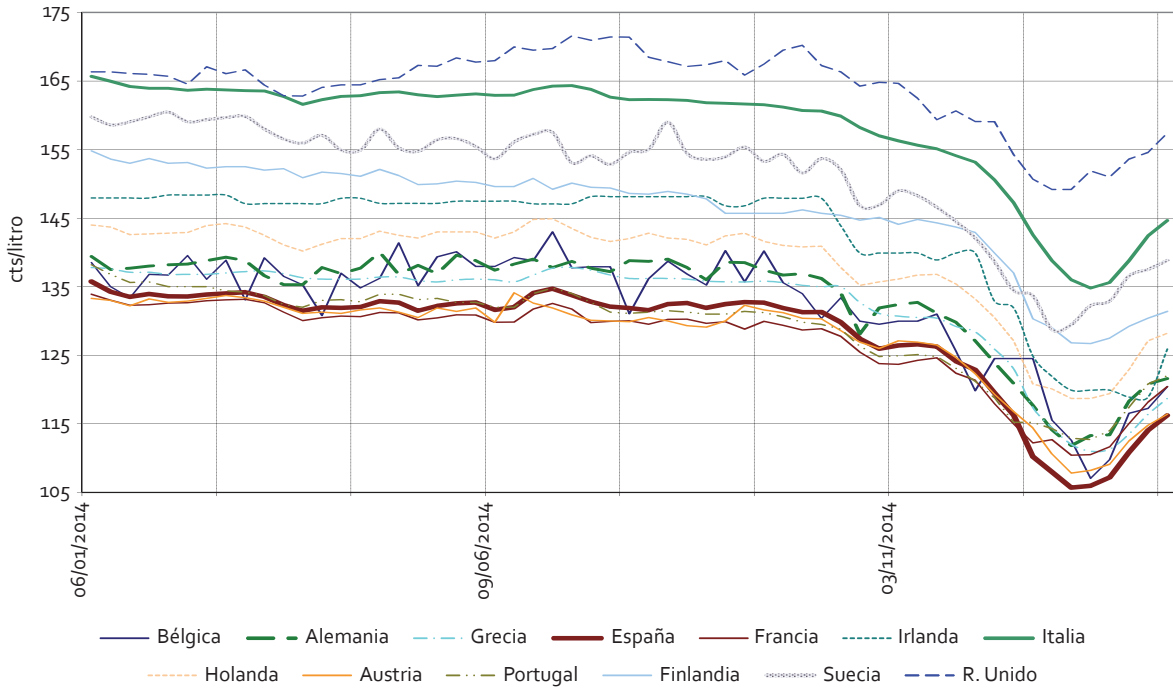
GRÁFICO 7.7 PRECIO GASOLINA SIN PLOMO I.O. 95 CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

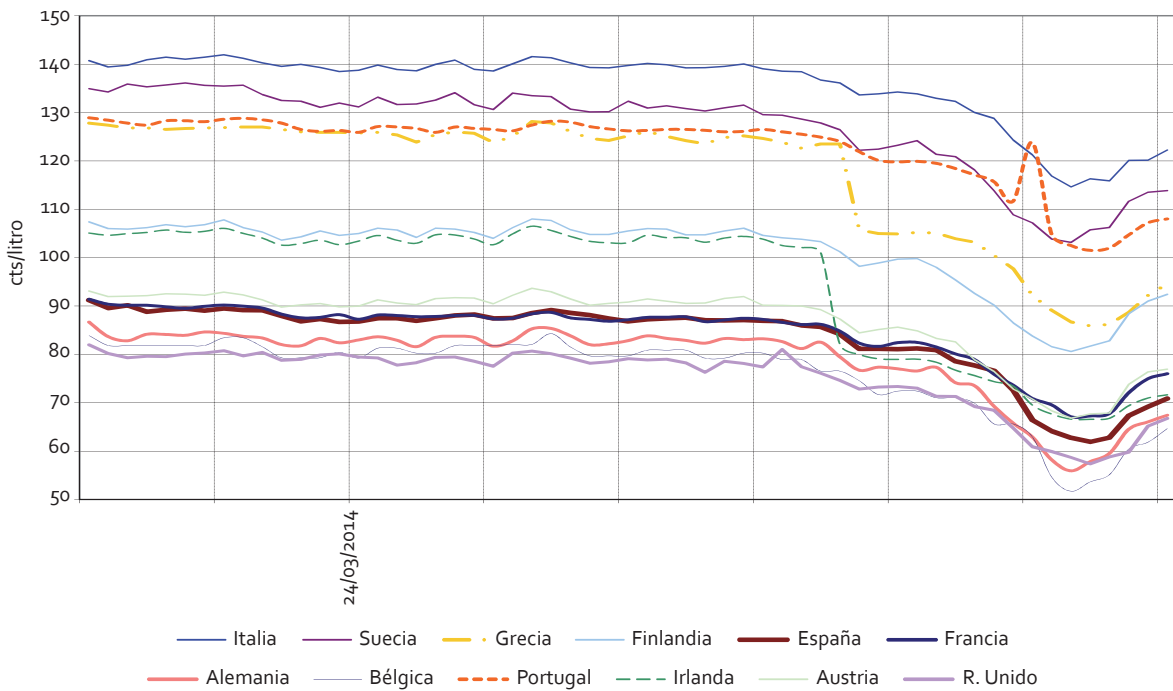


GRÁFICO 7.8 PRECIO GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

GRÁFICO 7.9 PRECIO GASÓLEO DE CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE

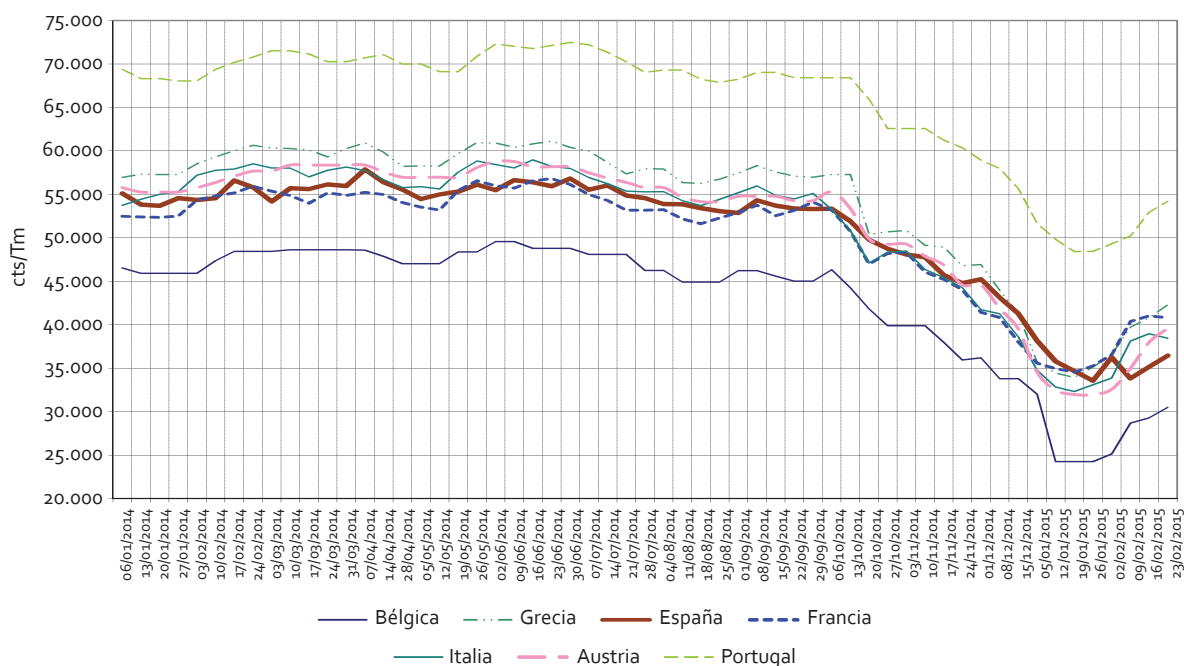


FUENTE: SEE.

SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO

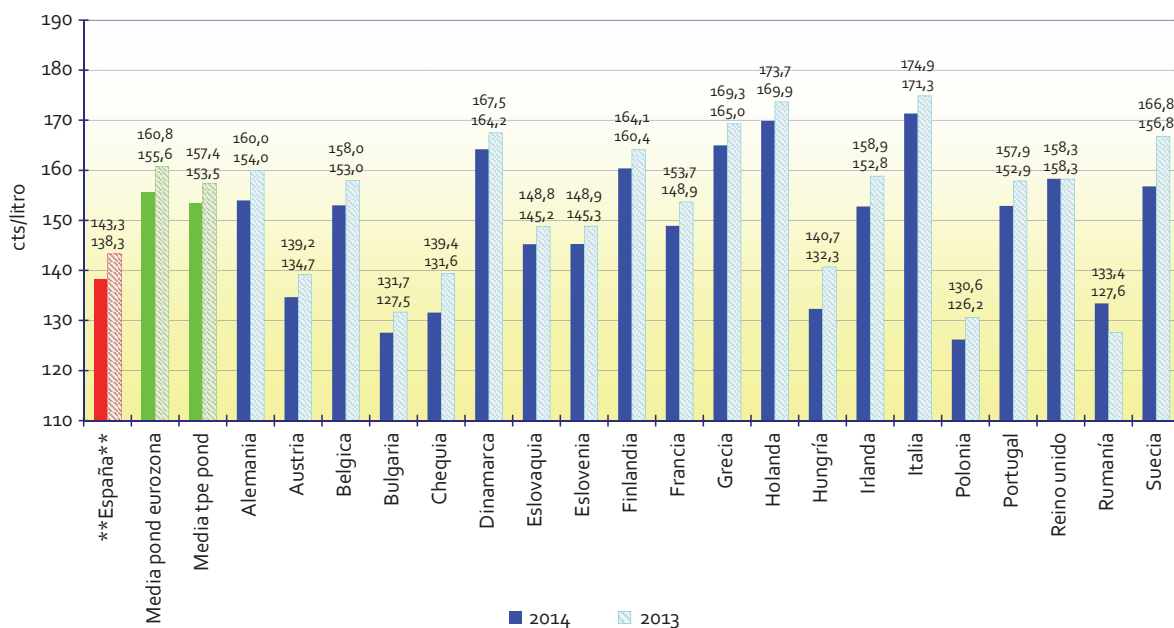


GRÁFICO 7.10 PRECIO FUELÓLEO B.I.A. CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (LOS PRECIOS REPRESENTADOS INCLUYEN EL IMPUESTO ESPECIAL, PERO NO EL IVA)



FUENTE: SEE.

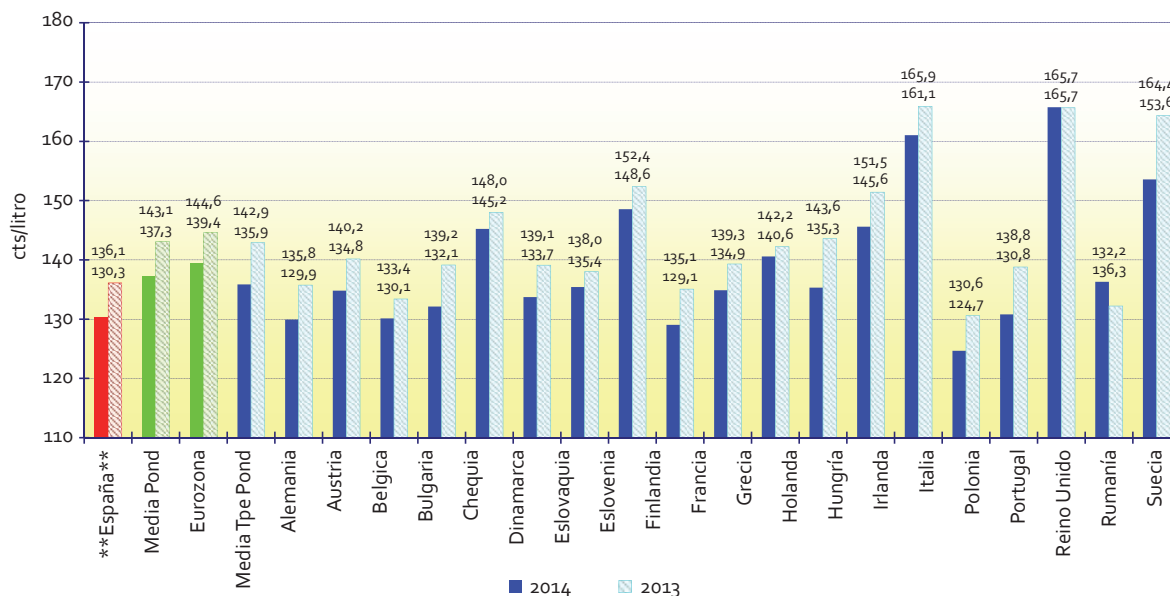
GRÁFICO 7.11 PRECIO VENTA AL PÚBLICO DE LA GASOLINA 95 EN PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.



GRÁFICO 7.12 PRECIO VENTA AL PÚBLICO DEL GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN EN PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

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 siguiendo la senda marcada por los precios del crudo durante 2014.

Por último, en cuanto a posición de los precios medios anuales en la UE, se puede apreciar en los gráficos de barras adjuntos 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. Sólo se sitúan por encima de Austria, Bulgaria, Chequia, Hungría, Po-

lonia y Rumanía. Y en el caso del gasóleo solo se sitúan por encima de Austria, Bulgaria, Francia y Polonia.

7.2.4 Normativa

La normativa publicada durante el año 2014 que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y GLP es la siguiente:

- **Resolución de 2 de abril de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el listado de materias primas para la fabricación de biocarburantes de doble cómputo a efectos del cumplimiento de las obligaciones de consumo y venta de biocarburantes con fines de transporte, de las obligaciones impuestas a los sujetos obligados en materia de energías renovables y del objetivo establecido para la**

utilización de la energía procedente de fuentes renovables en todas las formas de transporte.

La resolución establece el listado de materias primas para la fabricación de biocarburantes cuya contribución se considerará que equivale al doble de la de otros biocarburantes. En este listado se incluyen los aceites usados vegetales o animales y las grasas animales de categoría 1 y 2.

Esta resolución surtirá efectos a partir de la entrada en vigor de la circular del organismo responsable de la expedición de certificados de consumo y venta de biocarburantes, que establezca la información y documentación que debe presentarse para demostrar la procedencia y origen de las materias primas o el biocarburante correspondiente,

- **Orden IET/1790/2014, de 1 de octubre, por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2014.**

El 31 de diciembre de 2013 se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la 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.

Durante el año 2014 se han producido variaciones significativas en algunas de las hipótesis consideradas en el Presupuesto de la Corporación para 2014, que se tomó como base para la aprobación de las cuotas de 2014 por la referida Orden.

Por una parte, la evolución de las ventas a lo largo de este año ha presentado un comportamien-

to más favorable que el esperado dentro del escenario de descenso continuado de los últimos ejercicios, y por otra, la actual coyuntura económica internacional ha favorecido la evolución a la baja de los tipos de interés y de los márgenes financieros.

Estos cambios en el entorno económico, unidos a las decisiones adoptadas por la Corporación, y en concreto, a la optimización de sus líneas e instrumentos de financiación, y de los costes de mantenimiento de reservas, han generado una reducción notable de los costes presupuestados.

Como consecuencia de todo lo anterior, se ha producido un exceso de recaudación en relación con el coste de las actividades, que hace procedente la modificación a la baja de las cuotas que corresponde abonar a CORES durante 2014, aplicables a las ventas o consumos a partir del mes de septiembre de 2014 incluido, con excepción de las correspondientes a los gases licuados del petróleo y al gas natural que se mantienen invariables.

Esta rebaja de las cuotas que corresponde abonar a la Corporación a partir de octubre de 2014 pretende el ajuste de las mismas a la realidad de los mercados en periodos inferiores al año natural, favoreciendo así una mejor traslación de los costes del sistema a los intervinientes en el mismo, con el consiguiente beneficio al consumidor.

- **Orden IET/2470/2014, de 29 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2015.**

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 24 de enero de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica la lista definitiva de las plantas o uni-**

dades de producción de biodiésel con cantidad asignada para el cómputo 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 y venta 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, 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.

La resolución de 24 de enero de 2014, recoge la lista definitiva de las plantas o unidades de producción de biodiesel con cantidad asignada para el cómputo de los objetivos obligatorios de biocarburantes y establece que en el plazo de 3 meses a partir del día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», durante el plazo de dos años, prorrogables a otros dos, únicamente el biodiésel producido en su totalidad en plantas con cantidad asignada, podrá ser objeto de certificación, sin perjuicio de las restantes con-

diciones reguladas en el artículo 7.3 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.

- **Orden IET/337/2014, de 6 de marzo, por la que se modifica la 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**

La orden amplia, hasta marzo de 2015, el límite temporal del precio máximo de venta antes de impuestos incluido en la disposición transitoria segunda de la 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.

Esto implica que hasta la revisión prevista en marzo de 2015, el precio máximo de venta regulado no podría ser superior a 1,142025 euros/kilogramo.

- **Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, procedente del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio.**

Dado que el mercado de los gases licuados del petróleo envasados cuenta con un colectivo de consumidores ubicados en zonas de difícil acceso y consecuentemente con falta de alternativas energéticas, y el suministro en envases con carga igual o



superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos va dirigido a un colectivo dónde existen consumidores de marcado carácter social, en el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, se consideró de extraordinaria y urgente necesidad la actualización de los términos de la obligación de suministro a domicilio de GLP envasado para asegurar que todos los consumidores de este tipo de envases que lo soliciten tengan a su disposición gases licuados del petróleo envasados suministrados en su propio domicilio.

Para ello, establece que a nivel peninsular y en cada uno de los territorios insulares y extrapeninsulares, el operador al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado por sus ventas en el sector de los gases licuados del petróleo envasado en envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, exceptuados los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante, deberá efectuar el suministro domiciliario a todo peticionario del mismo dentro del correspondiente ámbito territorial.

En la citada ley y real decreto se recoge el ámbito de aplicación de los precios máximos de venta al público de los gases licuados del petróleo envasados, que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá establecer, en tanto las condiciones de concurrencia y competencia en este mercado no se consideren suficientes. Dichos precios serán de aplicación, en

su caso, a los gases licuados del petróleo envasados, en envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, cuya tara sea superior a 9 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante.

De esta forma, se liberaliza el precio de venta de los gases licuados del petróleo envasados en envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, que tengan una tara inferior a 9 kilogramos. El objetivo de esta liberalización es incentivar aquellas inversiones que se traducen en un menor consumo energético y facilitan el suministro domiciliario suponiendo además, una mejora del servicio prestado al cliente. Asimismo, se pretende favorecer las condiciones de concurrencia y competencia del mercado.

No obstante, como garantía de que todos los consumidores puedan disponer en su propio domicilio de gases licuados del petróleo, en envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, al precio máximo regulado, la citada liberalización se acomete con la restricción de que, en el caso de que el operador al por mayor de GLP con obligación de suministro domiciliario no disponga de envases cuya tara sea superior a 9 kilogramos, la obligación de suministro domiciliario a los precios máximos de venta regulados se extenderá a envases cuya tara sea inferior a 9 kilogramos, en el correspondiente ámbito territorial.

8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



8.1 EFICIENCIA ENERGÉTICA

Evolución del consumo y la intensidad en España. Comparación internacional

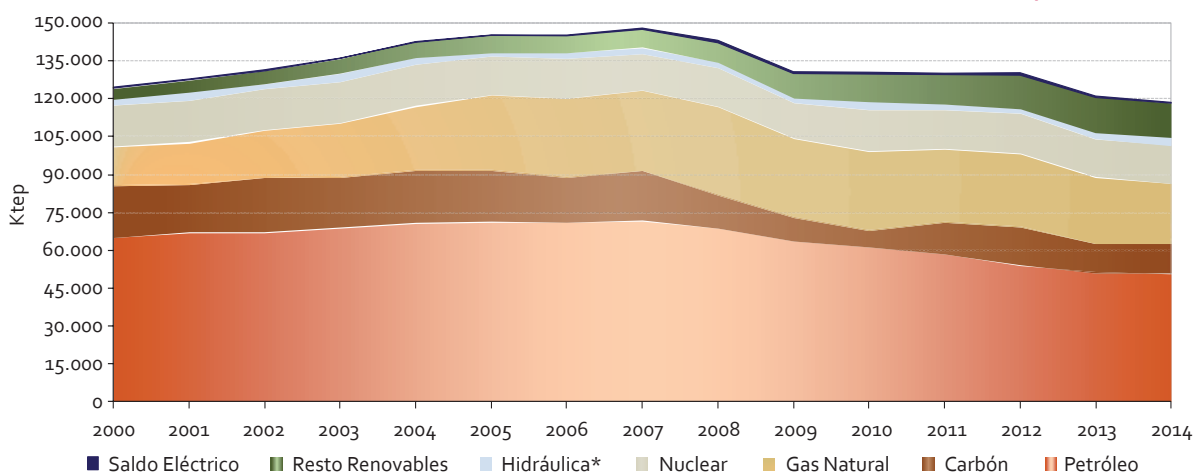
El suministro energético en España evoluciona durante los últimos años hacia una estructura más diversificada y equilibrada, con creciente participación de las fuentes de energías renovables y del gas natural, Gráfico 8.1. Esto ha ido acompañado de una tendencia al alza en la demanda energética durante la primera mitad de la década anterior, seguido de un punto de inflexión en 2007. Desde entonces se viene registrando una pauta de consumo decreciente y un retroceso en la demanda de los productos petrolíferos y del carbón. Esta tendencia se ha visto reforzada posteriormente bajo los efectos de la crisis económica. Se ha consolidado así una etapa de mayor estabilidad con tendencia a la baja que continúa en la actualidad, registrándose en 2014 una disminución del 1,7%

en la demanda de energía primaria y un consumo de 118.413 ktep.

Durante 2014 se observa una caída de la demanda del petróleo (1,2%) y del gas natural (9,3%), quienes conjuntamente contribuyen a la cobertura del 63% de la demanda. Las energías renovables han experimentado una ligera disminución del 0,2% en su consumo. En sentido opuesto, se ha incrementado la demanda asociada al carbón (5,1%) y a la energía nuclear (1,0%), como resultado del aumento de generación eléctrica asociada a estas fuentes energéticas, destacando el óptimo funcionamiento de las centrales nucleares durante el 2014, con un factor de operación cercano al 90%. No obstante, el crecimiento asociado a estas dos últimas fuentes no ha sido suficiente para compensar la caída del petróleo y del gas natural.

La evolución observada de las energías renovables en 2014 se debe en gran medida a la dismi-

GRÁFICO 8.1 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTES ENERGÉTICAS, 2000-2014



Nota: residuos no renovables incluidos dentro del petróleo; *mini Hidráulica incluida dentro de hidráulica

FUENTE: MINETUR/IDAE

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



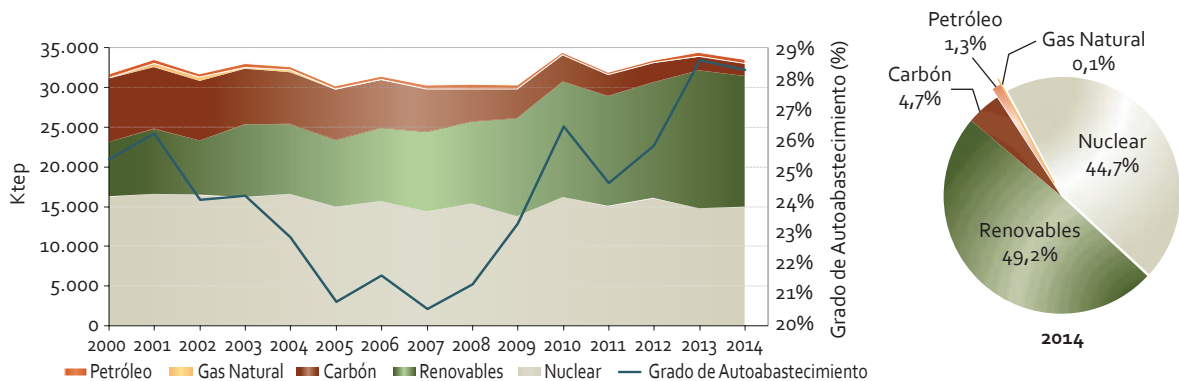
nución de la demanda de la biomasa (-9,7%) y de la energía eólica (-3,1%), cuya contribución conjunta representa el 56,8% del consumo primario de energías renovables. Exceptuando estas dos fuentes energéticas, los restantes recursos renovables, en general, han evolucionado de manera favorable, con incrementos oscilando entre el 1,7% de la geotermia y el 16,0% de la energía solar. Cabe destacar la situación de la energía solar, con una contribución del 18,0% al consumo total de energías renovables, cifra que se aproxima a la aportación de la energía hidráulica (19,5%). A ello contribuye la evolución de la energía solar termoeléctrica, que registra un aumento del 24,2% y, en menor medida la solar térmica, con un incremento del 8,5%. En conjunto, la evolución de las energías renovables en 2014 ha supuesto una leve mejora en la cobertura a la demanda de energía primaria, alcanzando el 14,6%, frente al 14,4% del año anterior.

El potencial de producción autóctona a partir de las diversas fuentes energéticas, junto al grado

de diversificación de la estructura de suministro energético, determina la capacidad de autoabastecimiento, Gráfico 8.2. La dependencia energética nacional, alcanza en la actualidad un valor del 71,8%, alrededor de unos veinte puntos por encima de la media europea. No obstante, destaca la disminución observada desde el 2005 en paralelo a la evolución al alza de la penetración de las energías renovables en el sistema energético. En la actualidad, la producción autóctona con renovables es equiparable e incluso superior a la de origen nuclear. Asimismo, ello conduce a una mejora del autoabastecimiento energético.

La evolución de la demanda energética global unida a la de productividad de la economía nacional permite construir el indicador de la intensidad energética, que resulta esencial para valorar la eficiencia asociada al consumo derivado de la producción de bienes y servicios y, en consecuencia, a la sostenibilidad energética de nuestra economía. El indicador de la intensidad de la energía primaria en España muestra un perfil de evolución similar al

GRÁFICO 8.2. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA Y DEL GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO, 2000-2014



Nota: Residuos no renovables incluidos dentro del petróleo
FUENTE: MINETUR/IDAE



de la demanda de energía primaria, registrándose a partir del 2004 una importante reducción hasta llegar a 2008 en que comienza una etapa de cierta ralentización, coincidente con los primeros años de la crisis. Posteriormente, parece recuperar en los dos últimos años la senda descendente.

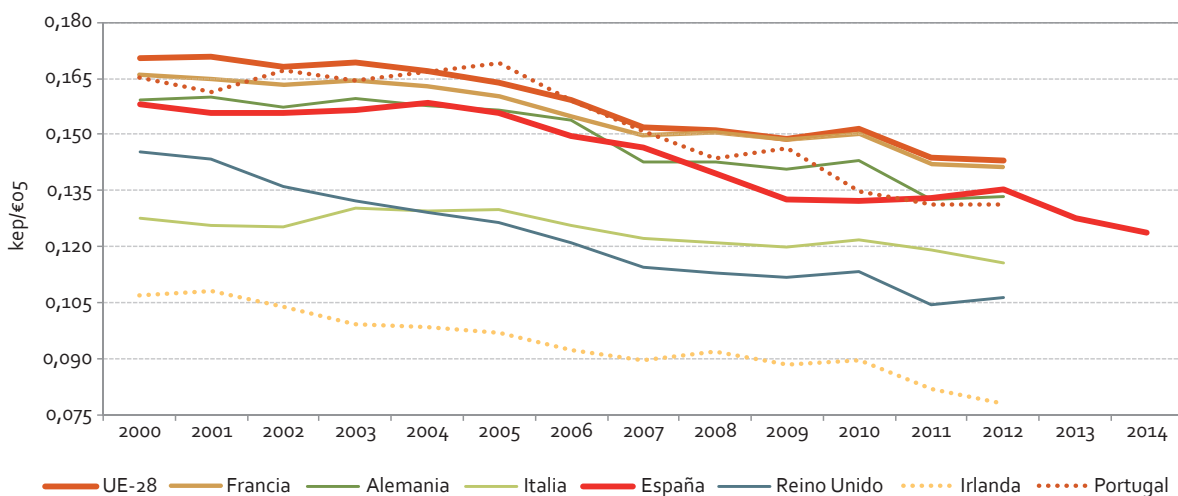
A nivel global, se observa un paralelismo en las tendencias seguidas por el indicador nacional y el correspondiente a la media europea, Gráfico 8.3 y al de importantes países de nuestro entorno que constituyen las principales economías de la UE-28 como Alemania, Francia, Italia y Reino Unido. Esta situación se mantiene en los últimos años tras el impacto de la crisis, en el que se aprecian los efectos estructurales y de actividad como elementos determinantes de la mejora registrada tanto en España como en la UE-28.

Al margen de estos efectos, destacan otros factores explicativos de las tendencias observadas,

tales como la penetración de tecnologías de generación eléctrica basadas en las energías renovables y en el gas natural (cogeneración y ciclos combinados), si bien en los últimos años se aprecian las consecuencias de cierta reducción en los niveles de actividad. A ello se suma la implementación de políticas intensivas de eficiencia energética, así como la consolidación de tendencias ya apreciadas en años anteriores, conducentes a cambios estructurales en la economía nacional, tal y como se muestra en el análisis en términos de energía final, Gráfico 8.8. Todo ello explica el comportamiento moderado del indicador de la intensidad primaria en los últimos años.

En 2014, en el contexto señalado, se ha registrado una mejora del 8,5% en la intensidad de energía primaria como resultado de la evolución diferencial de la demanda de energía primaria (-1,7%) y del Producto Interior Bruto (PIB) (1,4%) respecto al año anterior.

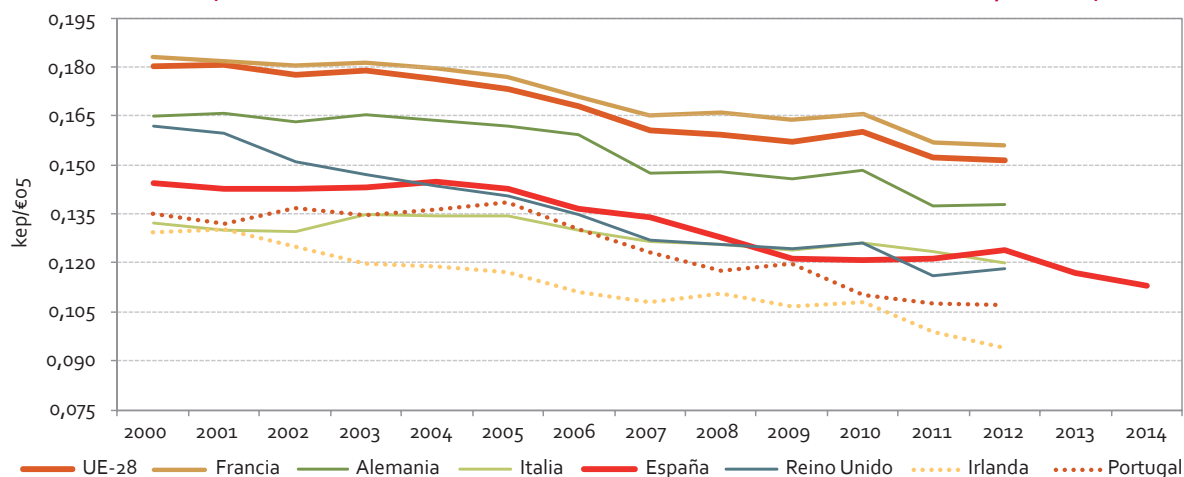
GRÁFICO 8.3 INTENSIDAD DE LA ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA Y UE 2000-2014



FUENTE: EnR/IDAE



GRÁFICO 8.4. INTENSIDAD PRIMARIA A PARIDAD DE PODER DE COMPRA EN ESPAÑA Y UE, 2000-2014



FUENTE: ENR/IDAE. Referencia= UE-28.

Un análisis complementario es el basado en el indicador ajustado a paridad de poder de compra, Gráfico 8.4, lo que 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.

Este ajuste produce un desplazamiento en vertical de las intensidades nominales, mejorando el posicionamiento relativo de los países con menor PIB. La intensidad ajustada en España mantiene el perfil anterior, si bien mejora su posición respecto a la media UE.

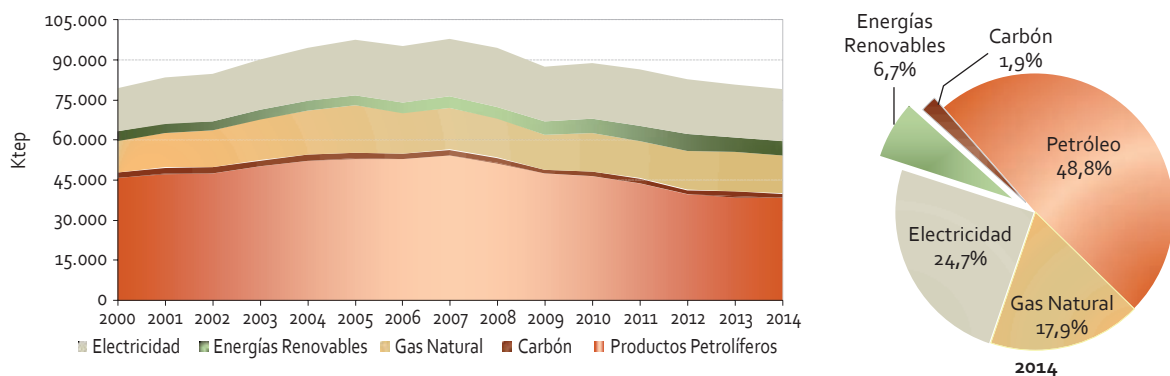
El análisis de la evolución de la demanda de energía final por fuentes, Gráfico 8.5, muestra un perfil similar al de la energía primaria, observándose las mismas singularidades en su evolución global. En 2014, el consumo de energía final, usos no energéticos excluidos, asciende a 79.103 ktep, lo que indica un retroceso del 2,1%, respecto al año precedente. Esta evolución, aún bajo los efectos de

la crisis, representa una desaceleración en el ritmo de caída respecto a los dos últimos años. La situación del 2014 responde a la disminución de la demanda asociada a todas las fuentes energéticas, con excepción de las energías renovables, cuya demanda prácticamente se ha mantenido estable con un ligero incremento del 0,02%. Los productos petrolíferos, gas natural y la electricidad, quienes conjuntamente abastecen el 86,6% de las necesidades de energía final, son los principales responsables del menor consumo registrado en 2014, con disminuciones respectivas en sus demandas del 1,2%, 1,9% y 4,2%.

En cuanto a la situación de las energías renovables en 2014, prácticamente se ha dado una compensación entre las demandas asociadas a los biocarburantes, energía solar térmica y geotermia, con aumentos respectivos del 6,7%, 8,5% y 1,7% y las asociadas a la biomasa y al biogás, que han experimentado disminuciones del 1,9% y 8,8%, respectivamente. Esto último, una vez más, obedece sobre todo a las menores



GRÁFICO 8.5 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR FUENTES, 2000-2014



Nota: Usos no energéticos excluidos
FUENTE: MINETUR/IDAE

producciones de las centrales de cogeneración con biomasa y biogás y, por lo tanto, una menor utilización de los calores útiles de las mismas. La biomasa continúa siendo el recurso renovable dominante, cubriendo en 2014 el 75,6% de la aportación de las energías renovables a la demanda final de energía.

La evolución decreciente de la demanda de energía final, en sentido contrario al del PIB, ha supuesto una disminución del 3,5% en la intensidad de energía final en 2014. 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 eléctrica, y en particular a la de la energía hidráulica, con un incremento del 6,3% en su consumo primario. Por otra parte, la disminución observada en la intensidad final guarda relación con efectos estructurales y de actividad causados por la coyuntura económica, que ha inducido un desplazamiento hacia sectores menos intensivos de la economía, así como una menor actividad y con ello una menor demanda energética.

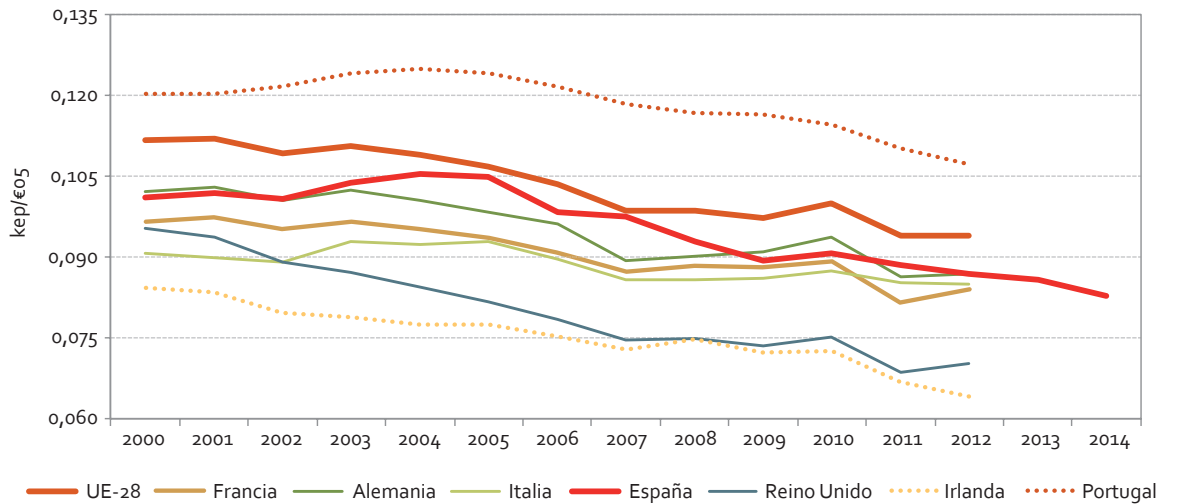
Un análisis comparativo de este indicador respecto a los países de nuestro entorno, Gráfico 8.6, muestra al igual que en el caso del indicador de energía primaria, un paralelismo en la evolución de los indicadores nacional y europeo, especialmente a partir del 2004. Esta tendencia continúa en la actualidad bajo los efectos de la crisis.

La corrección del indicador de intensidad final a paridad de poder de compra, Gráfico 8.7, conduce a conclusiones similares, mejorando la posición nacional respecto a la media europea, de igual modo a lo mostrado en el Gráfico 8.4.

El efecto estructural, antes mencionado, se evidencia a partir del análisis comparativo de la evolución de la intensidad de energía final real y la correspondiente a estructura constante del 2005, Gráfico 8.8. Como se puede observar, a partir del año 2008 el efecto estructural es preponderante, mientras que en el periodo previo tienen mayor protagonismo otros factores, entre ellos los vinculados a mejoras tecnológicas y a políticas de eficiencia.

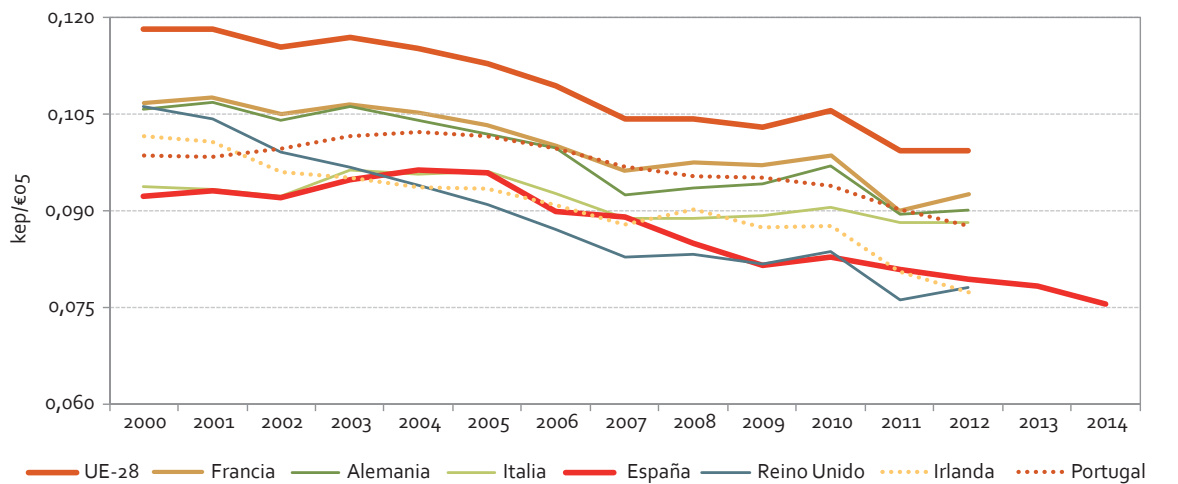


GRÁFICO 8.6 INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2014



Nota: Usos no energéticos excluidos
FUENTE: EnR/IDAE

GRÁFICO 8.7 INTENSIDAD FINAL A PARIDAD DE PODER DE COMPRA ESPAÑA Y UE, 2000-2014



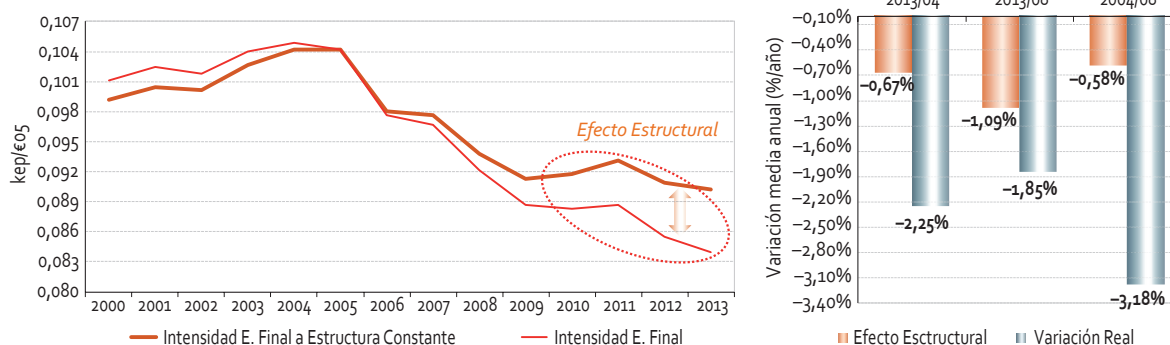
Nota: Usos no energéticos excluidos
FUENTE: EnR/IDAE. Referencia= UE-28

La comparación de la evolución en términos relativos de las intensidades de energía final a nivel sectorial y global, Gráfico 8.9, muestra una diferenciación en las tendencias seguidas por los sectores de uso final en distintos periodos de análisis. La intensidad global muestra la influencia del sector trans-

porte, dado el peso de este sector en la estructura de la demanda. En menor medida le afectan, el sector industria, con un comportamiento más volátil desde el inicio de la crisis, y el sector residencial, que integra a los hogares españoles, cuya demanda energética muestra cierta contención.

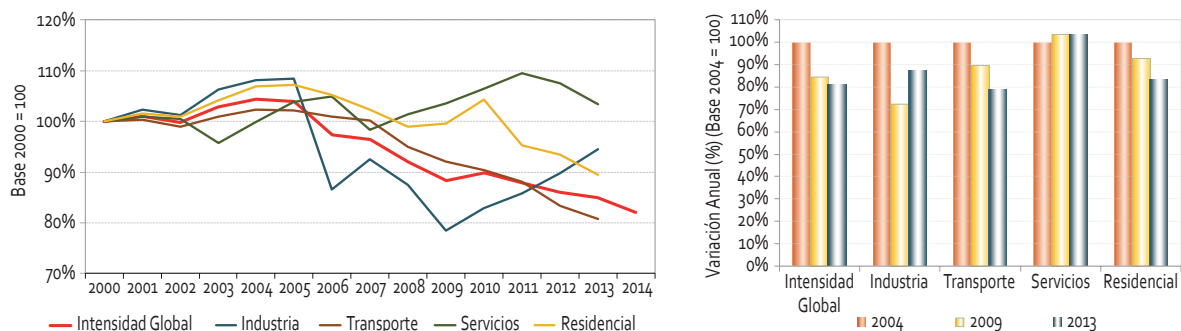


GRÁFICO 8.8 EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL A ESTRUCTURA CONSTANTE, 2000-2013



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, 2000-2013**



Nota: Usos no energéticos excluidos
FUENTE: MINETUR/IDAE

Análisis sectorial de la eficiencia energética

De acuerdo a la última información disponible sobre la sectorización de la demanda de energía final en el año 2013, se observa cierta estabilización en la estructura sectorial de consumo, situándose el sector transporte a la cabeza con cerca del 40% del consumo total, Gráfico 8.10. Le sigue el sector industrial, con el 25,7% de la de-

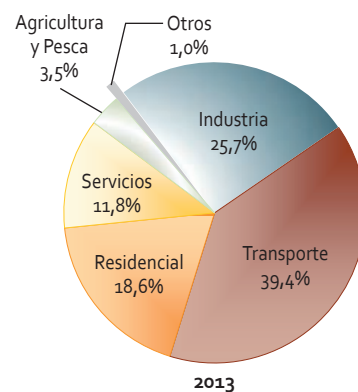
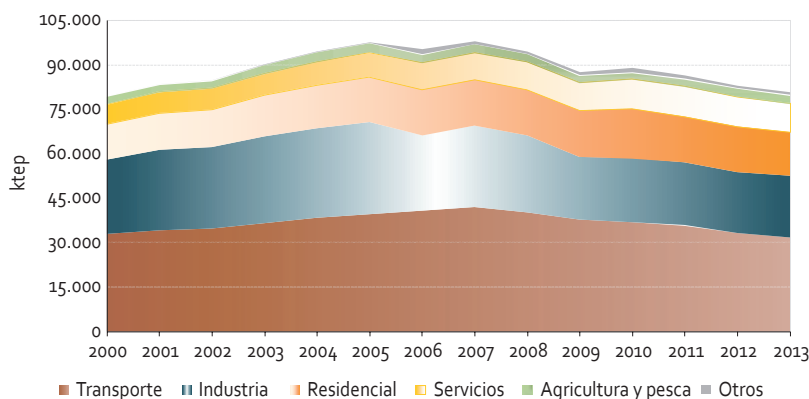
manda que mantiene una tendencia a la baja en su peso relativo sobre la demanda, compensada por el conjunto de sectores agrupados bajo la categoría «Usos Diversos»¹, que progresivamente va ganando terreno y supera a la industria desde el 2006, alcanzando en la actualidad el 33,9% de la demanda.

¹ El sector «Usos Diversos» integra a los sectores de residencial, servicios y agricultura y otros.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.10 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA SECTORIAL DE ENERGÍA FINAL, 2000-2013



Nota: Usos no energéticos excluidos
FUENTE: MINETUR/IDAE

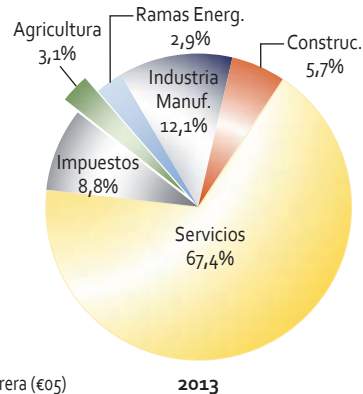
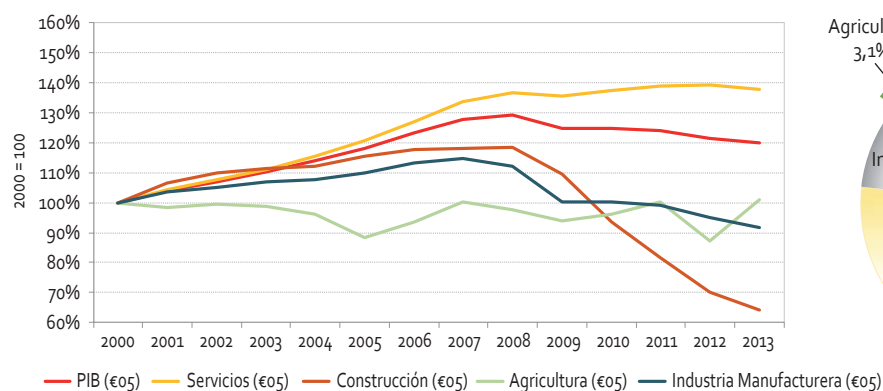
Esta pérdida de peso relativo del sector industria en la demanda energética global viene acompañada de una merma en su aportación al PIB, en el contexto de la progresiva terciarización de nuestra economía. Esta evolución sectorial del PIB se muestra en el Gráfico 8.11.

Sector industria

En la industria española destacan cinco ramas por su mayor intensidad desde el punto de vista ener-

gético: los minerales no metálicos, la metalurgia, la química, alimentación, bebidas y tabaco y pasta y papel. Conjuntamente, absorben el 75,6% de la demanda energética de la industria, aunque sólo aportan el 28% al Valor Añadido Bruto (VAB) de la industria global. Por ramas industriales, el mayor valor corresponde a la metalurgia y a los minerales no metálicos, donde el peso de sus respectivas demandas energéticas supera en más de siete veces al asociado a sus aportaciones al VAB, Gráfico 8.12.

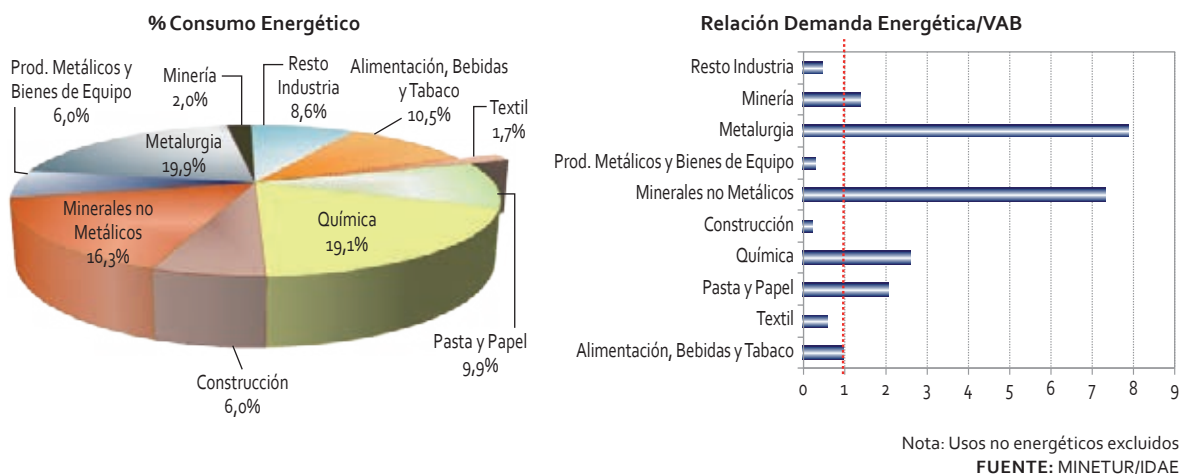
GRÁFICO 8.11 EVOLUCIÓN DE ESTRUCTURA SECTORIAL DEL PRODUCTO INTERIOR BRUTO, 2000-2013



FUENTE: INE/IDAE



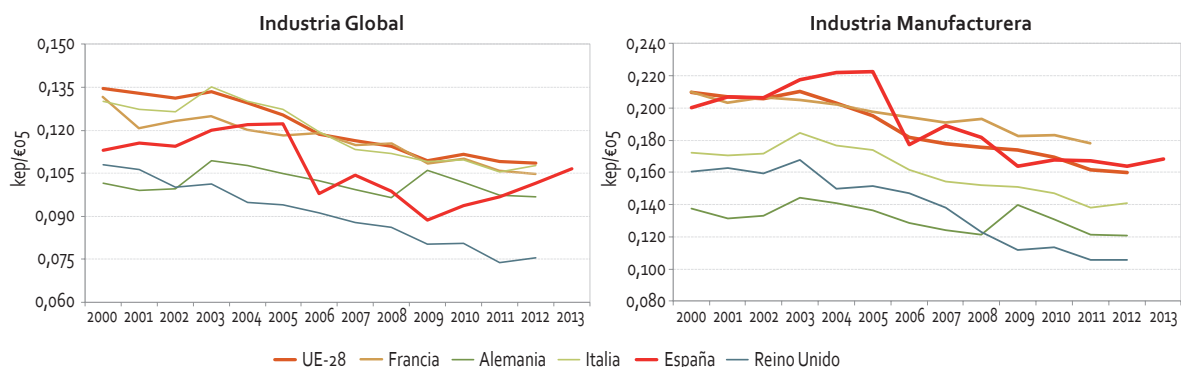
GRÁFICO 8.12 CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICO-ECONÓMICA DEL SECTOR INDUSTRIA SEGÚN RAMAS EN 2013



En línea con lo anterior, se puede contrastar la situación nacional con otros países de nuestro entorno geográfico como Alemania o Reino Unido, cuyas industrias, dotadas de una composición estructural diferente, presentan intensidades menores, lo que contribuye a mejorar su competitividad. El comportamiento de las ramas arriba señaladas repercute de manera directa en la evolución de la intensidad del conjunto de la industria global española y de la industria manufacturera, Gráfico 8.13.

La industria manufacturera presenta el 92,0% de la demanda energética de la industria y el 62,2% de su valor añadido, lo que evidencia su carácter intensivo, estrechamente relacionado con su composición sectorial. La industria manufacturera española presenta una intensidad superior al de la media de la UE-28, Gráfico 8.13. Considerando la industria en su conjunto, la situación de la intensidad española difiere, resultando más favorable la comparativa a nivel europeo. Esto se explica en gran medida por la industria de la

GRÁFICO 8.13 INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR INDUSTRIA ESPAÑA Y UE, 2000-2013



FUENTE: EnR/IDAE

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

construcción, poco intensiva, cuya demanda sobre el total es apenas un 6%, aportando el 24,0% del VAB de la industria. No obstante lo último, la interrelación existente entre las industrias de la construcción y de los minerales no metálicos induce la actividad de este último sector así como su demanda energética, y con ello, la intensidad de la industria manufacturera.

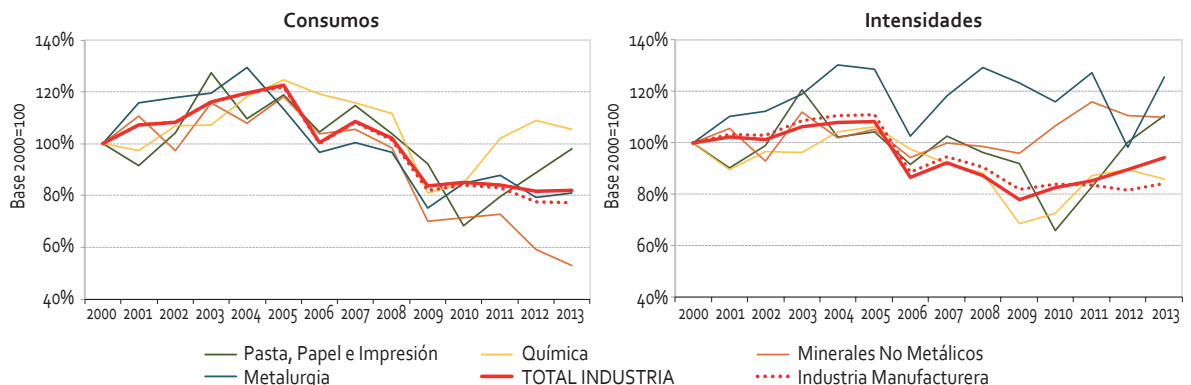
La demanda energética de la industria en 2013 ha experimentado un ligero incremento del 0,2%, si bien manteniendo una tendencia estable. Este hecho responde, principalmente, al aumento del observado en la demanda del gas (+7%), que representa el 43,5% de toda la demanda energética de la industria, concentrada especialmente en las industrias de los minerales no metálicos, química y metalurgia. Con ello, prácticamente se ha compensado el retroceso en la demanda de los productos petrolíferos (-23,1%) y de la electricidad (-3,4%), que en conjunto representan el 42% de la demanda. Como balance neto de la evolución en 2013, atendiendo a las ramas de la industria,

se concluye que las industrias de la alimentación, pasta y papel y metalurgia han tenido un peso relevante en los resultados finales, tanto a nivel del consumo como de la intensidad energética de la industria, Gráfico 8.14, al experimentar en ese año un crecimiento en sus demandas superior al asociado a su aportación al VAB de la industria.

Tomando la actividad de la industria en su conjunto, la riqueza generada durante el 2013, expresada en términos de Valor Añadido Bruto, ha registrado una reducción del 4,7% y una disminución del 1,7% del índice de Producción Industrial (IPI) en ese año. En consecuencia, la diferencia en los ritmos de evolución del VAB y de la demanda energética, ha supuesto un aumento del 5,2% en la intensidad energética de este sector en 2013.

Esta tendencia en la evolución de la actividad económica y de la demanda energética, parece guardar relación con la coyuntura actual de la crisis, en la que la demanda energética no se corresponde totalmente con la disminución de la actividad pro-

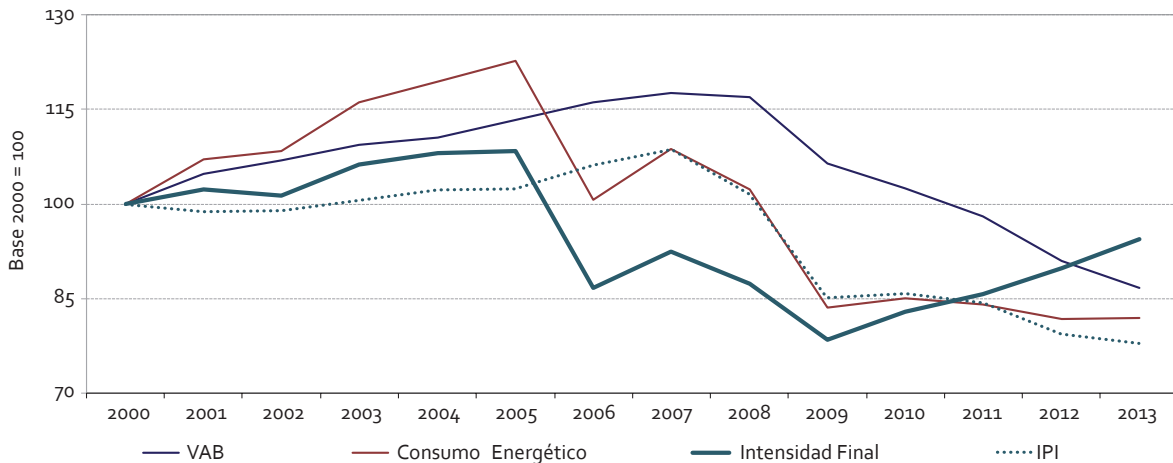
GRÁFICO 8.14 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO E INTENSIDAD DE LAS RAMAS INDUSTRIALES MÁS INTENSIVAS, 2000-2013



Nota: Usos no energéticos excluidos
FUENTE: INE/MINETUR/IDAE



GRÁFICO 8.15 PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR INDUSTRIA, 2000-2013



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE

ductiva por diferentes razones tales como el hecho de que el equipamiento empleado en las instalaciones industriales (calderas, hornos, motores, etc.) al funcionar por debajo de su plena capacidad, su rendimiento es menor, mientras que al mismo tiempo se mantienen otras demandas energéticas independientes del nivel de actividad (iluminación, calefacción y acondicionamiento de las instalaciones, etc.). Esto implica que, al bajar la actividad, básicamente decrece la parte de la demanda energética vinculada a la producción de la instalación, mientras que la parte ajena a la actividad permanece constante, por tanto, el consumo unitario en periodos de recesión tiende a aumentar. Este comportamiento se observa igualmente en otros países europeos en coyunturas parecidas.

Esto último se puede observar a partir del análisis de las tendencias comparativas de los consumos unitarios, referidos a los consumos energéticos por unidad de producto generado en una selección de las ramas más intensivas energéticamente, Gráfico 8.16. Se puede apreciar el impacto de

la crisis en la inflexión observada en la tendencia a la baja iniciada años atrás como resultado de ciertas mejoras implementadas en los procesos productivos de las ramas señaladas.

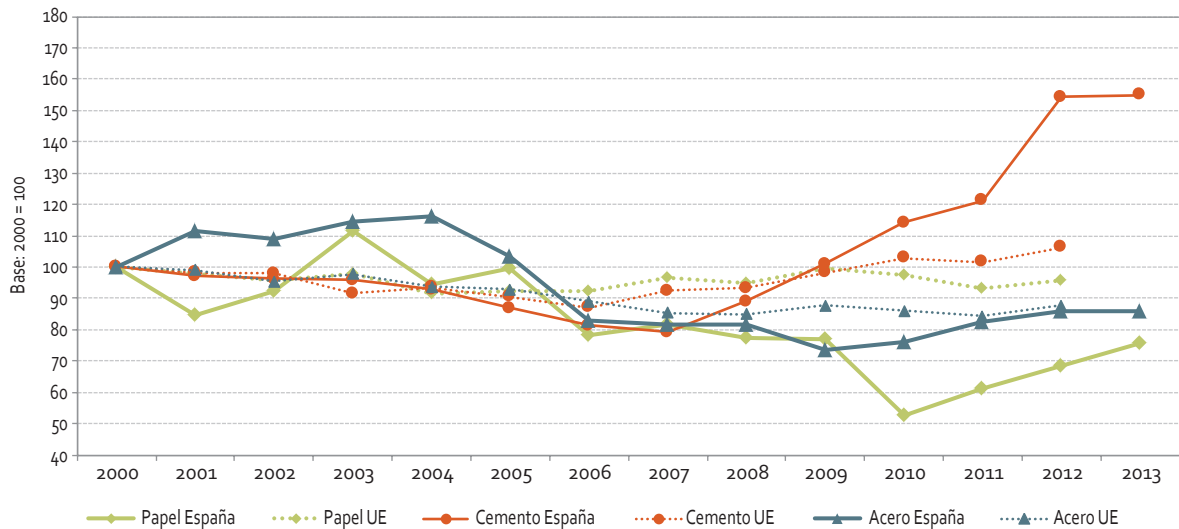
En los últimos años en el marco de los distintos Planes de Acción de Ahorro y Eficiencia, se han ido incorporado distintas medidas dirigidas a la mejora tanto de la gestión energética, como de los procesos y equipamientos propios de este sector. Dado el potencial de ahorro energético de estas medidas, se espera que a medio-largo plazo contribuyan a reducir la intensidad energética de la industria.

Sector transporte

El sector transporte se mantiene como el principal sector consumidor en España con el 39,4% del consumo de energía final en 2013. No obstante, desde el inicio de la crisis en 2008, viene registrando una reducción continua en su demanda a una



GRÁFICO 8.16 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO UNITARIO DE LAS INDUSTRIAS DE LA SIDERURGIA, CEMENTO Y PAPEL EN ESPAÑA Y UE, 2000-2013



FUENTE: IDAE/OVICEMEN/UNESID/ASPAPPEL/EnR

tasa anual del 4,6%. En 2013, su demanda global ha disminuido un 4,2%, lo que representa cierta mejora respecto al año previo en que la demanda se redujo un 7,4%. Las causas del menor consumo responden principalmente a la contracción observada en 2013 en la demanda de biocarburantes (-57,1%), lo que equivale al 87,1% de la caída de la demanda energética total del sector transporte, todo ello a pesar de que estos productos apenas representan el 3% de la demanda del sector. Esta circunstancia ha obedecido a la disminución de los objetivos obligatorios de consumo de biocarburantes en 2013, según lo dispuesto por la Ley 11/2013 de 26 de junio.

Igualmente, aunque con menor cuantía, han disminuido las necesidades energéticas asociadas a otros productos como los petrolíferos (-0,5%), gas natural (-3,1%) y energía eléctrica (-3,4%). La menor movilidad asociada al tráfico de pasajeros y mercancías, especialmente, Gráfico 8.17, sigue

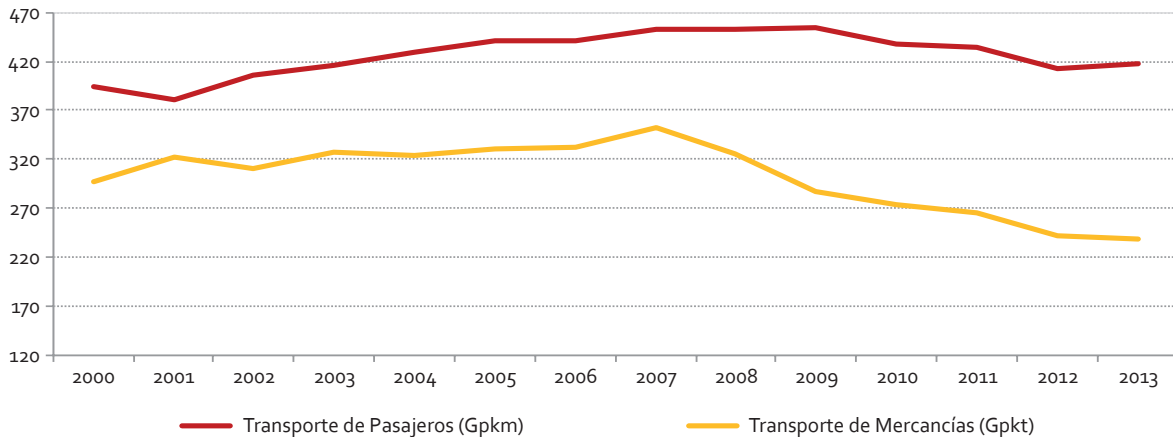
estando detrás de la menor demanda energética registrada, sobre todo en relación a los productos petrolíferos consumidos mayoritariamente en el transporte de mercancías y, también, en el transporte de pasajeros en vehículos privados.

Los productos petrolíferos, con el 95,6% de la cobertura de la demanda, son el combustible predominante de este sector, mientras que la participación de los restantes productos «alternativos» se encuentran por debajo del umbral del 3%.

Atendiendo a los modos de transporte, lo anterior se ha traducido en una merma en la demanda en ferrocarril (-38,3%), marítimo (-41,3%) y aéreo (-5,2%), que conjuntamente apenas alcanzan el 20% del consumo de este sector. Por su parte, el transporte por carretera, sigue siendo el modo de transporte dominante, con el 79,3% de la demanda total. Por ello, en términos relativos el menor



GRÁFICO 8.17 EVOLUCIÓN DEL TRANSPORTE DE MERCANCÍAS Y DE PASAJEROS EN ESPAÑA, 2000-2013



FUENTE: MFOM/IDAE

consumo en 2013 de los productos energéticos requeridos por este modo de transporte ha tenido menor impacto sobre el mismo, con una disminución del 0,1%.

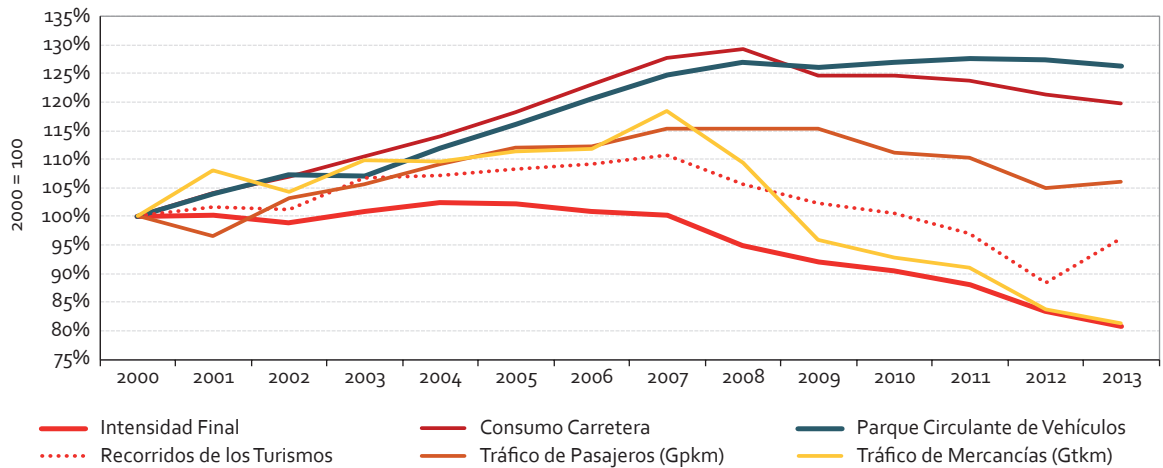
A medio-largo plazo, es esperable que la demanda de propulsores alternativos experimente un impulso al abrigo de las directrices comunitarias existentes sobre descarbonización del transporte en el marco del Libro Blanco sobre Transporte 2010-2030. En línea con esto, la Comisión Europea ha desarrollado durante los últimos tres años el llamado paquete «*Clean Power for Transport (CPT)*», una estrategia constituida por una Comunicación y una Directiva para la creación de una infraestructura que facilite el desarrollo de propulsores alternativos en el mercado europeo. En línea con ello, el Parlamento Europeo y el Consejo han aprobado la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. España, para cumplir con esta Directiva, deberá desa-

rollar una legislación «*ad-hoc*». En este contexto, está previsto el lanzamiento de una estrategia nacional de impulso del vehículo con propulsores alternativos.

Con respecto a las causas determinantes de la mayor representatividad de la demanda energética del sector transporte, cabe destacar varios factores explicativos, tales como la antigüedad del parque automovilístico, y la elevada movilidad asociada al uso del vehículo privado y al transporte de mercancías y pasajeros por carretera, Gráfico 8.18. Otro factor decisivo es la distancia entre la posición geográfica de nuestro país y el 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. A esto se añade unos precios de carburantes que se sitúan por debajo de los de nuestros vecinos inmediatos, Portugal y Francia, lo que favorece las cargas completas en España de los depósitos de combustible de los camiones de transporte



GRÁFICO 8.18 PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR TRANSPORTE, 2000-2013



FUENTE: DGT/MFOM/MINETUR/IDAE

de largo recorrido. Las distancias recorridas y, en consecuencia, los tráficoy consumos energéticos asociados responden a las causas señaladas. Otro factor que repercute en la demanda energética del sector transporte es el efecto conocido comúnmente 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 ha realizado un estudio sobre el consumo del parque privado de turismos que, entre otros aspectos, ha permitido valorar el alcance de este efecto en España, que en el caso de la gasolina, podría ascender a más del 6% del consumo.

Todos estos factores conducen a una mayor intensidad energética del transporte en España, del orden de un 16% superior a la media del conjunto

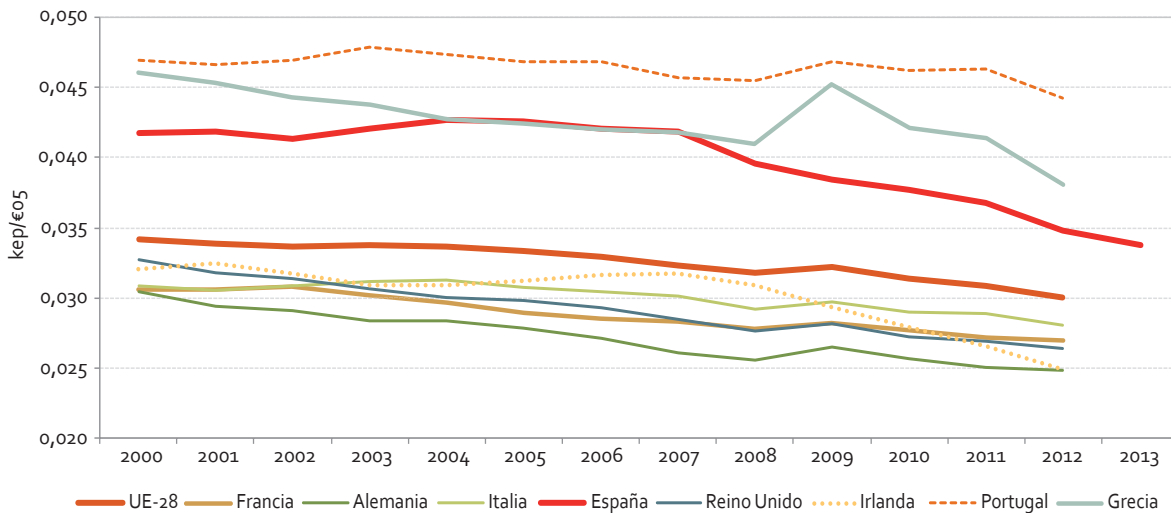
de la UE-28, Gráfico 8.19. A pesar de ello, la tendencia observada a partir del 2004 es a la baja, registrándose en 2013 un nuevo descenso del 3,0%, lo que ha llevado a un mayor acercamiento de los indicadores nacional y europeo.

Esta evolución puede explicarse, entre otros factores, por mejoras de eficiencia ligadas a actuaciones implementadas en el marco de los Planes de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética, que se han visto reforzadas por efectos estructurales que han contribuido a una menor actividad en diversos sectores de la economía, y consecuentemente, a una disminución de la movilidad asociada al transporte de mercancías y pasajeros, Gráfico 8.17.

En la actualidad se encuentran en marcha distintas medidas e iniciativas dirigidas a este sector, con las que se espera favorezcan también a la mejora de su intensidad energética. Destacan las actuaciones orientadas al transporte en carretera, especialmente al vehículo privado, debido a su relevancia en el consumo energético, así como en



GRÁFICO 8.19 INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y UE, 2000-2013



FUENTE: EnR/IDAE

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.

La valoración a finales del 2014 de los Programas PIVE implementados desde sus inicios hasta la actualidad es muy positiva, habiendo posibilitado la renovación de 715.000 vehículos. Esto se traduce en un ahorro energético acumulado estimado en 248 millones de litros de combustible al año, así como en unas emisiones evitadas de 509.000 toneladas de CO₂/año.

Con respecto al Programa MOVELE de impulso al vehículo eléctrico, una nueva iniciativa — Programa MOVELE 2014— se ha puesto en marcha en 2014, con la que se espera continuar la línea de trabajo emprendida en los Programas MOVELE anteriores, mediante los cuales se posibilitó la adquisición de 8.500 vehículos eléctricos.

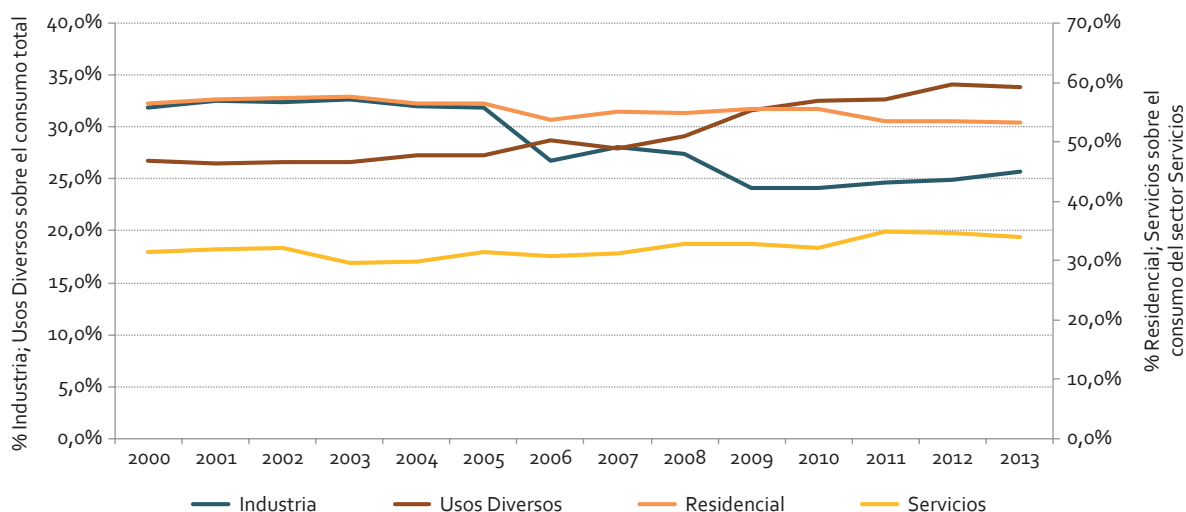
Usos Diversos: sectores residencial, terciario y agricultura y pesca

Los sectores identificados dentro de «Usos Diversos» van adquiriendo cada vez más peso en relación con su participación en la demanda energética global, Gráfico 8.20, en contraposición al retroceso observado en el sector industria. A ello contribuyen las demandas de los sectores servicios y residencial, conjuntamente responsables del 87,1% del consumo total de este sector, así como del 30,4% del consumo de energía final total.

De acuerdo con la información disponible en 2013, el consumo del conjunto de sectores agrupados bajo este epígrafe experimentó una caída del 2,8%. Esto se explica principalmente por la contracción de las demandas asociadas a la electricidad (-3,4%) y al gas natural (-7,2%), que representan respectivamente el 48,1 y 20,0% de la demanda del sector. Por su parte, la demanda



GRÁFICO 8.20 REPRESENTATIVIDAD DEL SECTOR USOS DIVERSOS EN LA DEMANDA ENERGÉTICA, 2000-2013



FUENTE: IDAE

de carbón continua disminuyendo y apenas representa el 1% de la demanda del sector. En sentido contrario, se ha incrementado la demanda asociada a los productos petrolíferos (1,8%) y a las energías renovables (1,1%), aunque sin llegar a compensar la disminución de la demanda global.

Sector residencial

La demanda del sector residencial en 2013 ha disminuido un 3,3%, alcanzando los 15.015 ktep. Detrás de esta evolución se encuentra la contracción de electricidad (-3,4%), y del gas natural (-9,0%), que cubren el 62,8% de la demanda de los hogares españoles, cuyo poder adquisitivo parece evolucionar en paralelo a la demanda energética, según se observa a continuación, Gráfico 8.21.

La intensidad energética de este sector ha disminuido un 4,2% en 2013, Gráfico 8.22. En la evolución reciente, se superponen los efectos de una

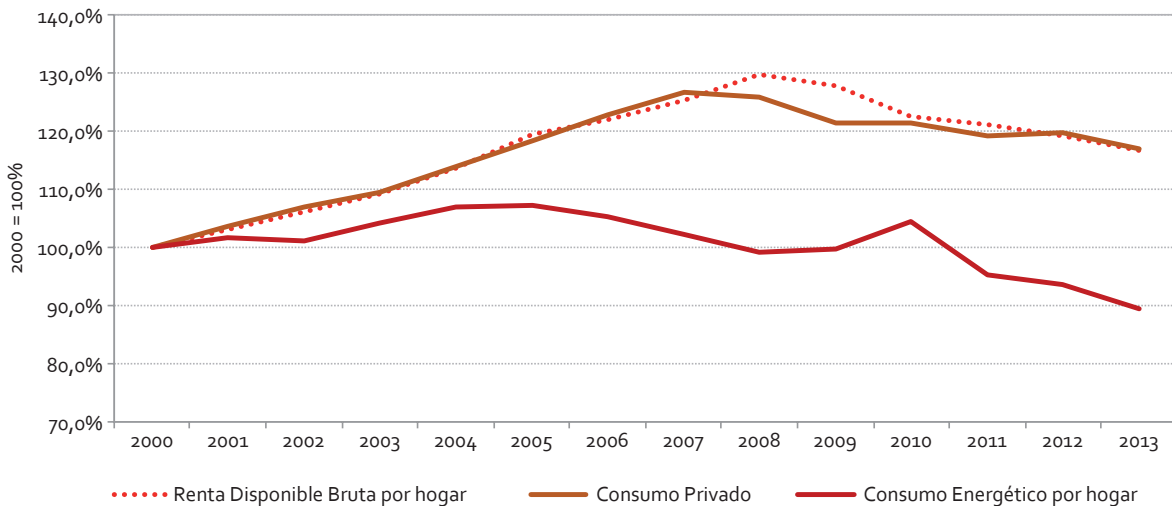
cierta contención de la demanda asociada a los hogares y los ligados a mejoras tecnológicas en el equipamiento electrodoméstico e instalaciones térmicas de las viviendas. A ello se suma el impacto favorable de avances legislativos introducidos en el ámbito de la edificación, lo que conlleva unos requerimientos más exigentes en eficiencia energética, así como al efecto dinamizador de diversas medidas y programas de ayudas dirigidas a mejorar en este ámbito el sector de la edificación.

Diferenciando la intensidad según las demandas eléctrica y térmica de los hogares, se viene observando una caída más pronunciada de la intensidad asociada a la demanda eléctrica frente a la ligada a la demanda térmica, registrando disminuciones respectivas del 4,3% y del 4,1% en 2013.

Ello se explica principalmente por la persistencia de pautas de consumo más moderadas en los hogares españoles. Prueba de ello es la evolución de la intensidad térmica, contraria a la esperada en



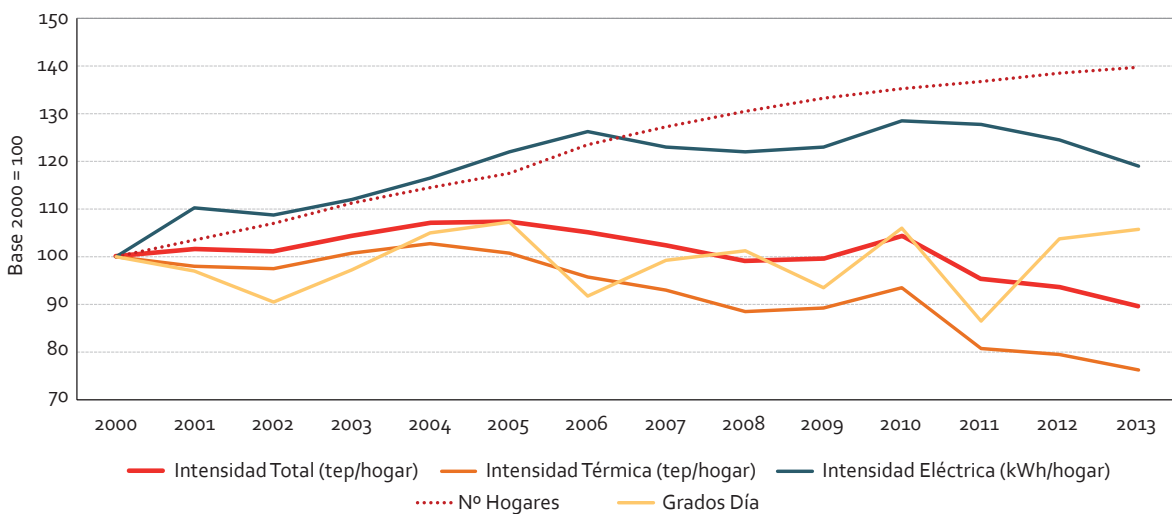
GRÁFICO 8.21 EVOLUCIÓN DE LA RENTA DISPONIBLE DE LOS HOGARES EN ESPAÑA 2000-2013



Nota: renta disponible bruta de los hogares estimada en 2010-2013 a partir de la renta nacional disponible bruta.

FUENTE: INE/IDAE

GRÁFICO 8.22 PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2000-2013



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE

una situación como la del 2013 en la que se han producido temperaturas más frías, lo que habría justificado una mayor demanda de calefacción, cubierta principalmente con gas natural. Dado que este uso energético absorbe más del 40% del consumo del sector residencial, la consecuencia

lógica habría sido un incremento de la intensidad térmica. Sin embargo, la demanda de gas natural ha disminuido como ya antes se ha comentado.

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, registrando un descenso casi continuado. Asimismo, se observa una diferencia en el ritmo de evolución de ambos indicadores, apreciándose una mayor atenuación en el caso de la intensidad eléctrica, lo que parece guardar relación con una saturación en el equipamiento electrodoméstico. El análisis comparativo de la intensidad energética del sector residencial a nivel de los países de la UE-28, Gráfico 8.23, permite observar una diferencia del orden del 37%, entre el indicador nacional y el homólogo europeo.

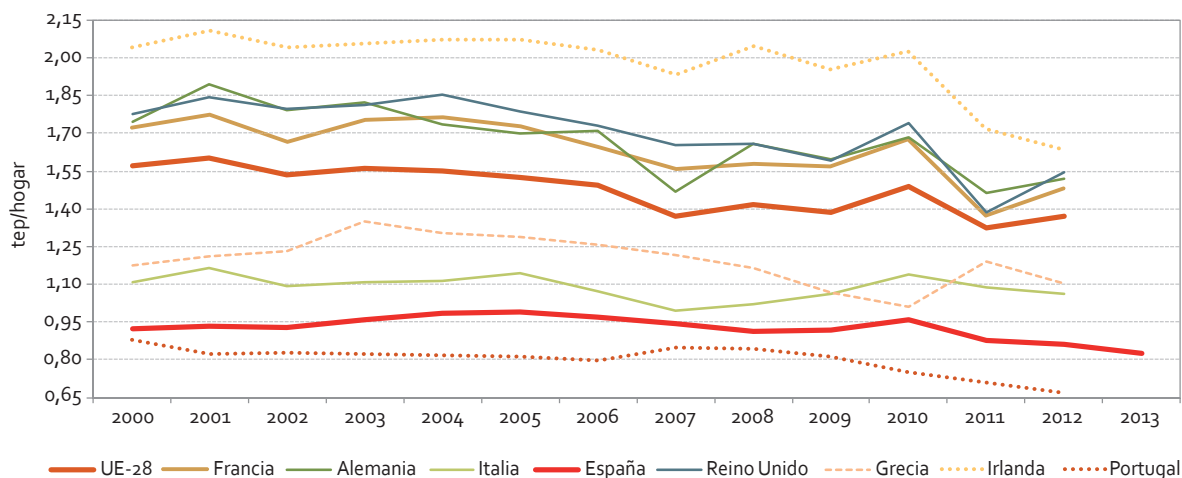
Del mismo modo, la evolución de este indicador en países como Italia, Grecia y Portugal parece confirmar la influencia de la climatología. La climatología más favorable de los países del sur de Europa explica un menor uso de calefacción, cuya

demanda varía desde el 43% en España hasta el 67% en el conjunto de la UE-28, Gráfico 8.24.

Cabe esperar un impacto favorable asociado a la aplicación 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, así como a la adopción de medidas 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. Prueba de ello es la evolución del registro de certificados de eficiencia desde la entrada en vigor de dicho real decreto hasta finales de 2014, sumando más de un millón certificados, la mayoría correspondientes a edificios existentes frente a edificios de nueva construcción.

Asimismo, la puesta en marcha de iniciativas como el Programa de Ayudas para la Rehabilitación Energética Viviendas (PAREER), aprobado a finales de 2013 y gestionado por el IDAE, la Ley

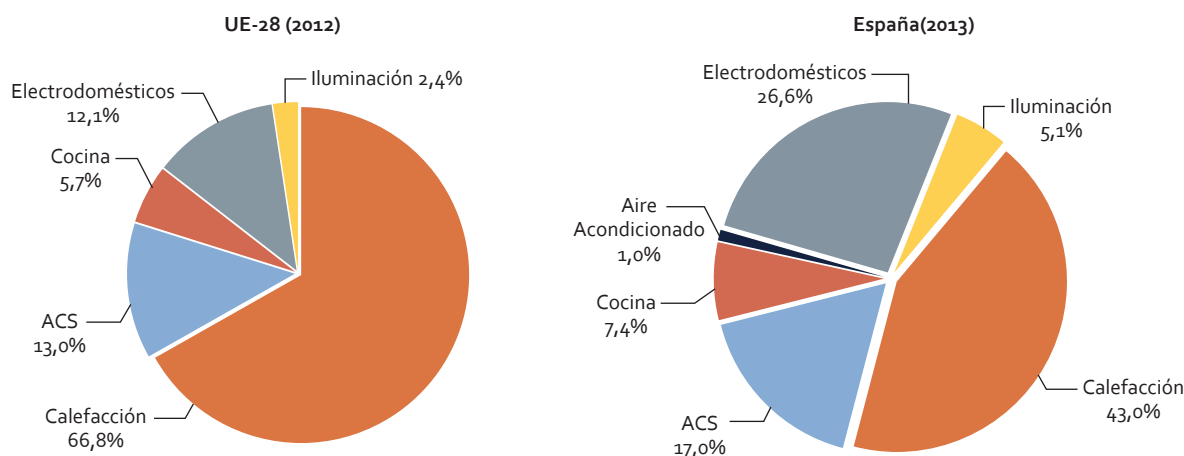
GRÁFICO 8.23 INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR RESIDENCIAL ESPAÑA Y UE, 2000-2013



FUENTE: EnR/IDAE



GRÁFICO 8.24 ESTRUCTURA DE CONSUMO ENERGÉTICO POR USOS DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: IDAE- Estimaciones IDAE basadas en el estudio SPAHOUSESEC 2010; EnR

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, entre otros, puede tener un efecto dinamizador de la mejora de la eficiencia en el ámbito de los edificios del sector residencial.

Con respecto al Programa PAREER, dotado de un presupuesto de 125 M€, se espera alcanzar un ahorro en energía primaria de 7,7 ktep/año. A finales de 2014 este programa ha contado con más de 400 solicitudes de ayudas, valorándose positivamente cerca de un tercio de las mismas, las cuales se han concentrado en medidas orientadas a la mejora de la eficiencia energética de la envolvente térmica en comunidades de propietarios. En menor cuantía, el programa igualmente ha facilitado el desarrollo de actuaciones de mejora de la eficiencia en instalaciones térmicas y de iluminación, así como de sustitución de la energía convencional por biomasa.

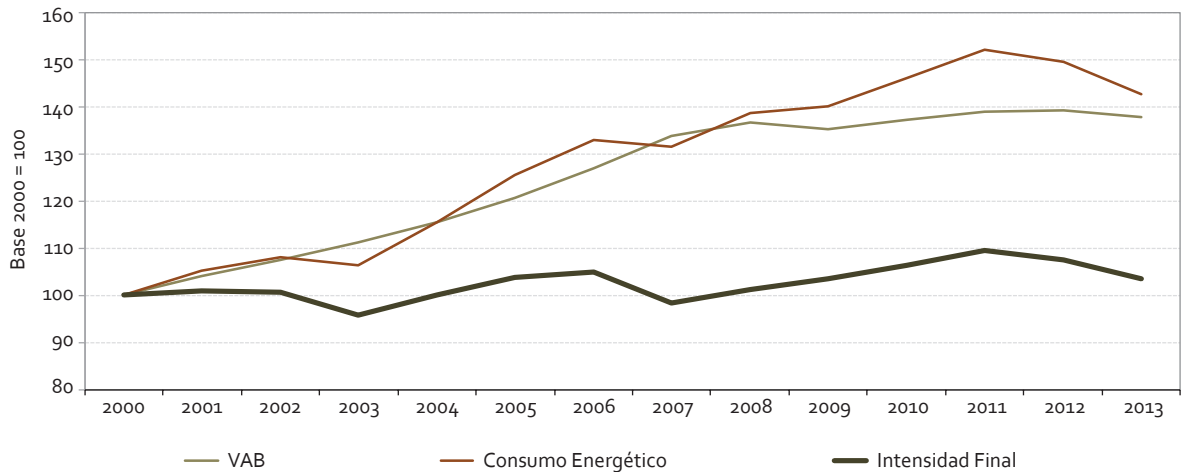
Sector servicios

El sector servicios en 2013 ha consumido 9.564 ktep, un 4,8% menos que el año anterior. Por su parte, el Valor Añadido Bruto del conjunto del sector servicios se ha mantenido prácticamente estable, con una ligera disminución del 1,0%. A esto último ha contribuido especialmente la evolución de los sectores del comercio (-1,3%) y de las oficinas (-0,8%), los cuales aportan el 74,9% de la productividad. En suma, la caída del consumo, a un ritmo superior al del VAB, explica la mejora del indicador de intensidad energética en un 3,8% en 2013, Gráfico 8.25.

Un análisis comparativo de la evolución de este indicador a nivel de la UE-28, permite observar el posicionamiento del indicador por debajo del correspondiente a la media europea, Gráfico 8.26, si bien, en los últimos años se viene acortando la distancia entre ambos. Esto responde a un progresivo crecimiento de la intensidad de este

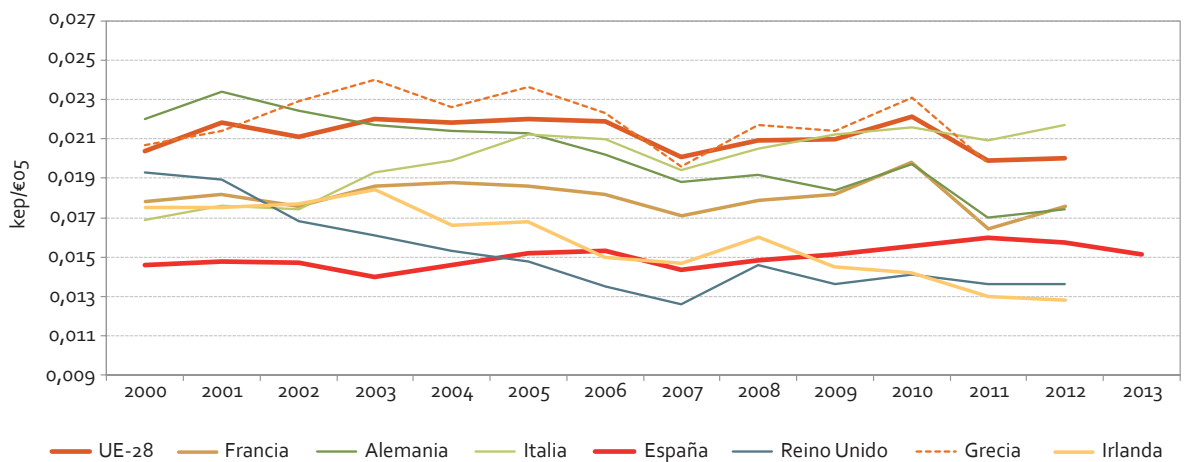


GRÁFICO 8.25 PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR SERVICIOS, 2000-2013



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE

GRÁFICO 8.26 INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE, 2000-2013



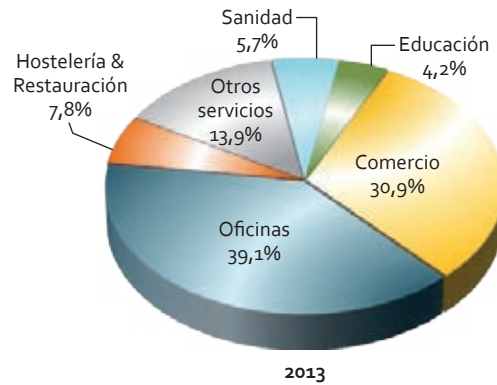
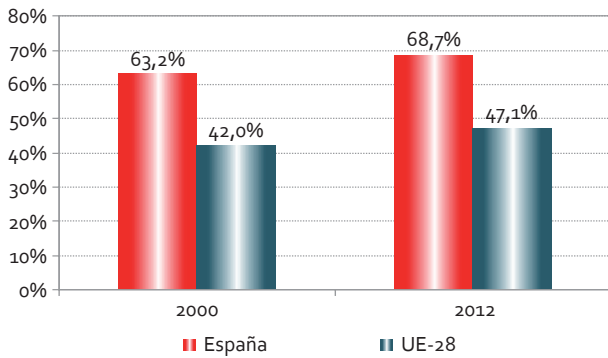
FUENTE: EnR/IDAE

sector en España, Gráfico 8.9. Esta evolución se debe en buena medida a la estructura de la demanda, con una elevada representatividad de la electricidad en la cobertura de las necesidades de este sector, alcanzando en 2013 el 69,7% de la demanda total, esto es unos veinte puntos porcentuales por encima de la media europea, Gráfico 8.27.

Atendiendo a la composición sectorial del sector, destacan los sectores de las oficinas y comercio, con más de dos tercios de la demanda eléctrica y total del sector servicios, así como una contribución conjunta del 74,9% al VAB del sector servicios. Esta contribución influye de manera relevante en la evolución tanto de la intensidad global como eléctrica en este sector.



GRÁFICO 8.27 REPRESENTATIVIDAD Y ESTRUCTURA DEL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE

En España, la razón del elevado consumo eléctrico se encuentra ligada a la tipología de usos energéticos, así como a la composición sectorial del sector servicios. En concreto, las necesidades energéticas ligadas a iluminación, climatización, equipamiento ofimático, tecnologías de información y comunicación (TIC), etc. de los sectores oficinas y comercio explican en gran medida la demanda eléctrica asociada a este sector. En contraste, el menor consumo eléctrico en los países del centro y norte de Europa se debe en parte a la mayor cobertura de sus demandas energéticas mediante centrales de cogeneración y district heating.

Considerando la evolución reciente de las distintas ramas del sector servicios, Gráfico 8.28, se puede concluir que el comercio y las oficinas, constituyen las ramas que influyen más decisivamente en la evolución de la intensidad global del sector, dado su mayor peso relativo. Estas dos ramas han registrado en 2013 una disminución de sus intensidades en un 7,5% y 0,9%, respectivamente, mientras que las restantes ramas han reducido sus intensidades algo más de un 12%.

Se concluye que la disminución de la intensidad del sector servicios en su conjunto (-3,8%) se encuentra, por tanto, más determinada por las dos primeras ramas mencionadas.

La intensidad eléctrica en 2013, Gráfico 8.29, ha experimentado una mejora del 2,5%, por debajo de lo registrado por la intensidad global, lo que se explica por la menor caída del consumo eléctrico (-3,4%) frente al consumo total (-4,8%) en 2013. Este indicador presenta un comportamiento diferente al del indicador global, mostrando una progresiva tendencia al alza en el periodo analizado, más acusada que la registrada en el indicador global, debido al peso creciente de la demanda eléctrica, si bien en los últimos tres años manifiesta un cierto cambio de tendencia posiblemente asociado al efecto de la subida de los precios de electricidad, que desde el 2008 se viene produciendo. En general, en contraste al indicador de la intensidad global, este último indicador presenta un posicionamiento por encima del indicador homólogo europeo, aunque en los últimos años las distancias se vienen reduciendo.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.28 EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DE LAS RAMAS MÁS REPRESENTATIVAS DEL SECTOR SERVICIOS, 2000-2013

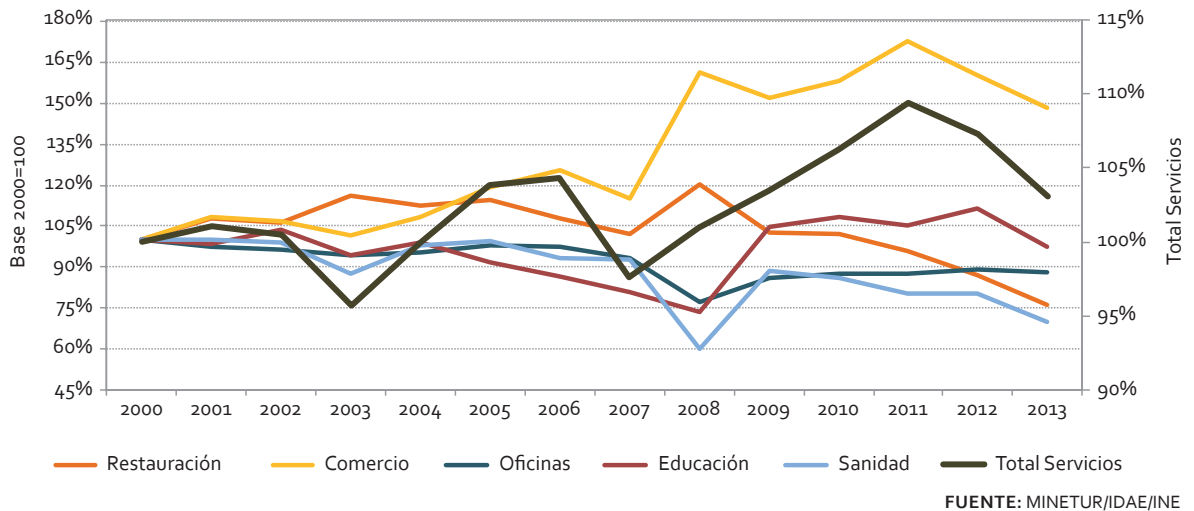
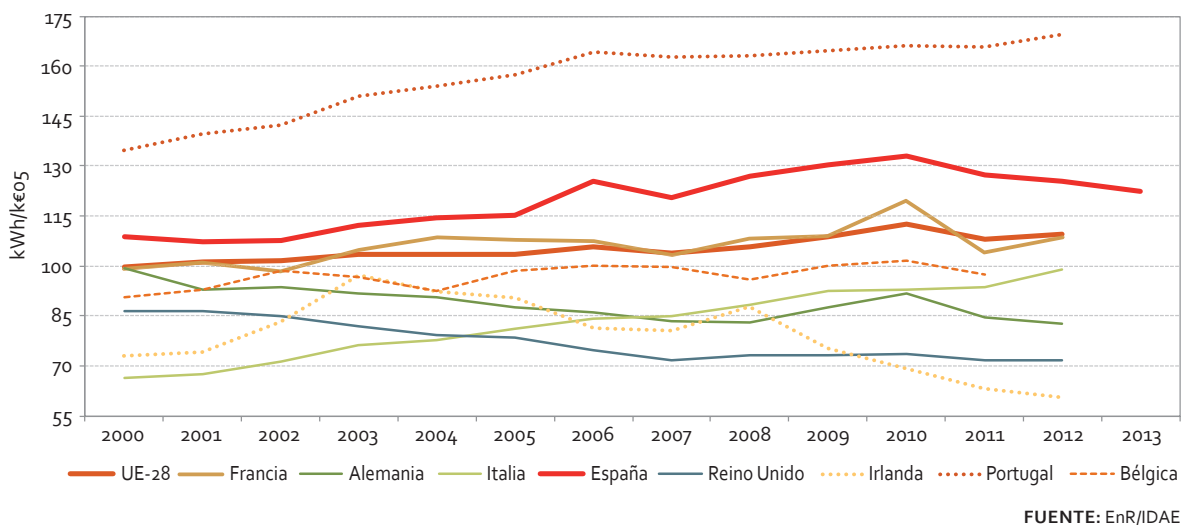


GRÁFICO 8.29 INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE, 2000-2013



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. Así, en el ámbito de los edificios del sector público son varias las iniciativas adoptadas a lo largo de los últimos años, destacando el ante-

rior Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética en los Edificios de la Administración General del Estado (PAEE-AGE), en el marco del cual se realizaron diagnósticos energéticos sobre un total de 3.793 edificios públicos a fin de identificar su potencial de ahorro energético. Según estos diagnósticos se determinó un potencial de ahorro



del 16% de la energía consumida por los edificios. En línea con lo último, en el marco del último Plan de Acción 2014-2020 y en conformidad con lo dispuesto en el artículo 5 de la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética se contemplan numerosas actuaciones dirigidas a la mejora de la eficiencia del conjunto de los edificios públicos de España. De acuerdo a dicho artículo, en 2014 se ha inventariado 1.746 edificios pertenecientes a organismos ministeriales dotados de sistemas de calefacción y/o refrigeración, con una superficie útil superior a 500 m², sumando en total una superficie auditada próxima a 11 millones de m². Sobre la base de este inventario se deberá renovar anualmente el 3% de la superficie a fin de asegurar el cumplimiento de los requisitos de rendimiento energético mínimo establecidos en el artículo 4 de la Directiva 2012/27/UE.

Asimismo, en lo que se refiere a los servicios públicos, son distintas las medidas emprendidas con el fin de mejorar su eficiencia energética. En concreto, con relación al alumbrado exterior, el IDAE ha estimado 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 oscila entre el 60% y el 80%. Ello hace que este tipo de medidas estén recibiendo un impulso creciente. Además de ello, la reciente aprobación de la Ley 15/2014, de 16 de septiembre, de racionalización del Sector Público supone un estímulo adicional a la eficiencia energética en este sector, al introducir una serie de requisitos de eficiencia energética para la adquisición de bienes, servicios y edificios por las Administraciones Públicas Centrales. 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.

Nuevo Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2014-2020.

El **Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020** tiene por objeto dar respuesta a la obligación de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética (DEE), según la cual se exige a todos los Estados miembros de la Unión Europea la presentación de **Planes nacionales de acción para la eficiencia energética**, el primero de ellos **a más tardar el 30 de abril de 2014** y, a continuación, cada tres años. Este Plan de Acción es el primero en el marco de la Directiva 2012/27/UE y el tercero (NEEAP₃) según lo dispuesto en la Directiva 2006/32/CE.

La aprobación de la DEE ha supuesto la adopción por parte de todos los Estados miembros de **dos objetivos** de ahorro y eficiencia energética: el primero, **indicativo** y fijado por parte de cada Estado miembro, conforme al artículo 3 de dicha Directiva y, el segundo, **vinculante** y calculado de acuerdo con el artículo 7 de la misma.

Con relación al objetivo indicativo, considerando la evolución del escenario macroeconómico, España ha remitido a la **Comisión Europea un nuevo objetivo de consumo de energía en 2020**, equivalente a **119,9 Mtep en términos de energía primaria**, lo que representa una **reducción del consumo de energía primaria de 42,8 Mtep**

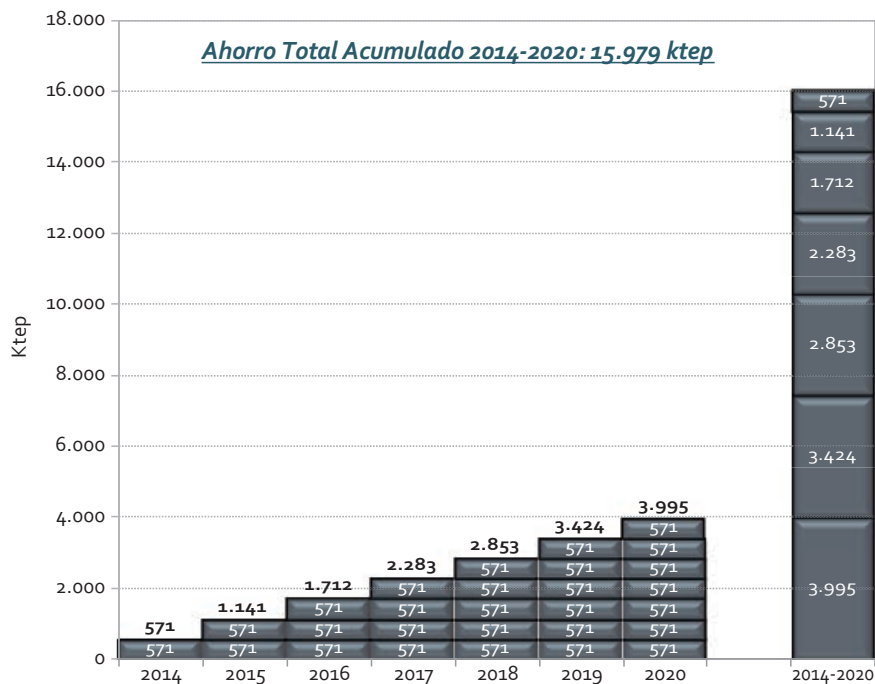


sobre el escenario tendencial. Este objetivo de consumo es coherente al establecido por la UE en el horizonte del 2020 —1.474 Mtep de energía primaria—. Las previsiones de consumo energético a 2020 podrán ser objeto de revisión para adaptarse a otros escenarios macroeconómicos que pudieran adoptarse oficialmente por España.

En relación con el segundo de los objetivos, el artículo 7 de la DEE obliga a alcanzar en cada Estado miembro un **objetivo vinculante de ahorro de energía final acumulado** para el periodo 2014-2020. Según esto, España ha fijado un objetivo de ahorro de **15.979 ktep, entre 2014 y 2020**, equivalente a un **objetivo de ahorro anual de 571 ktep** —supuesta una distribución lineal durante todo el período de compromiso—.

La consecución de dicho objetivo de ahorro requiere inversiones de naturaleza pública y privada de elevada magnitud en actuaciones, principalmente, de renovación de equipos y procesos en el sector industrial, de renovación de instalaciones de calefacción, climatización e iluminación en el sector de la edificación (residencial o de uso terciario) o de renovación de la envolvente edificatoria, así como en medidas de uso más eficiente de los medios de transporte. Con vistas al cumplimiento de este objetivo, España hará uso de todos los instrumentos y posibilidades que la Directiva pone a su disposición. Para ello, se pondrá en marcha un **sistema de obligaciones de eficiencia energética** sobre las empresas comercializadoras de energía, siendo el IDAE el organismo designado para su gestión.

GRÁFICO 8.30 DISTRIBUCIÓN TEMPORAL DEL OBJETIVO FINAL DE AHORRO ACUMULADO



FUENTE: IDAE



Además de ello, se contempla la realización de otras **medidas alternativas** de actuación permitidas por la Directiva, de naturaleza fiscal, reglamentaria, formación, campañas de comunicación, etc. Como respaldo del sistema de obligaciones y de conformidad con el artículo 20 de la DEE, el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, creó el **Fondo Nacional de Eficiencia Energética**, cuya finalidad es financiar los mecanismos de apoyo económico, financiero, asistencia técnica, formación, información, u otras medidas con el fin de aumentar la eficiencia energética en diferentes sectores para alcanzar el objetivo de ahorro energético nacional.

La distribución sectorial del objetivo de ahorro anual de energía final (571 ktep/año), es la siguiente.

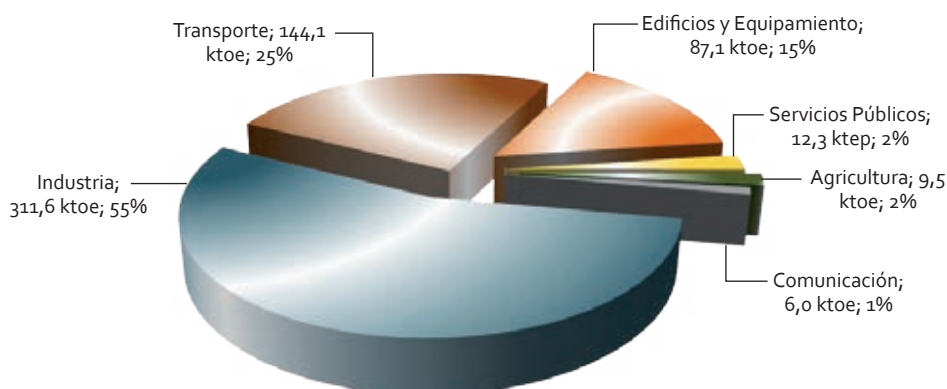
El 54,6% del objetivo de ahorro se debe conseguir mediante la realización de medidas de ahorro y eficiencia energética dirigidas al **sector Industria**. La medida más importante es la adopción de

las mejores tecnologías disponibles en equipos y procesos y en menor medida la implantación de sistemas de gestión energética.

El 25,3% del objetivo de ahorro se alcanza mediante medidas en el **sector Transporte**, principalmente, las medidas de cambio modal, como actuaciones de movilidad urbana sostenible y planes de transporte al centro de trabajo, seguidas de las de un uso más eficiente de los medios de transporte. Las medidas de mejora de la eficiencia energética de los vehículos, por sus especiales características se llevarán a cabo mediante programas específicos.

El 15,3% del objetivo se conseguirá mediante medidas en el **sector Edificación y Equipamiento**. Estos ahorros provendrían de la rehabilitación energética de la envolvente térmica de los edificios existentes, de la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria, iluminación, ascensores y otros sistemas de transporte y las instalaciones eléctricas. También de la

GRÁFICO 8.31 DISTRIBUCIÓN DEL OBJETIVO DE AHORRO DE ENERGÍA FINAL (571 KTEP/AÑO)



FUENTE: IDAE

rehabilitación de edificios existentes con alta calificación energética. Se incluyen también medidas para mejorar la eficiencia de las instalaciones de frío comercial e industrial y de los centros de proceso de datos. Por último la implantación de sistemas inteligentes y la renovación del parque de electrodomésticos. En este reparto solo están computados los ahorros en el sector edificación y equipamiento, promovidos por el sistema de obligaciones de eficiencia energética.

El 2,2% del objetivo se alcanzará mediante medidas en el **sector Servicios Públicos**. Las medidas más relevantes son las ligadas a la renovación del alumbrado exterior y en menor medida las vinculadas a la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de potabilización, abastecimiento, depuración de aguas residuales y desalación.

El 1,7% del objetivo se alcanzará mediante medidas en el **sector Agricultura y Pesca**, sobre todo por la mejora de la eficiencia energética en explotaciones agrarias y en el uso de la maquinaria agrícola.

De manera adicional, en el marco de este Plan de Acción en el ámbito de la **edificación** destaca la «Estrategia Española para la Rehabilitación Energética en el Sector de la Edificación», elaborada por el Ministerio de Fomento en cumplimiento del artículo 4 de la DEE. Se trata de una Estrategia, diseñada a largo plazo, que será actualizada cada tres años, y cuyo objetivo es movilizar inversiones en la renovación de edificios residenciales y comerciales, de cara a mejorar el rendimiento energético del parque inmobiliario. Esta Estrategia profundiza en las reformas ya iniciadas en los años 2012 y 2013, que cristalizaron en la aproba-

ción y entrada en vigor de la Ley 8/2013, de 26 de junio de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas, y del Real Decreto 233/2013, de 5 de abril, que aprobó el Plan Estatal de fomento del alquiler de viviendas, la rehabilitación edificatoria, y la regeneración y renovación urbanas, para el período 2013-2016.

La Estrategia describe sus principales objetivos, define los diferentes escenarios estratégicos y relaciona las medidas que serían necesarias para su implementación, entre ellas: medidas de carácter normativo; de carácter administrativo; financieras; de información y comunicación; y por último, medidas para que las empresas desarrollen estrategias de negocio del sector hacia la rehabilitación y la eficiencia energética.

Por otra parte, igualmente en el sector de la edificación, en conformidad con el artículo 4 de la DEE se introduce un objetivo de renovación energética del 3% de la superficie de los edificios de la Administración General del Estado (AGE). Para ello se ha realizado un inventario de edificios pertenecientes a la AGE, equivalente a 1.763 edificios de superficie superior a 11,2 millones de m², además del desarrollo de una Plataforma Informática de Gestión Energética y Patrimonial (PIGEP).

8.2 COGENERACIÓN

De acuerdo a los datos publicados en junio de 2015 por la *Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC)* sobre las ventas de energía del Régimen Especial, las instalaciones de cogeneración en operación a finales del año



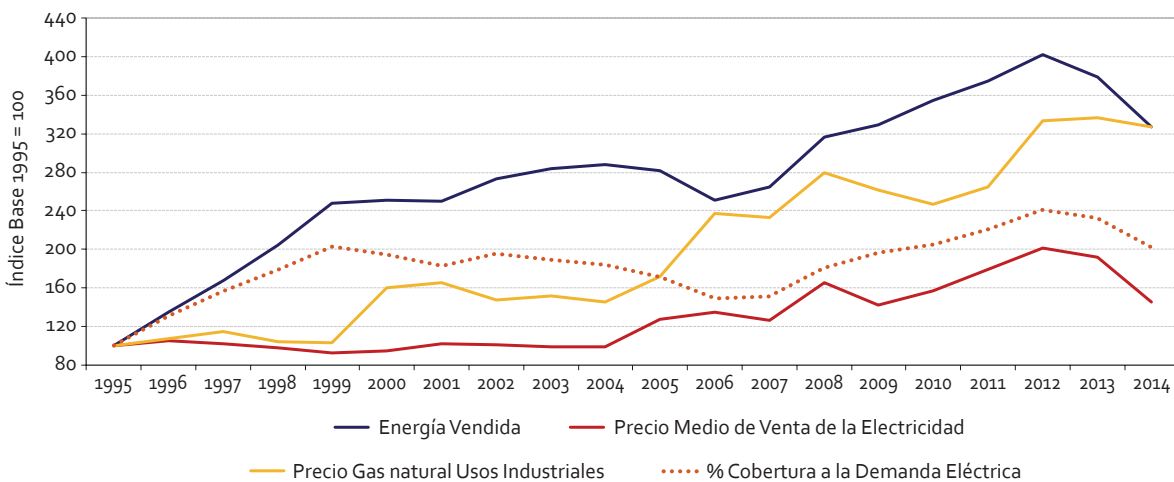
2014, han alcanzado una potencia total de 6.089 MW². Esta cifra supone un incremento de 16 MW respecto a la potencia existente a finales de 2013. Según la misma fuente, la producción eléctrica vertida a red en 2014 ha sido de 21.876 GWh, lo que supone una disminución de 13,9% con respecto a la producción del año anterior.

A esta evolución ha contribuido la caída del 24,02% registrada en los precios de venta de la electricidad vertida a red en contrapartida a la menor caída del 2,9% asociada a los precios del gas natural para usos industriales, según se puede apreciar, Gráfico 8.32, a partir de la correlación observada entre los precios energéticos y la producción eléctrica correspondiente a las instalaciones de cogeneración. Como consecuencia de lo anterior, la cobertura a la demanda eléctrica nacional bruta ha experimentado un descenso de 1,3 puntos porcentuales, alcanzando el 8,5% en 2014.

Revisando en un análisis más detallado la situación de la cogeneración a finales de 2013, año en el que la potencia total registrada es de 6.486,7 MW correspondiente a todo tipo de instalaciones de cogeneración, puede hacerse una valoración de altas y bajas por tipo de tecnologías y sectores. En ese año, el saldo neto ha sido negativo en términos de potencia instalada y de número de instalaciones, con 134,0 MW y 17 instalaciones, respectivamente.

La industria es el sector que recoge el mayor número de bajas debido a la menor actividad de este sector. En el Gráfico 8.33, donde se puede apreciar la evolución de los parámetros de actividad de las instalaciones de cogeneración del sector industrial, así como de la actividad económica del conjunto de la industria manufacturera, donde se ubica la práctica totalidad de las instalaciones de cogeneración asociadas a la actividad industrial.

GRÁFICO 8.32 ENERGÍA VERTIDA A RED Y COBERTURA A LA DEMANDA ELÉCTRICA VERSUS PRECIOS DEL GAS Y ELECTRICIDAD VENDIDA, 1995- 2014

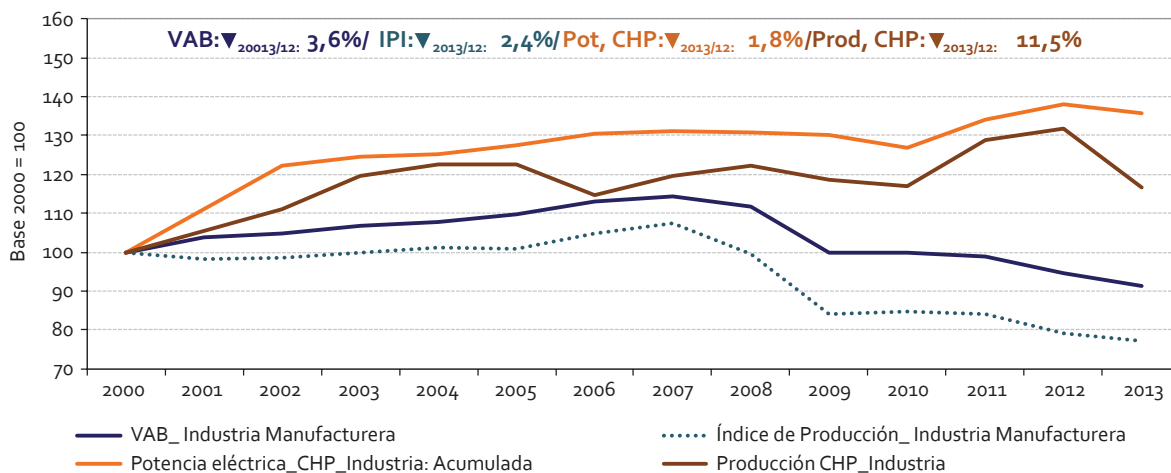


FUENTE: CNMC/AIE/IDAE

² No se incluye las instalaciones de cogeneración con biomasa.



GRÁFICO 8.33 EVOLUCIÓN DE LA ACTIVIDAD COGENERADORA VERSUS ACTIVIDAD INDUSTRIAL, 2000- 2013



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE

La mayor intensidad en la reducción de la producción eléctrica asociada a la cogeneración industrial en comparación con la del valor añadido de la industria es coherente con la caída de los precios de venta de la electricidad y a la nueva fiscalidad energética aplicada a este tipo de instalaciones.

En lo que respecta al sector servicios, durante el año 2013, igualmente se ha registrado una contracción en cuanto a potencia instalada y número de instalaciones, si bien más moderada que en el sector industrial, y con menor impacto en términos de bajas de instalaciones.

En lo referente al sector industrial, el saldo final del año se descompone en una disminución de potencia de 140,48 MW correspondiente a 14 bajas de instalaciones junto a una potencia adicional de 34,8 MW vinculada a una nueva instalación. En cuanto al sector servicios, la situación en 2013 se resume en 4 instalaciones operativas menos, lo

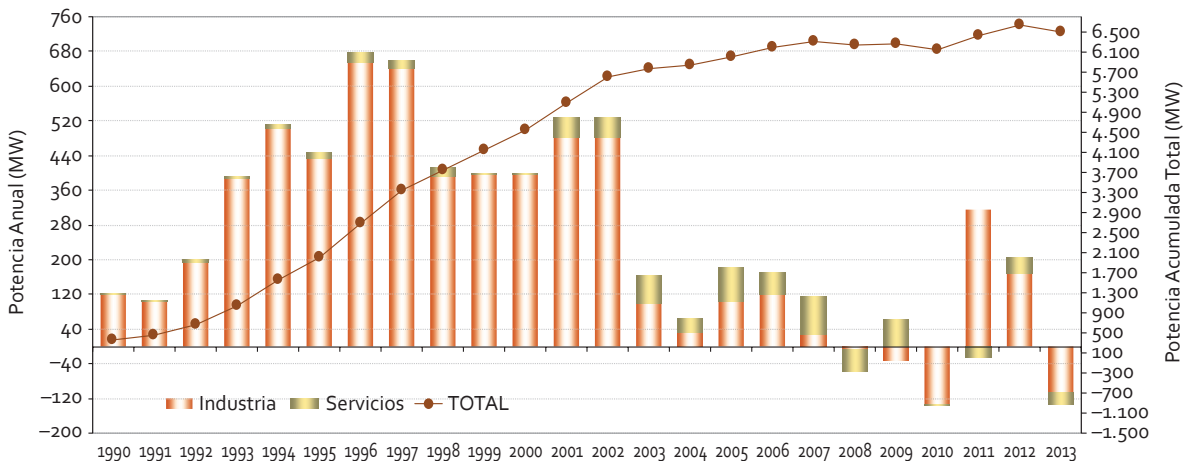
que equivale a una disminución de 28,3 MW en la potencia instalada de este sector. La participación de este sector estabilizada en el umbral del 10% de potencia instalada total. Se confirma pues que en la evolución de la cogeneración, Gráfico 8.34, es muy determinante el peso de la industria manufacturera, donde la cogeneración se encuentra presente en una amplia diversidad de ramas, que suponen alrededor del 90% de la potencia total instalada.

Globalmente, las instalaciones de cogeneración presentan en 2013 una potencia media de 8,92 MW, ligeramente superior al del año precedente. El siguiente gráfico muestra la distribución según rangos de potencia medida de las instalaciones existentes atendiendo al número de instalaciones y a la potencia total instalada en dichos tramos de potencia.

Un análisis sectorizado más detallado de las instalaciones de cogeneración, centrado en la indus-

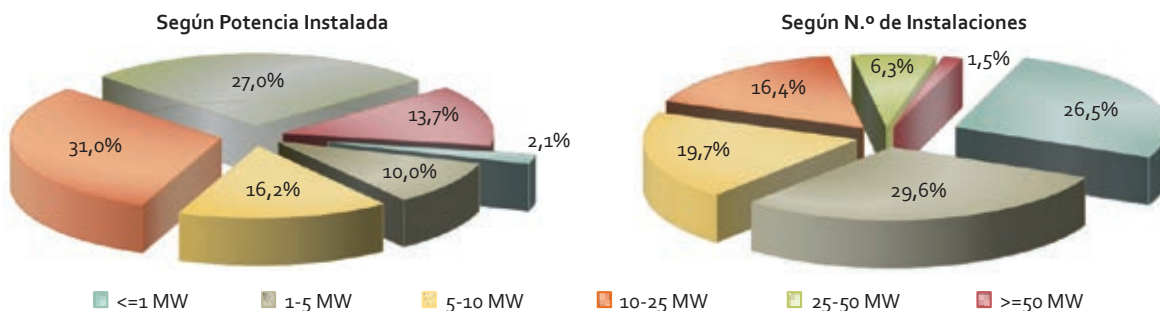


**GRÁFICO 8.34 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA (MW) EN COGENERACIÓN EN ESPAÑA:
TOTAL Y POR SECTORES, 1990-2013**



FUENTE: MINETUR/IDAE

GRÁFICO 8.35 DISTRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN, 2013



FUENTE: MINETUR/IDAE

tria, Gráfico 8.36, permite destacar cinco ramas, donde se concentra cerca del 80% de la potencia instalada en el conjunto de este sector en 2013. Estas ramas, por orden de magnitud, son las siguientes: Industria Agrícola, Alimentaria y del Tabaco (19,4%); Pasta y Papel (19,3%); Química (15,9%); Refinerías (9,9%); y Fabricación de Minerales No Metálicos (7,4%).

En las ramas antes citadas, a excepción de la refinería, se concentra la mayoría de las bajas produ-

cidas en 2013 en cuanto a potencia. El sector de la refinería ha sido el único sector identificado en el que se ha producido un caso de alta con 34,8 MW adicionales. Las instalaciones correspondientes a estas ramas presentan, en general, mayor tamaño medio, destacando el sector de la Refinería con 42,8 MW de tamaño unitario, casi cinco veces superior al tamaño medio nacional. Por encima del umbral de 10 MW, le siguen los sectores Químico y Pasta y Papel, con potencias medias respectivas de 17,2 MW y 16,1 MW.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



CUADRO 8.1 POTENCIA INSTALADA Y NÚMERO DE INSTALACIONES, 2000-2013

Sector	POTENCIA (MW)								Nº INSTALACIONES							
	2000	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2000	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Extracción de Combustibles Sólidos	9	9	9	16	11	35	35	35	2	2	2	3	3	5	5	5
Producción de Minerales No Férreos	38	36	37	37	37	37	37	35	7	8	8	8	7	7	7	6
Industria Química	784	1.073	1.034	1.020	1.021	1.043	1.054	1.033	68	71	63	60	62	60	61	60
Extracción	87	101	101	101	102	95	101	95	9	11	11	11	12	11	15	14
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	1.009	1.260	1.299	1.329	1.275	1.270	1.259	1.257	137	163	158	157	154	159	152	151
Textil, Vestido y Cuero	319	300	276	252	253	225	313	311	56	45	37	31	32	32	35	34
Industrias del Papel y Cartón, Edición e Imprenta	679	1.027	1.140	1.155	1.024	1.290	1.304	1.254	78	75	79	75	68	79	79	78
Transformados Metálicos, Fabricación de Maquinaria y Equipos	139	166	130	133	119	124	147	122	14	18	13	13	12	13	16	14
Otras Ramas Industriales	400	481	422	421	418	422	420	414	61	62	57	55	52	57	60	58
Transporte y Comunicaciones	5	36	37	36	42	44	44	44	3	3	4	3	4	14	16	16
Servicios, etc.	242	636	588	650	647	622	658	630	83	109	94	110	118	126	133	129
Coquización	120	124	124	123	124	124	124	124	4	5	5	5	5	5	5	5
Fabricación Otros Productos Minerales No Metálicos	476	582	576	521	526	512	506	478	155	151	152	150	150	146	143	139
Refinerías	447	444	444	458	519	562	607	641	11	10	10	11	12	13	14	15
Siderurgia	46	19	19	12	12	12	12	12	4	4	4	3	3	3	3	3
TOTAL	4.800	6.292	6.235	6.265	6.129	6.417	6.621	6.487	692	737	697	695	694	730	744	727

FUENTE: MINETUR/IDAE

Un análisis adicional de las instalaciones de co-generación según sus rendimientos, tomando como referencia los umbrales³ definidos por la Directiva 2004/8/CE relativa al fomento de co-generación permite observar que la mayor parte de las altas y de las bajas producidas durante el año 2013 corresponden a las instalaciones de rendimiento inferior a los límites señalados (Grupo II). Las instalaciones de este grupo, en conjunto, han experimentado cierta mejora en su rendimiento

³ La Directiva 2004/8/CE establece dos umbrales de referencia para el rendimiento de las instalaciones de co-generación según tecnologías: 75% para turbina de vapor a contrapresión, turbina de gas con recuperación de calor, motor de combustión interna, micro turbinas, motores Stirling y pilas de combustible y 80% para turbina de gas en Ciclo Combinado con recuperación de calor y turbina con extracción de vapor de condensación.

global, lo que a su vez conduce a una mejora del rendimiento global del total de las instalaciones de co-generación, desde el 70,1% en 2012 hasta el 71,7% en 2013.

Dentro del grupo de instalaciones de rendimiento superior a los límites mencionados (Grupo I), el balance neto de altas y bajas en cuanto a potencia instalada, arroja un saldo negativo de 105,4 MW, lo cual ha sido compensado parcialmente por la tecnología de los motores con combustión interna, registrándose un aumento de potencia de 106,3 MW en las instalaciones asociadas a dicha tecnología. Respecto al grupo de instalaciones de rendimiento inferior al límite señalado (Grupo II), el balance neto igualmente ha resultado negativo, si bien algo más favorable, con una

disminución de 28,6 MW. Dentro de este último grupo, las tecnologías de turbina de vapor a contrapresión y de turbina de gas con recuperación de calor han ejercido una contribución positiva, especialmente la última tecnología, cuya potencia asociada ha experimentado un aumento de 236,6 MW.

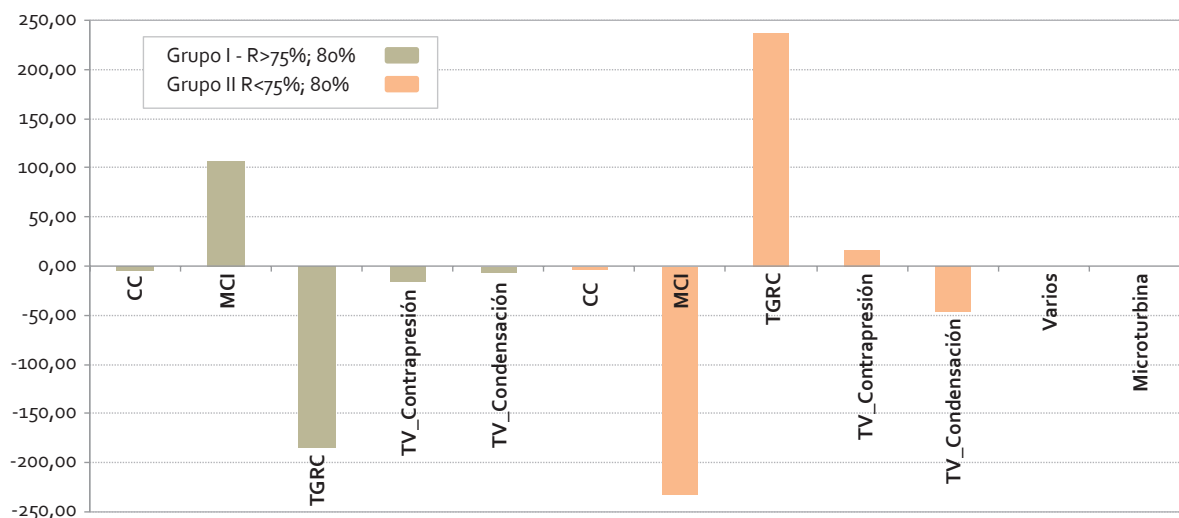
En términos absolutos, la tecnología dominante sigue siendo el motor de combustión interna con el 48,1% de la potencia instalada, así como el 76,1% de las instalaciones existentes. Le siguen en orden de magnitud, las tecnologías de ciclo combinado y la turbina de gas, que conjuntamente representan el 39% de la potencia instalada, si bien la representatividad de estas tecnologías es menor en cuanto a número de instalaciones — el 17,6% —. Lo anterior se traduce en un mayor tamaño medio asociado a estas tecnologías, especialmente en el caso del ciclo combinado, con 38,4 MW de potencia unitaria, casi siete veces su-

perior al tamaño medio —5,6 MW— de las instalaciones equipadas con motores de combustión interna.

Atendiendo a la producción eléctrica generada por las instalaciones de cogeneración, incluyendo la producción vertida a red, durante el 2013, ésta ha registrado un descenso del 12,86%. Considerando la producción según los combustibles comúnmente utilizados en las instalaciones cogeneradoras, se observa una disminución prácticamente generalizada en la demanda de todas las fuentes energéticas, a excepción del gas de altos hornos, con una presencia marginal inferior al 1% en la estructura de producción.

El gas natural, con una disminución del 11,5% en su producción asociada en 2013, ha sido una vez más el principal causante de la evolución de la producción eléctrica global dado el mayor peso (84,8%) que presenta en la estructura de la pro-

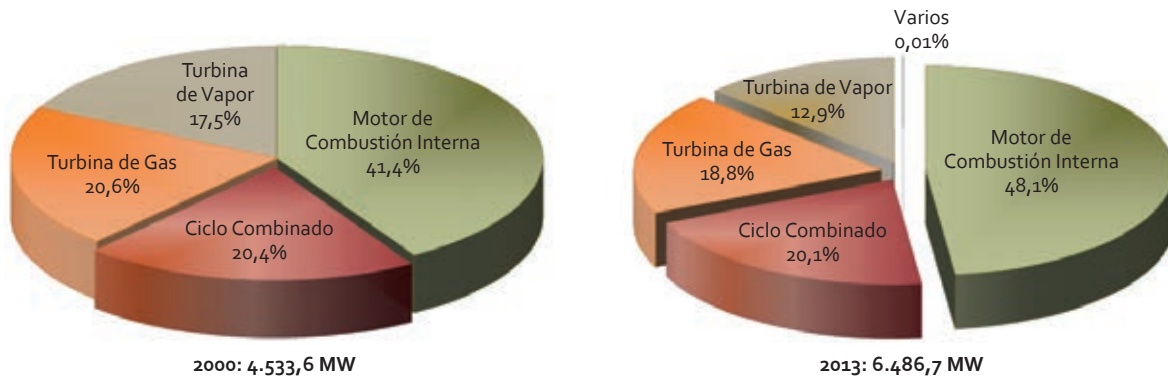
GRÁFICO 8.38 BALANCE DE ALTAS Y BAJAS EN POTENCIA (MW) SEGÚN GRUPOS Y TECNOLOGÍAS, 2013



Nota: CC: Ciclo combinado; MCI: Motor de combustión interna; TGRC: Turbina de gas con recuperación de calor; TV: Turbina de vapor.
FUENTE: MINETUR/IDAE



GRÁFICO 8.39 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA SEGÚN TECNOLOGÍAS, 2000-2013



FUENTE: MINETUR/IDAE

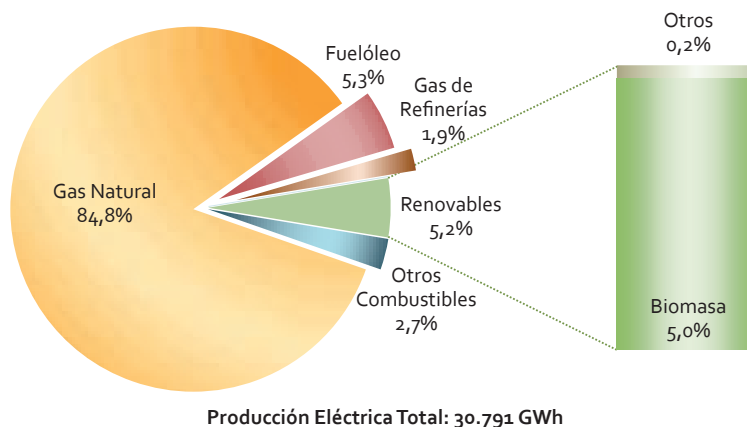
ducción eléctrica. Otros combustibles que han contribuido a la merma registrada en la producción eléctrica total han sido el fuelóleo y las energías renovables, cuya producción conjunta alcanza el 10,7% del total.

Analizando la evolución de la producción eléctrica según combustibles en la última década destaca la participación al alza del gas natural y de las energías renovables, cuyas producciones en el periodo analizado se han incrementado en más de

un 60%, por encima del incremento medio total del 24%.

Atendiendo a la distribución territorial de las instalaciones de cogeneración en 2013, cabe destacar cinco Comunidades Autónomas en las que se concentran casi dos tercios de las instalaciones existentes, tanto en número como en potencia instalada: Cataluña, Andalucía, Valencia, Castilla y León, y Galicia. La distribución territorial de las instalaciones de cogeneración

GRÁFICO 8.40 DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN COMBUSTIBLES, 2013

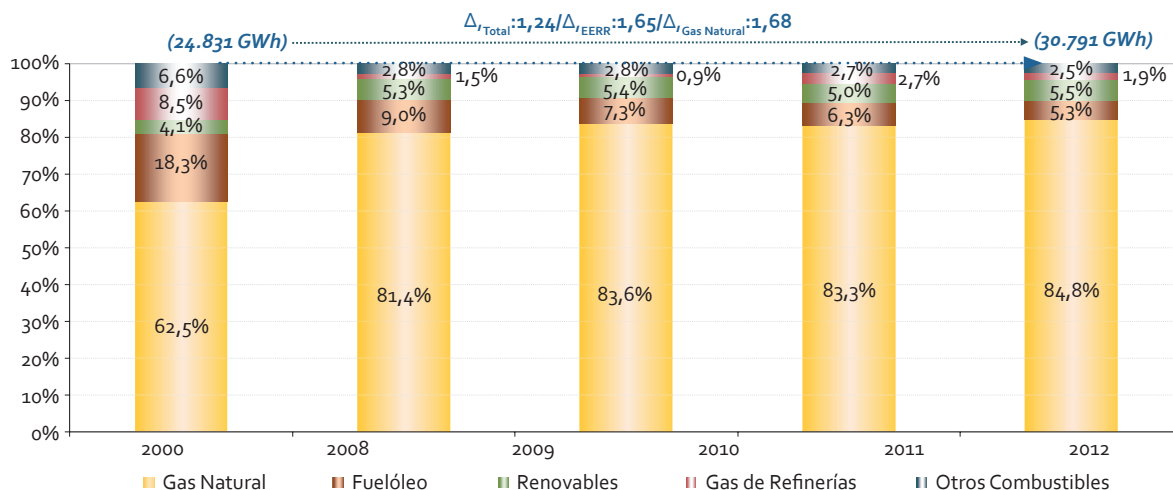


FUENTE: MINETUR/IDAE

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.41 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN COMBUSTIBLES, 2000 - 2013



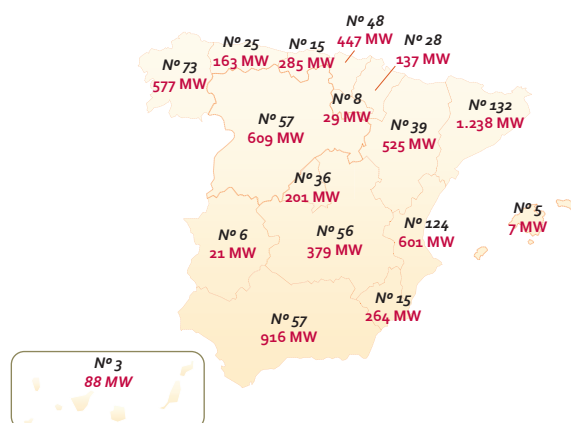
FUENTE: MINETUR/IDAE

presenta un perfil similar al de la regionalización de la actividad industrial, según se muestra en el gráfico 8.42. Así, las Comunidades Autónomas que presentan un mayor volumen de negocio industrial, son aquellas en las que se localiza tanto el mayor número de instalaciones de co-

generación como la mayor parte de la potencia instalada. En concreto, las cinco Comunidades Autónomas antes citadas concentran cerca del 60% del negocio industrial, al tiempo que la mayor actividad cogeneradora como se evidencia de lo anterior.

GRÁFICO 8.42 COMPARATIVA ENTRE LOS PERFILES GEOGRÁFICO DE LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN Y DE NEGOCIO INDUSTRIAL, 2013

Distribución Geográfica de las Instalaciones de Cogeneración



FUENTE: MINETUR/IDAE

Distribución Geográfica de las Ventas de Productos Industriales



FUENTE: IDAE/INE. EIAP-2013



Por otra parte, la comparación entre la distribución porcentual de las ventas de productos industriales y la de la potencia instalada permite observar que en la mayoría de las Comunidades Autónomas, la relación es próxima a la unidad, lo que parece confirmar la similitud entre el perfil geográfico de la actividad industrial y el de la actividad cogeneradora.

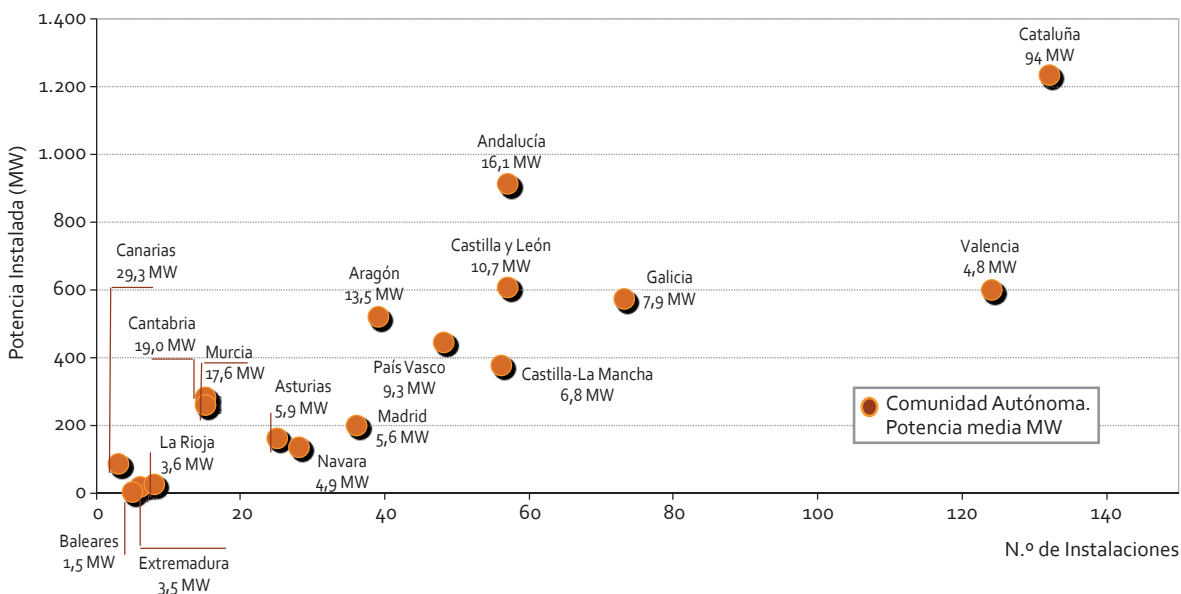
Un análisis complementario al anterior es el obtenido a partir de la distribución entre Comunidades Autónomas de la actividad cogeneradora, en cuanto a potencia instalada, número de instalaciones y tamaño medio unitario de las instalaciones. La comparativa evidencia la heterogeneidad existente a nivel geográfico.

Cabe destacar cuatro Comunidades Autónomas – Cataluña, Galicia, Castilla y León y País Vasco –

las que se encuentra una mayor homogeneidad en cuanto a su representatividad en términos de potencia instalada y de número de instalaciones. Estas Comunidades Autónomas, se caracterizan por los siguientes términos porcentuales de potencia - instalaciones sobre el total: 19,1% -18,2% en Cataluña; 8,9% - 10,0% en Galicia; el 9,4% y 7,8% en Castilla y León; y 6,9% - 6,6% en el País Vasco.

Finalmente, en el marco de comunitario, cabe esperar un impacto favorable en la cogeneración asociado a las Directivas 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética. Ambas directivas subrayan la importancia de la cogeneración de alta eficiencia, con hincapié en la cobertura de la demanda energética en los edificios de nueva construcción, en el caso de la Directiva 2010/31/

GRÁFICO 8.43 DISTRIBUCIÓN DE LA COMUNIDADES AUTÓNOMAS SEGÚN N.º DE INSTALACIONES Y POTENCIA MEDIA, 2013



FUENTE: MINETUR/IDAE

UE, y en los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración, en el caso de la Directiva 2012/27/UE.

La Directiva 2012/27/UE insta a los Estados Miembros a realizar una evaluación del potencial de cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración. Asimismo, esta directiva subraya la importancia de la microcogeneración, para cuyo desarrollo los Estados Miembros deberán promover las medidas necesarias. No obstante lo anterior, la evolución de la cogeneración en España estará condicionada por el nuevo régimen retributivo establecido por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

8.3 ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables en 2014

Las contracciones de las demandas térmicas y eléctricas registradas durante 2014, con caídas del 2,2% y del 1,9% respectivamente, han supuesto un retroceso de la demanda primaria de energía que ha afectado, en mayor o menor medida, tanto a las fuentes energéticas convencionales como a los recursos renovables. Por lo que a estos últimos se refiere, los descensos de la demanda han supuesto la práctica estabilización de sus consumos primarios en 2014, situándolos en 17.275 ktep, Gráfico 8.44, con una ligera disminución del 0,2% respecto al año anterior. Pese a lo anterior, la cuota de mercado de los recursos renovables en términos de energía primaria se ha incrementado en algo más de dos décimas

porcentuales con respecto al año 2013, situándose en el 14,5%.

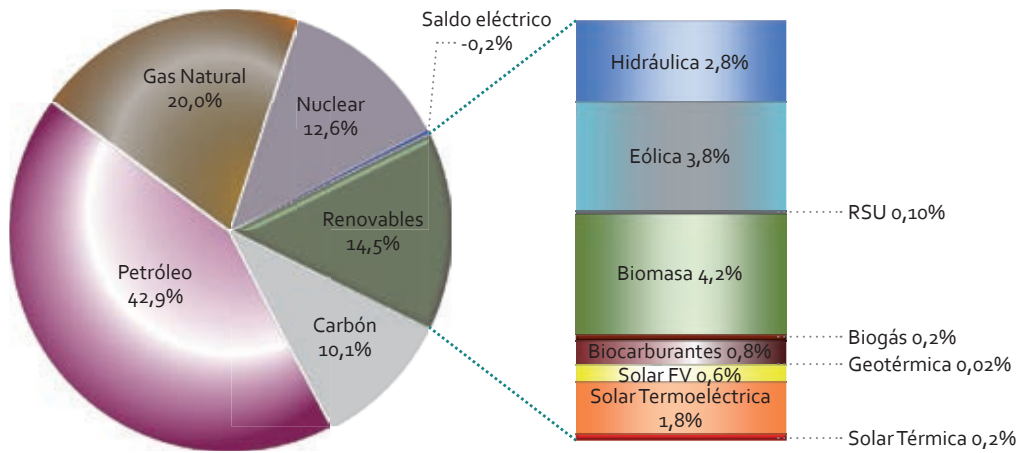
Aunque la mayoría de las tecnologías renovables presentan reducciones en sus aportaciones a la demanda primaria, cuatro de ellas han registrado crecimientos. Liderando este grupo se sitúan las tecnologías solares con un incremento conjunto del 16% con respecto al año anterior. Dentro de ellas las centrales solares termoeléctricas han aumentado un 24,2 % sus aportaciones con respecto a 2013, mientras que las instalaciones solares térmicas equipadas con captadores solares crecen un 8,5%. Completan las tecnologías con crecimientos positivos en sus consumos primarios los biocarburantes, con un crecimiento del 6,7%, y la geotermia, con una subida del 1,7%.

En 2014 también se repite, en términos de energía final, una situación similar a la observada en los consumos primarios, con una práctica estabilización de los consumos de energía final de origen renovable que alcanzan los 5.294 ktep, un 6,7% del total como puede observarse en el Gráfico 8.45. Todas las tecnologías renovables térmicas se han incrementado durante 2014 a excepción de las correspondientes a la utilización de los calores útiles de las cogeneraciones con biomasa y/o biogás, con significativos retrocesos asociados a la menor generación termoeléctrica registrada el pasado año.

Así, la tecnología solar basada en captadores térmicos ha incrementado sus aportaciones en un 8,5% con respecto a 2013, los biocarburantes un 6,7% y las tecnologías de geotermia y biomasa térmica un 1,7 y un 1,8 por ciento, respectivamente.



GRÁFICO 8.44 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2014. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS



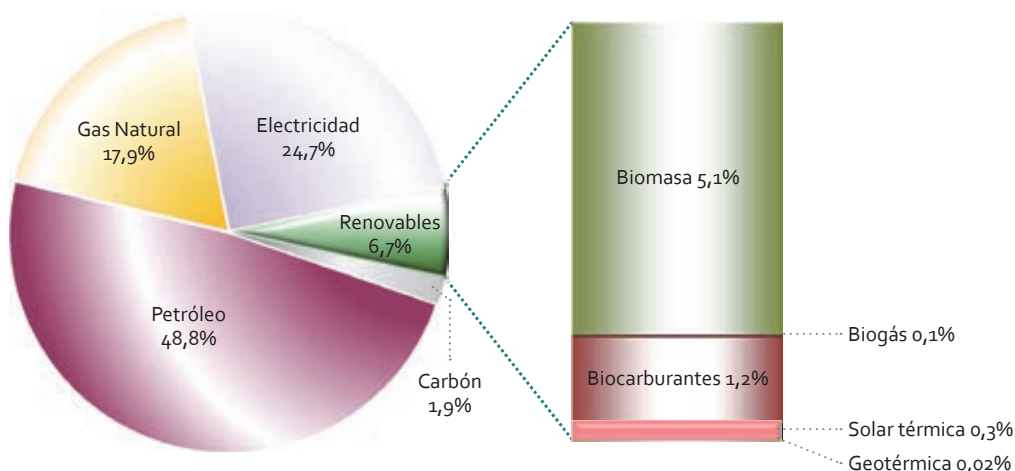
Datos provisionales
FUENTE: MINETUR, IDAE

Considerando las aportaciones térmicas renovables, las mismas son cubiertas en tres cuartas partes por biomasa: 4.005 ktep de los cuales 524 ktep se corresponden con consumos de calor útil procedentes de centrales termoeléctricas de biomasa y el resto, 3.481 ktep, a instalaciones térmicas, calderas, estufas y chimeneas, ubicadas en los sectores residencial, industrial y servicios.

Los biocarburantes son el segundo recurso renovable en importancia, aportando en total 969 ktep de los cuales algo más del 80% se corresponden con biodiesel y el resto con biogasolinas.

La energía solar térmica, que totaliza ya de más de 3 millones de m² de superficie instalada, repre-

GRÁFICO 8.45 CONSUMO DE ENERGÍA FINAL, 2014. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS



Datos provisionales
FUENTE: MINETUR, IDAE

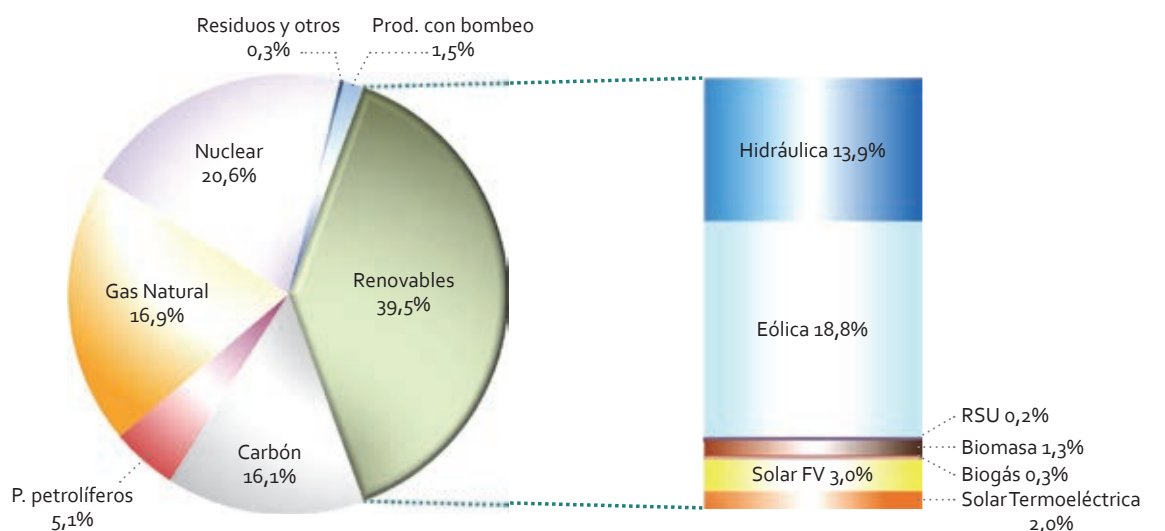
senta algo menos del 5% del consumo final total de energías renovables. Finalmente, la energía geotérmica, con significativos incrementos en los últimos años representa cerca del 1% del consumo final de energías renovables.

La producción bruta de electricidad con recursos energéticos renovables en 2014 alcanzó los 109.957 GWh, Gráfico 8.46, excluyendo la generación eléctrica procedente de instalaciones de bombeo, lo que supone un incremento del 1,3% respecto al año. Este incremento, que contrasta con una contracción del 2% en la producción bruta de electricidad, ha venido de la mano, y por este orden, de los recursos solares termoeléctricos y, en menor medida, de los hidráulicos. Así, la producción eléctrica con recursos solares termoeléctricos e hidráulicos se incrementó en algo más de un 24%, la primera, y en cerca de un 5%, la segunda, con respecto a 2013.

El resto de tecnologías renovables ha experimentado, con respecto al año anterior, retrocesos en sus producciones eléctricas, desde un 7% para las instalaciones alimentadas por biogás hasta un 1,2% en las centrales fotovoltaicas, pasando por caídas del 3,6% en centrales de biomasa, del 3% en parques eólicos y del 1,7% en plantas de generación eléctrica mediante residuos sólidos urbanos. Todo ello ha supuesto que la generación eléctrica renovable haya incrementado su participación en la producción bruta de electricidad en algo más de medio punto porcentual con respecto a 2013, alcanzado en 2014 una cuota del 39,5%.

Casi la mitad de la producción eléctrica bruta con recursos renovables, el 47% concretamente, ha sido suministrada por la energía eólica, siendo la segunda tecnología de generación eléctrica en 2014, por delante de la producción de las instalaciones alimentadas por gas natural o carbón y

GRÁFICO 8.46 ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2014



Datos provisionales
FUENTE: MINETUR, IDAE



solo ligeramente detrás de la tecnología nuclear. El 36% de la producción eléctrica renovable fue generada en 2014 con recursos hidráulicos (exceptuando la generación eléctrica procedente de bombeo) aprovechando unas mayores reservas hidroeléctricas, que alcanzaban el 53% del nivel agua embalsada a finales de 2014, lo que supone 5 puntos porcentuales más que los existentes a finales de 2013, y un producible hidráulico un 18% superior al valor medio histórico, prácticamente el mismo que en 2013.

El resto de la cesta de producción eléctrica con recursos renovables lo completan las tecnologías fotovoltaica, con el 7,4% de participación, la solar termoeléctrica con el 5%, la biomasa que representa el 3,3% de la producción eléctrica renovable y el biogás y los RSU renovables, con unas aportaciones del 0,8% y 0,5%, respectivamente.

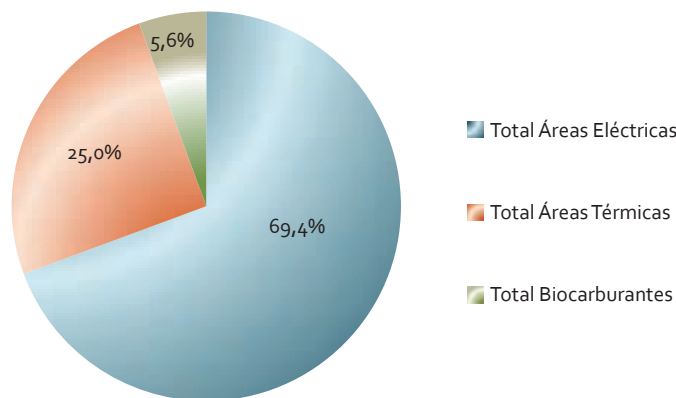
La utilización dada a los algo más de 17 millones de tep de energías renovables consumidos en 2014, como puede apreciarse en el Gráfico 8.47,

cerca del 70% se ha destinado a la producción de electricidad, mientras que la producción de calor ha supuesto una cuarta parte el consumo de biocarburantes algo más del 5,5% del consumo total de energías renovables. En el Cuadro 8.2 puede observarse el detalle de la producción energética con recursos renovables durante 2014.

Desde el año 2000, el consumo primario de energías renovables se ha multiplicado por 2,5, pasando de cerca de 7 millones de tep a algo más de 17 millones de tep en 2014, Gráfico 8.48. La evolución durante ese periodo muestra una tendencia creciente en el consumo primario de estos recursos y prácticamente estable durante el pasado año.

La composición de la cesta de recursos renovables en lo que va de siglo ha pasado también por significativos cambios. Mientras que 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%

GRÁFICO 8.47 DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON FUENTES RENOVABLES, 2014



Datos provisionales
FUENTE: MINETUR, IDAE

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

CUADRO 8.2 PRODUCCIÓN Y CONSUMO CON FUENTES RENOVABLES EN 2014

	Generación Eléctrica renovables en 2014		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción Energía Primaria (ktep)
Hidráulica (1)	19.095	42.916	3.361
Biomasa	677	3.651	949
R.S.U.	224	585	122
Eólica	22.974	52.262	4.493
Solar fotovoltaica	4.786	8.198	705
Biogás	222	727	209
Solar termoeléctrica	2.250	5.455	2.142
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	50.228	113.793	11.981

	Sector de la calefacción y la refrigeración	
	m² Solar t. baja temp.	Producción Energía Primaria (ktep)
Biomasa y residuos		4.005
Biogás		43
Solar térmica de baja temperatura	3.345.965	259
Geotermia		18
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS		4.325

Biocarburantes (Transporte)	Sector del Transporte	
	Consumo (ktep)	
TOTAL BIOCARBURANTES	969	

TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES (KTEP)	17.275
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (KTEP)	118.413
ENERGÍAS RENOVABLES/ENERGÍA PRIMARIA (%)	14,6%

(1): No incluye la producción con bombeo. Datos provisionales.

FUENTE: MINETUR/IDAE.

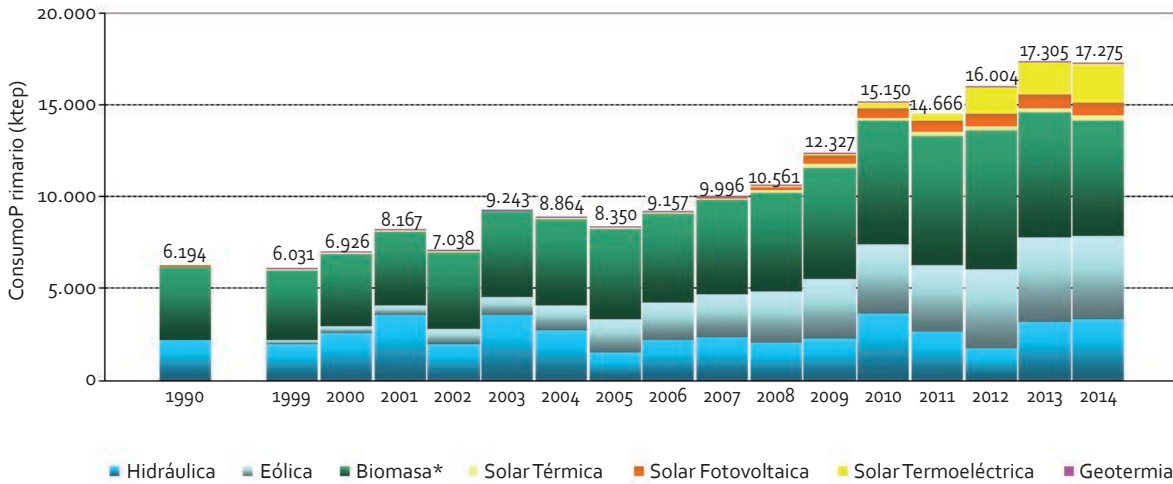
y el 37%, respectivamente, en 2014 se observa un mayor reparto entre las diferentes tecnologías de transformación. Los biocombustibles continúan dominando el mercado renovable, aunque la incorporación y expansión de nuevas tecnologías como la eólica o la solar termoeléctrica han supuesto una pérdida significativa de la cuota de mercado de los primeros de alrededor de 20 pun-

tos porcentuales. También la energía hidráulica, pese a la alta disponibilidad de recursos registrada en 2014, representa en dicho año 17 puntos porcentuales menos del total en su cuota de mercado con respecto al año 2000.

Por su parte, la energía eólica se ha convertido en la segunda tecnología en cuanto a participación



GRÁFICO 8.4.8 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES, 1990-2014



■ Hidráulica ■ Eólica ■ Biomasa* ■ Solar Térmica ■ Solar Fotovoltaica ■ Solar Termoeléctrica ■ Geotermia

* Incluye R.S.U., biogás y biocarburantes.

Datos 2013 y 2014 provisionales

FUENTE: MINETUR, IDAE

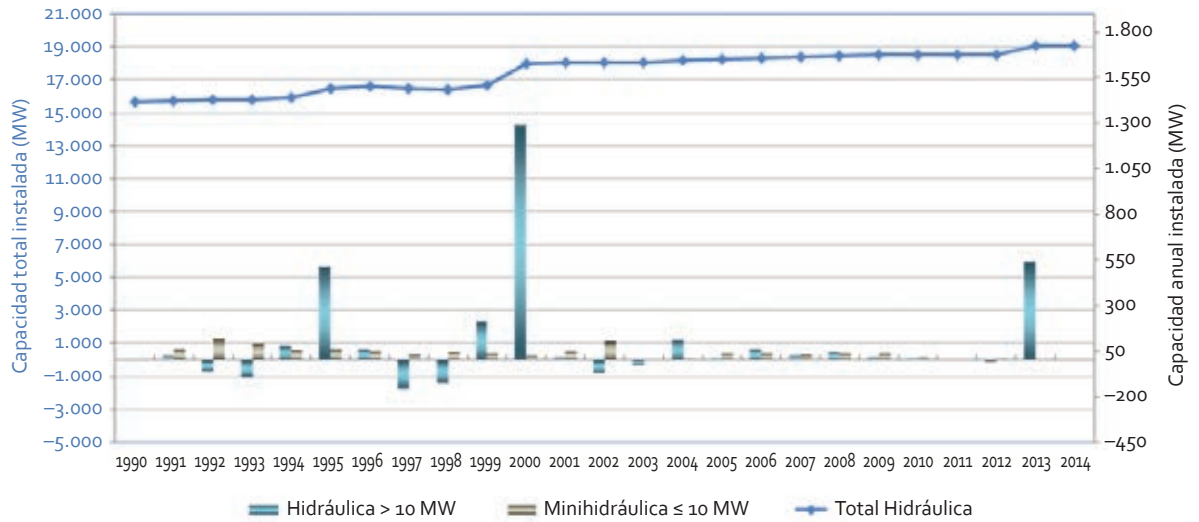
en los consumos primarios de recursos renovables, pasando de representar cerca del 6% en el año 2000 al 26% en el año 2014. En cuanto a las energías solares, la solar térmica ha evolucionado desde un 0,4% en 2000 hasta el 1,5% de los consumos primarios renovables en 2014, multiplicando en más de tres veces su participación en la cesta energética renovable; la fotovoltaica, con muy poca presencia a principios de siglo, representó en 2014 el 4,1% de la energía primaria renovable y la tecnología solar termoeléctrica, que en el año 2000 no contaba con instalaciones en funcionamiento, supone ya el 12,4% de las aportaciones renovables a la demanda de primaria energía. Finalmente, la geotermia, aun con los avances registrados durante estos últimos años, representa tan solo el 0,1% de la demanda primaria de energías renovables.

Análisis por tecnologías

La potencia eléctrica instalada con recursos renovables se ha mantenido en niveles similares a 2013 en casi todas las áreas. Entre las escasas nuevas instalaciones se registra la incorporación de 12 MW en la Isla de El Hierro correspondientes a una nueva central hidroeléctrica, que combina tecnologías hidráulica, eólica y de bombeo, así como la puesta en marcha de 20 MW en la provincia de Badajoz, asociados a una instalación de biomasa eléctrica, y otros 16 MW asociados a instalaciones eólicas, la mayoría en la provincia de La Coruña. Los Gráficos 8.4.9 a 8.5.3 muestran las evoluciones de la potencia instalada observada para cada tecnología eléctrica con recursos renovables.

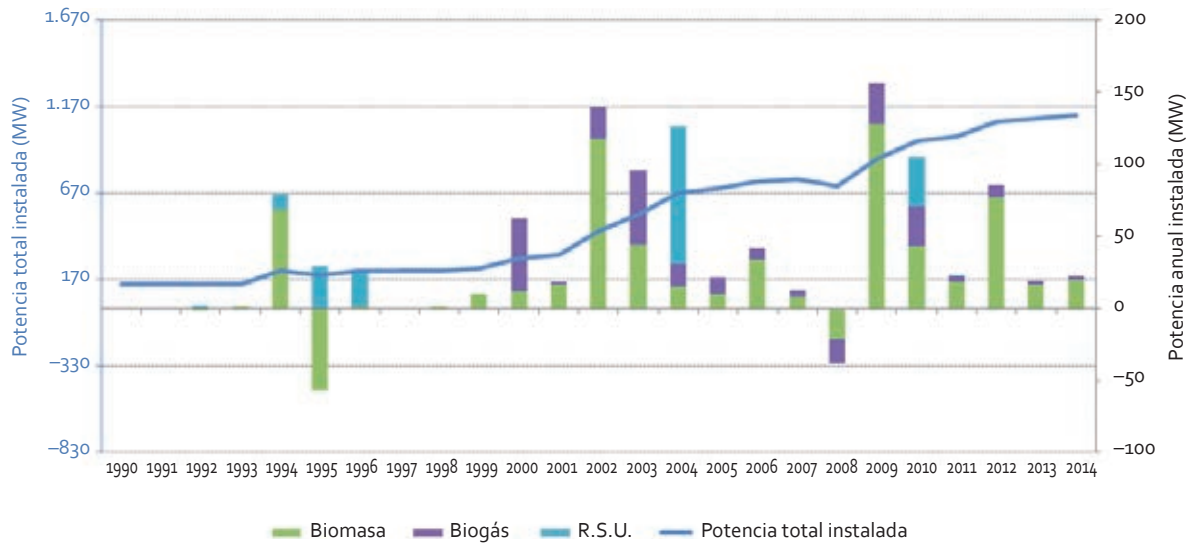


GRÁFICO 8.49 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD HIDRÁULICA INSTALADA, 1990-2014



Datos 2013 y 2014 provisionales
FUENTE: MINETUR, IDAE

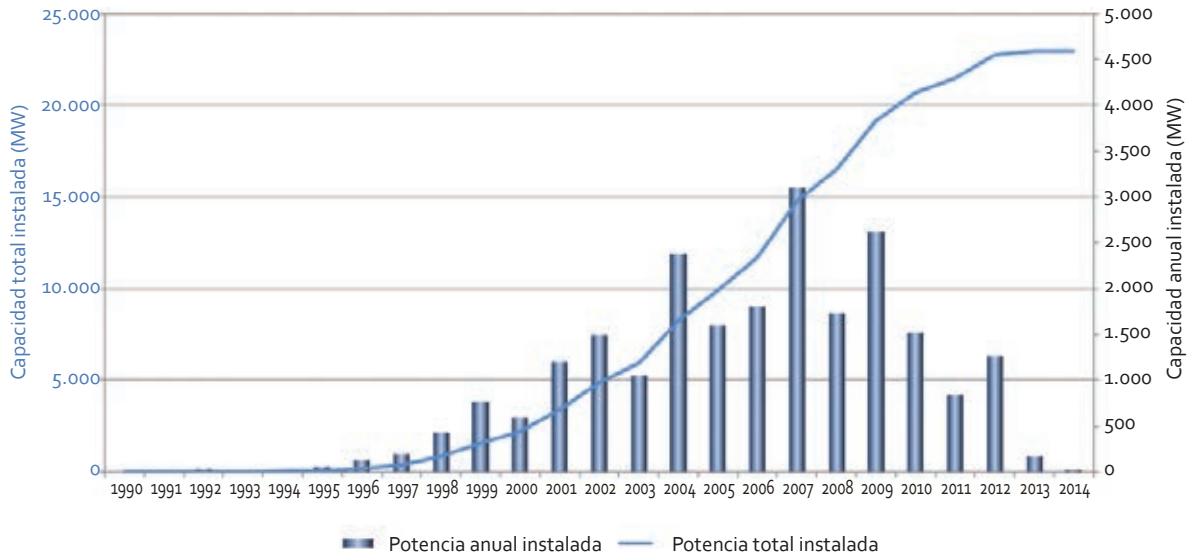
GRÁFICO 8.50 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA CON BIOCOMBUSTIBLES, 1990-2014



Datos 2013 y 2014 provisionales
FUENTE: IDAE

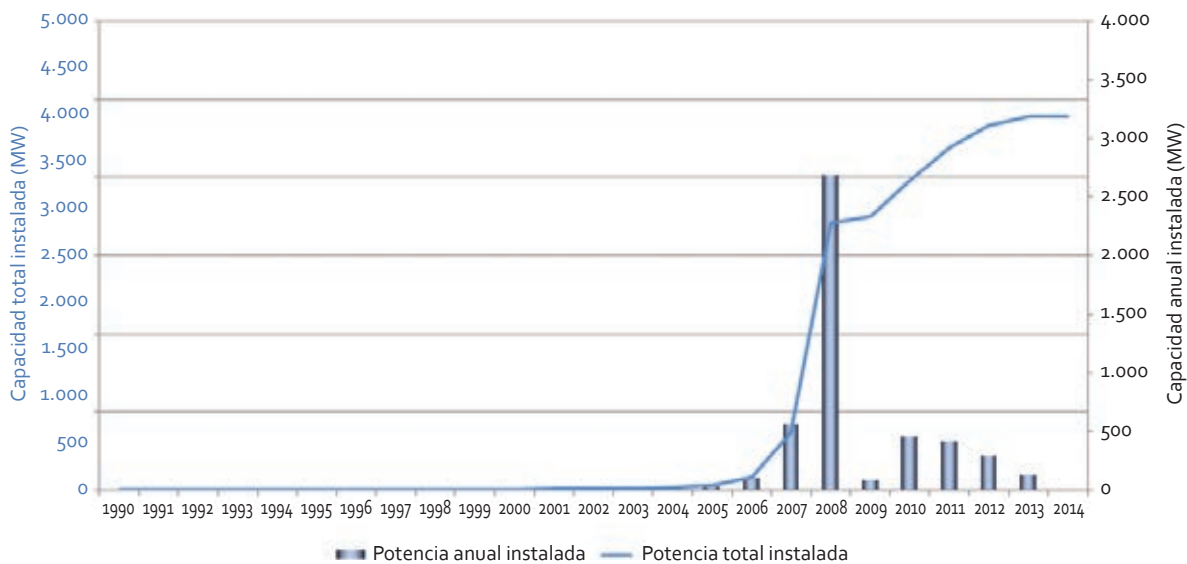


GRÁFICO 8.51 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD EÓLICA INSTALADA, 1990-2014



Datos 2013 y 2014 provisionales
FUENTE: IDAE

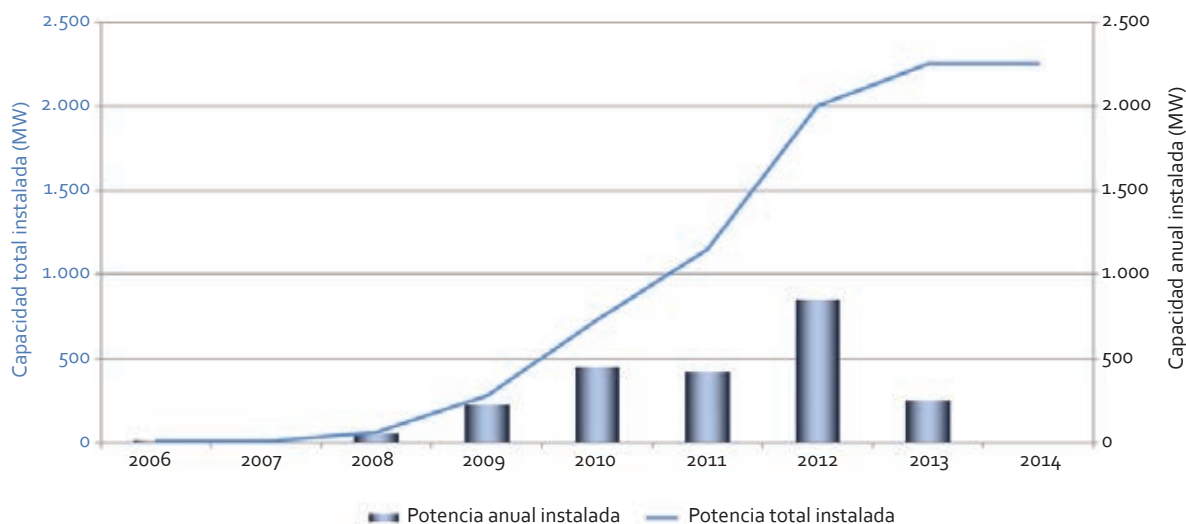
GRÁFICO 8.52 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD FOTOVOLTAICA INSTALADA, 1990-2014



Datos 2013 y 2014 provisionales
FUENTE: IDAE



GRÁFICO 8.53 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD TERMOSOLAR INSTALADA, 1990 -2014



Datos 2013 y 2014 provisionales
FUENTE: IDAE

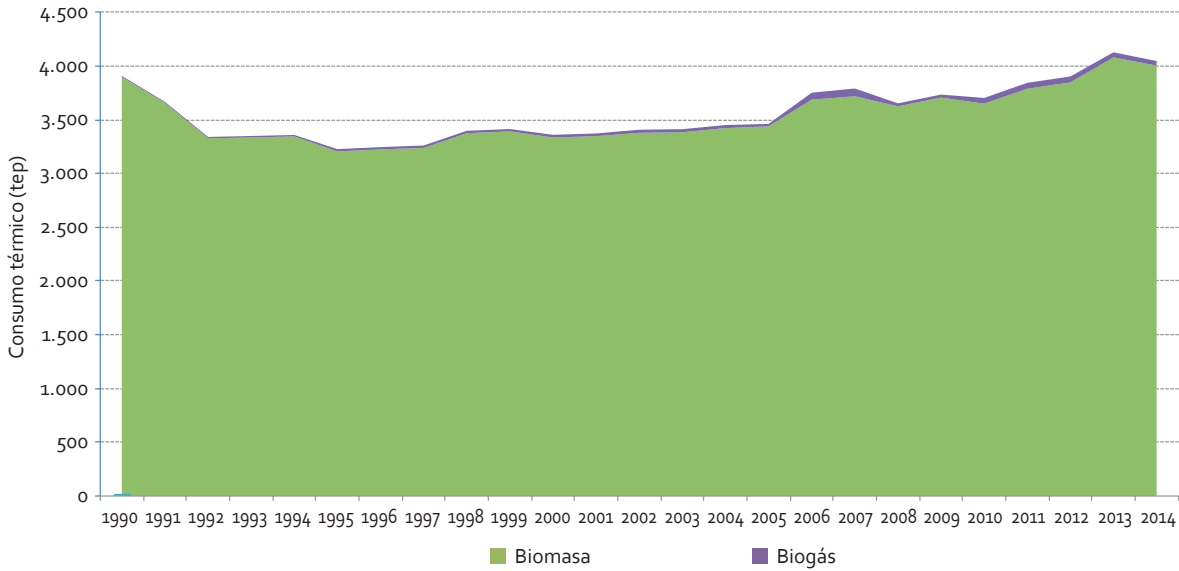
Con respecto a la nueva potencia térmica renovable incorporada en 2014, se registra un total de 2.277 MW procedentes en un 92% de instalaciones de biomasa y un 8% de captadores solares térmicos. Las instalaciones de geotermia y aerotermia presentan avances con respecto a años anteriores aunque su representatividad a nivel global es aún reducida. En este ámbito, el IDAE está finalizando un estudio sobre el parque de bombas de calor y sus características, lo que permitirá en breve disponer de información sobre la contribución real de las bombas de calor al cumplimiento de los objetivos nacionales y europeos en materia de energías renovables de acuerdo con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

En los Gráficos 8.54 a 8.56 puede observarse la evolución del consumo de biocombustibles, de la superficie de captadores solares térmicos instalados y de la capacidad térmica instalada con geotermia.

Por su parte, los biocarburantes han experimentado durante 2014 un retroceso en su capacidad de producción de cerca de 550 mil toneladas en el sector del biodiesel derivado del cierre de plantas de producción, compensadas solo en parte por un ligero incremento de 165 mil toneladas de nuevas instalaciones. El Gráfico 8.57 muestra la evolución de la capacidad instalada de, total y por tipo, de biocarburantes.

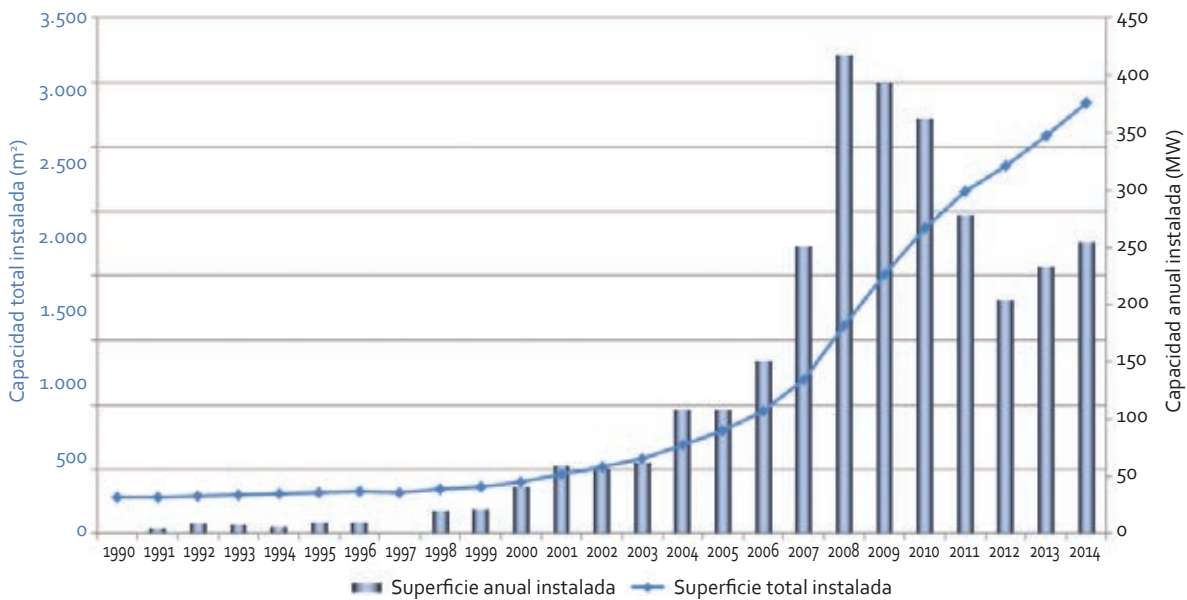


GRÁFICO 8.54.: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE BIOCOMBUSTIBLES, 1990-2014



Datos 2013 y 2014 provisionales
FUENTE: IDAE

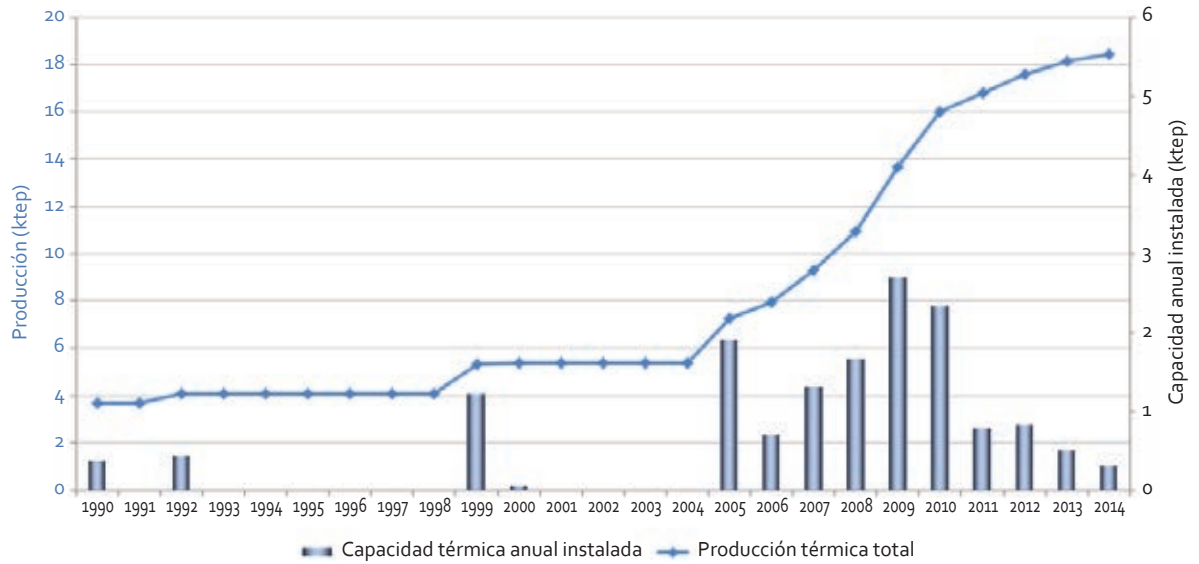
GRÁFICO 8.55 EVOLUCIÓN DE LA SUPERFICIE SOLAR INSTALADA DE CAPTADORES TÉRMICOS, 1990-2014



Datos 2013 y 2014 provisionales
FUENTE: IDAE

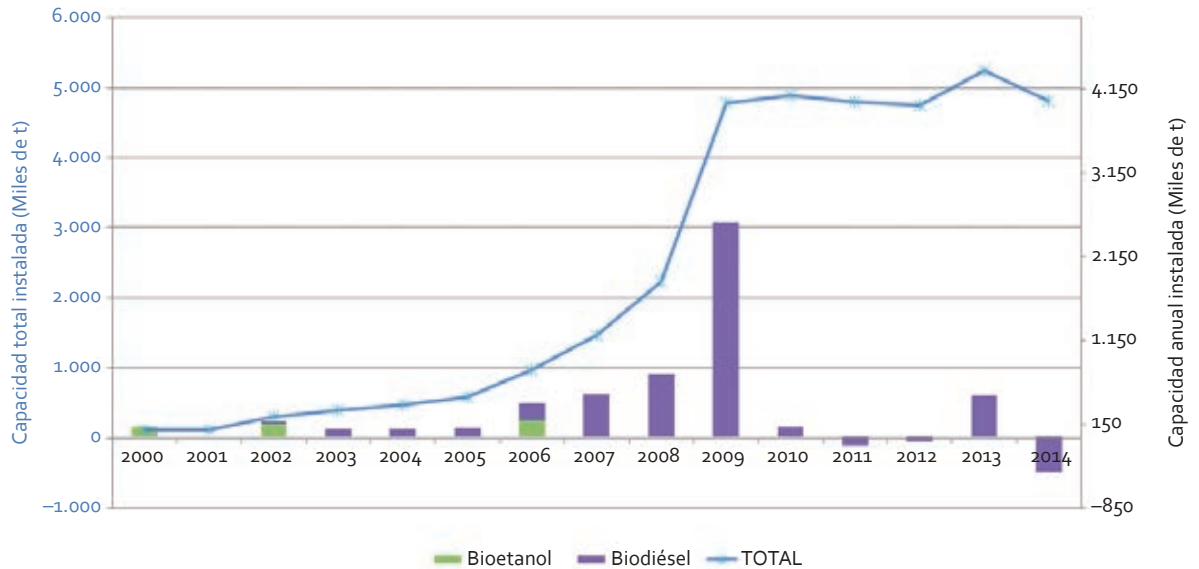


GRÁFICO 8.56 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y CAPACIDAD TÉRMICA INSTALADA DE GEOTERMIA, 1990-2014



Datos 2013 y 2014 provisionales
FUENTE: IDAE

GRÁFICO 8.57 EVOLUCIÓN LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE BIOCARBURANTES, 1990-2014



Datos 2013 y 2014 provisionales
FUENTE: IDAE



Progresos registrados en el fomento y la utilización de la energía procedente de fuentes renovables.

La Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, establece para cada país de la UE los objetivos nacionales en materia de energías renovables al año 2020. Con objeto de facilitar el seguimiento de la Directiva, Eurostat, en colaboración con los Estados miembros, ha desarrollado la herramienta informática armonizada SHARES (Short Assessment of Renewable Energy Sources), que permite informar y determinar la cuota de energías renovables sobre el consumo final bruto de energía de acuerdo con las definiciones establecidas en la mencionada Directiva.

El Cuadro 8.3 muestra los progresos registrados en España desde el año 2004 hasta 2013, quedando pendiente el cálculo del año 2014 al ser necesario disponer de información desagregada sobre consumos y producciones energéticas que no estará disponibles hasta otoño del año 2015. Como puede observarse, España casi ha duplicado en los últimos diez años su cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía, apuntando una tendencia que, de continuar en los próximos años, permitiría cumplir con los objetivos establecidos por la Directiva 2009/28/CE para España.

CUADRO 8.3 CUOTAS SECTORIALES Y GLOBALES DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES¹

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Cuota de EERR en calefacción y refrigeración (FER-C&R ²)	9,5%	9,4%	11,4%	11,3%	11,7%	13,3%	12,6%	13,6%	14,1%	14,9%
Cuota de EERR en electricidad (FER-E ³)	19,0%	19,1%	20,0%	21,7%	23,7%	27,8%	29,8%	31,6%	33,5%	36,4%
Cuota de EERR en transporte (FER-T ⁴)	0,8%	1,0%	0,7%	1,2%	1,9%	3,5%	4,7%	0,4%	0,4%	0,4%
Cuota global de EERR (FER⁵)	8,3%	8,4%	9,2%	9,7%	10,8%	13,0%	13,8%	13,2%	14,3%	15,4%
<i>De la cual, procedente del mecanismo de cooperación⁶</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<i>Excedente para los mecanismos de cooperación⁷</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

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.

8.4. DESARROLLO NORMATIVO

A continuación se presenta una selección de la normativa energética más relevante aprobada durante el año 2014 en las áreas de la eficiencia energética, cogeneración y energías renovables.

Liberalización del mercado energético y competitividad

- **Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la 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.**

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 49 sobre gestión de la demanda, recoge la potestad de la Administración para adoptar medidas, entre las que se incluye el servicio de interrumpibilidad, que incentiven la mejora del servicio a los usuarios y la eficiencia y el ahorro energético. En el contexto de la reforma del sector eléctrico, se plantea la necesidad de **revisión del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad**, actualmente concretado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

Mediante la Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, en vigor desde el 12 de marzo del 2014, se complementa el contenido de la anterior orden. En lo relativo a la financiación de los costes del servicio de interrumpibilidad, se desarrolla un nuevo sistema en el que la retribución fija de dicho servicio será soportada: por las instalaciones de producción en función de la contribución a la cobertura

de la punta de demanda del sistema; y por la demanda, en proporción al consumo en barras de central. Transitoriamente, hasta que se desarrolle la metodología que permita el reparto de los costes derivados de la retribución fija, la demanda asumirá la totalidad del coste proporcionalmente a su energía consumida en barras de central. Asimismo, el coste variable horario del servicio se integrará en el mecanismo de liquidación de las energías de balance del sistema.

La presente orden introduce además una flexibilización en la posibilidad de proveer el servicio de interrumpibilidad, estableciendo la obligación al proveedor del servicio para el producto de 5 MW de acreditar en el periodo de entrega un consumo medio no inferior a 5 MW. Adicionalmente, se ajusta la fórmula de cálculo de la precisión de los programas de consumo respecto a las previsiones comunicadas. A su vez, el Operador del Sistema (OS) presentará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) antes del 12 de mayo del 2014 una propuesta de adaptación de los procedimientos de operación del sistema.

- **Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.**

Mediante el presente real decreto, en vigor desde el 30 de marzo de 2014, se procede a establecer la metodología de cálculo de los **precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC)** y de las tarifas de último recurso, así como los criterios para designar a los comercializadores de referencia y las



obligaciones de éstos en relación con el suministro a determinados colectivos de consumidores que contraten con ellos los precios que se determinen de acuerdo a este real decreto. Asimismo, se fijan las condiciones de ofertas a precio único de los comercializadores de referencia para los consumidores con derecho a los precios PVPC, así como las condiciones mínimas de estos contratos, incluyendo la regulación de éstos y de su contenido mínimo.

- ***Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, por el que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social.***

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, contempla los aspectos relativos a los consumidores vulnerables, y establece que el bono social cubrirá la diferencia entre el valor del precio voluntario para el pequeño consumidor y un valor base, que se denominará tarifa de último recurso y será aplicado por el correspondiente comercializador de referencia en las facturas de los consumidores acogidos al mismo. Asimismo, configura el bono social como obligación de servicio público, que será asumido por las matrices de los grupos de sociedades o bien sociedades que desarrollen las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica.

Según lo anterior, el presente real decreto, en vigor desde el 23 de noviembre de 2014, tiene como objeto el desarrollo de la previsión contenida al respecto en la Ley del Sector Eléctrico, en cuanto al procedimiento y condiciones para el cálculo del **porcentaje de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social**, de forma que

se garantice su realización. Para ello, establece el método y las condiciones para su cálculo. Este porcentaje será calculado anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), y se determinará, para cada grupo empresarial como la relación entre un término que será la suma de las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras en que participe el grupo, y otro término que corresponderá a la suma de todos los valores medios anuales de suministros y clientes de todos los grupos empresariales que deben ser considerados a los efectos de este reparto.

- ***Resolución de 26 de diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo, a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, para el año 2015.***

En el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, la facturación se realizará considerando los valores horarios de consumo puestos a disposición o en su caso remitidos por el encargado de la lectura. No obstante, cuando el suministro no disponga de dichos equipos de medida, la facturación se realizará aplicando a las lecturas reales los perfiles

de consumo calculados según lo previsto en el RD 216/2014, de 28 de marzo.

Dicho real decreto establece que los perfiles finales a efectos de liquidación en el mercado se obtendrán aplicando el método previsto en la resolución del Director General de Política Energética y Minas (DGPEM) que se apruebe en desarrollo de lo previsto en el artículo 32 del Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico aprobado por el RD 1110/2007, de 24 de agosto.

Según lo anterior, se dispone que el Operador del Sistema (OS) enviará antes del 15 de noviembre de 2014 a la CNMC una propuesta de revisión de los perfiles de consumo de aplicación a los consumidores sin medida horaria. Vista la propuesta realizada el 27 de noviembre de 2014, la DGPEM procede a la **aprobación de los perfiles de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía**, aplicables para aquellos

consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo.

Producción eléctrica con renovables, cogeneración y residuos

- **Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.**

Constituye el objeto de este real decreto la regulación del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El ámbito de aplicación se extiende a las instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos pertenecientes a las siguientes **categorías y grupos**:

a) Productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción eléctrica a partir de energías residuales.

- a.1 Instalaciones que incluyan una central de cogeneración
- a.2 Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica.

b) Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles

- b.1 Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar.
- b.2 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica.
- b.3 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, hidrotérmica, aerotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.
- b.4 Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW.
- b.5 Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW.
- b.6 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas.
- b.7 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biolíquidos.
- b.8 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal.

c) Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b), instalaciones que utilicen combustibles de los grupos b.6, b.7 y b.8 cuando no cumplan con los límites de consumo establecidos para los citados subgrupos e instalaciones que utilicen licores negros.

- c.1 Centrales que utilicen como combustible principal residuos domésticos y similares.
- c.2 Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados en el grupo c.1, combustibles de los grupos b.6, b.7 y b.8, licores negros y centrales que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran inscritas en la categoría c) grupo c.3 del art. 2.1 del RD 661/2007.
- c.3 Centrales que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran acogidas a la categoría c) grupo c.4 del art. 2.1 del RD 661/2007.



Las instalaciones referidas deberán estar inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del MINETUR. Por otra parte, estas instalaciones, a las que se les aplicará la normativa reguladora del mercado de producción, estarán **obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado** para cada período de programación, en los términos establecidos en la normativa de aplicación, con las excepciones establecidas en la Ley del Sector Eléctrico. Los operadores del mercado y del sistema realizarán las liquidaciones que correspondan a las instalaciones por la participación en el mercado y, con carácter mensual, remitirán al organismo encargado de la liquidación la información relativa a la liquidación realizada a las instalaciones.

Por otra parte, las instalaciones objeto de este real decreto podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo que se establezcan. Para ello será precisa una habilitación previa del Operador del Sistema (OS), además de un valor mínimo de las ofertas de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.

Adicionalmente a la retribución que corresponda por la participación en el mercado de producción de energía eléctrica, se regula un **régimen retributivo específico** para fomentar la producción de energía a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos. Dicho régimen será de aplicación a las instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de

igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable. Será condición necesaria que la instalación esté constituida por equipos principales nuevos y sin uso previo, sin perjuicio de los programas de renovación que se establezcan reglamentariamente.

Para la determinación del régimen retributivo específico aplicable en cada caso, cada instalación, en función de sus características, tendrá asignada una **instalación tipo**. La retribución concreta de cada instalación se obtendrá a partir de los parámetros retributivos de la instalación tipo que le corresponda y de las características de la propia instalación. Los parámetros retributivos podrán ser revisados al finalizar cada semiperíodo o período regulatorio en los términos previstos en la Ley del Sector Eléctrico. Los periodos regulatorios serán consecutivos y tendrán una duración de seis años. Cada período regulatorio se dividirá en dos semiperíodos regulatorios de tres años. El primer período regulatorio será el comprendido entre la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el 31 de diciembre de 2019.

- ***Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.***

El objeto de esta orden, en vigor desde el 21 de junio de 2014, es el establecimiento de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo correspondientes a las instalaciones incluidas en el

ámbito de aplicación de esta orden para el primer semiperiodo regulatorio definido en la disposición adicional primera del RD 413/2014, de 6 de junio.

Igualmente, se establece la equivalencia entre las categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del RD 413/2014 y las nuevas categorías, grupos y subgrupos establecidos en el citado real decreto, fijando las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable. Asimismo, se completan los criterios para el cálculo de la retribución de las instalaciones híbridas definidas en el RD 413/2014.

La presente orden se aplicará a las instalaciones que tuvieran reconocida la retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. Asimismo, se aplicará a las instalaciones de tecnologías diferentes a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica que, no habiendo sido inscritas en el registro de pre asignación de retribución cumplan con los requisitos exigidos.

Eficiencia energética

I. Ámbito General:

- **Real Decreto 163/2014, de 14 de marzo, por el que se crea el registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono.**

Este real decreto, en vigor desde el 29 de mayo de 2014, tiene por objeto la creación del registro de huella de carbono, compensación y proyectos

de absorción de dióxido de carbono. La creación del referido registro contribuirá a la reducción a nivel nacional de las emisiones de gases de efecto invernadero, a incrementar las absorciones por los sumideros de carbono en el territorio nacional y a facilitar el cumplimiento de los compromisos asumidos por España en materia de cambio climático.

El registro administrativo, de carácter público, dependiente del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA), a través de la Oficina Española de Cambio Climático, cuenta con las siguientes secciones: sección de huella de carbono y de compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero; sección de proyectos de absorción de CO₂; y sección de compensación de huella de carbono.

Podrán inscribirse en el registro las personas jurídicas o trabajadores autónomos que desarrollen una actividad económica y sean generadoras de emisiones de gases de efecto invernadero, con actividad en el territorio nacional que, de forma voluntaria, calculen su huella de carbono, realicen actividades dirigidas a su reducción y/o compensen sus emisiones, en cuyo caso, podrán solicitar su inscripción. Igualmente, podrán inscribirse las personas físicas o jurídicas que, voluntariamente realicen y sean titulares de proyectos de absorción de CO₂ situados en cualquier punto del territorio nacional.

A los titulares inscritos se les otorgará un documento de reconocimiento, y se les permitirá la utilización de un sello de titularidad del MAGRAMA, que reflejará la participación en las secciones



que correspondan para un periodo de cálculo concreto.

El presente real decreto se alinea con el requisito de la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética en lo referente a auditorías energéticas, dado que la información requerida a las empresas afectadas puede servir para la evaluación de la huella de carbono de la organización.

- **Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.**

En materia energética, mediante la presente Ley, se adoptan una serie de medidas dirigidas a garantizar la sostenibilidad y accesibilidad en los mercados de hidrocarburos, así como a establecer un sistema de eficiencia energética en línea con las directrices europeas.

Con respecto a la eficiencia energética, la UE ha fijado como objetivo reducir en un 20% su consumo energético en 2020. Con este fin, la **Directiva 2012/27/UE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética (DEE), crea un marco común para fomentar la eficiencia energética dentro de la UE. Dicha Directiva establece en su **artículo 7** la obligación vinculante de justificar una cantidad de ahorro de energía final para 2020. Según esto, España ha establecido un objetivo de 15.979 ktep de ahorro energético acumulado para el periodo 2014-2020. Asimismo, el referido artículo determina que cada Estado miembro establecerá un *sistema de obligaciones de eficiencia energética*, en cuya virtud los distribuidores y/o comercializado-

res de energía quedarán obligados a alcanzar el objetivo de ahorro indicado en 2020.

Por otra parte, el **artículo 20** de la DEE permite a los EEMM crear un **Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE)**, como respaldo de las iniciativas nacionales de eficiencia energética. A su vez, el **artículo 9** establece que en el suministro de calefacción, refrigeración o agua caliente a uno o varios edificios, se instalarán **contadores de consumo individuales antes del 1 de enero de 2017**. Dado que según el RITE, aprobado por el RD 1027/2007, de 20 de julio, las instalaciones térmicas de los edificios de nueva construcción deben disponer de algún sistema que permita el reparto de los gastos correspondientes a cada servicio entre usuarios, se hace necesario establecer la obligación de contabilizar de manera individual dichos consumos en los edificios existentes.

Considerando todo lo anterior, la presente Ley establece un **sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética**, según el cual se asignará a las empresas comercializadoras de energía, una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro. Las obligaciones de ahorro resultantes equivaldrán, de forma agregada para el periodo 2014 -2020, al objetivo asignado a España por el artículo 7 de la DEE, una vez deducidos los ahorros provenientes de las medidas alternativas contempladas por la DEE.

El objetivo de ahorro anual, los porcentajes de reparto entre los correspondientes sujetos obligados, así como las **cuotas u obligaciones de ahorro resultantes** y su equivalencia financiera, serán

fijados anualmente mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo. Dicho objetivo se repartirá entre los sujetos obligados proporcionalmente, en el caso de las comercializadoras de gas y electricidad, al volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional a consumidores finales, y en el caso de los operadores al por mayor de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo, al volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional para su posterior distribución al por menor y a consumidores finales, expresadas en GWh, durante el segundo año anterior al periodo anual de la obligación.

Los sujetos obligados deberán remitir anualmente, antes del 30 de septiembre, a la DGPEM los datos de ventas de energía correspondientes al año anterior. Para hacer efectivo el cumplimiento de las referidas obligaciones, los sujetos obligados deberán realizar una contribución financiera anual a ingresar en tres partes, no más tarde del 28 de febrero, 30 de abril y 30 de junio de cada año, por el importe resultante de multiplicar su obligación de ahorro anual por la equivalencia financiera que se establezca, al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

Alternativamente, se podrá establecer un mecanismo de acreditación de ahorros de energía final, mediante la emisión de **Certificados de Ahorro Energético (CAE)**, que resulten de la realización de las actuaciones de eficiencia energética definidas en un catálogo, cuya gestión corresponderá al IDAE. Para obtener y transmitir dichos certificados se deberá estar acreditado ante el sistema de obligaciones de eficiencia energética, además de lo cual se deberá suscribir un seguro de responsa-

bilidad civil que cubra los riesgos que puedan derivarse de sus actuaciones.

Asimismo, mediante esta Ley se crea el **Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE)**, cuyo fin será financiar las iniciativas nacionales de eficiencia energética en diferentes sectores de forma que contribuyan a alcanzar el objetivo establecido en el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética. Este Fondo estará adscrito al MINETUR, a través de la Secretaría de Estado de Energía. Su gestión recaerá en el IDAE, contando con una dotación presupuestaria procedente de: recursos provenientes de fondos FEDER; aportaciones de los sujetos obligados por el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética; aportaciones que se consignen en los PGE; así como cualquier otro recurso destinado a financiar actuaciones que tengan como objetivo implementar medidas de ahorro y eficiencia energética.

Finalmente, cabe destacar que por la presente Ley se autoriza al Gobierno para que, mediante real decreto, establezca la **obligación de contabilización de consumos de calor, frío y agua caliente sanitaria**, en edificios existentes derivada de la transposición de la DEE.

II. Edificios:

- **Real Decreto 876/2014, de 10 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento General de Costas.**

El presente reglamento tiene por objeto el desarrollo y la ejecución de la Ley 22/1988, de 28 de



julio, de Costas, y la 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, para la determinación, protección, utilización y policía del dominio público marítimo-terrestre y especialmente de la ribera del mar.

Cabe destacar la exigencia de la mejora de la eficiencia energética en relación a las obras acometidas en los terrenos que tras la revisión del deslinde, se incorporen al dominio público marítimo-terrestre o a la zona de servidumbre de protección. Estas obras deberán suponer una mejora en la eficiencia energética. A tal efecto y cuando resulte aplicable, tendrán que obtener una calificación energética final que alcance una mejora de dos letras o una letra B, lo que se acreditará mediante la certificación de eficiencia energética, de acuerdo con lo previsto en el RD 235/2013, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación energética de edificios de nueva construcción o con renovaciones importantes. Asimismo, en estas obras, cuando proceda, se emplearán los mecanismos, sistemas, instalaciones y equipamientos individuales y/o colectivos que supongan un ahorro efectivo en el consumo de agua.

III. Servicios:

- **Ley 15/2014, de 16 de septiembre, de racionalización del Sector Público y otras medidas de reforma administrativa.**

En virtud de la referida Ley, en vigor desde el 17 de octubre de 2014, se procede a la aprobación

de una serie de requisitos de eficiencia energética para la adquisición de bienes, servicios y edificios por las Administraciones Públicas. Según esto, las Administraciones Públicas pertenecientes al Sector Público Estatal, únicamente podrán adquirir bienes, servicios y edificios que tengan alto rendimiento energético, en la medida en que ello sea coherente con la rentabilidad, la viabilidad económica y la sostenibilidad. Esta obligación será aplicable a los contratos de suministro, de servicios y de obras cuyo resultado sea la construcción de un edificio, siempre que los costes de dichos contratos superen los valores umbrales establecidos en la Ley de Contratos del Sector público en los siguientes casos: contratos de obras y de concesión de obras públicas sujetos a una regulación armonizada; contratos de suministro sujetos a una regulación armonizada; contratos de servicios sujetos a una regulación armonizada.

En lo que respecta a la adquisición o arrendamiento de edificios de uso administrativo, se dispone que la calificación energética mínima exigible sea la clase C para los indicadores de demanda energética de calefacción, refrigeración y consumo de energía primaria no renovable.

IV. Transporte:

- **Real Decreto-ley 1/2014, de 24 de enero, de reforma en materia de infraestructuras y transporte, y otras medidas económicas.**

Mediante el presente real decreto, en vigor desde el 26 de enero de 2014, se aprueba la concesión de un crédito extraordinario en el presupuesto del

MINETUR al IDAE por importe de 175.000.000 euros, dirigido a la financiación del presupuesto de las ayudas acogidas a la quinta convocatoria del Programa (PIVE-5), enmarcado en el Plan de Acción de Eficiencia Energética 2011-2020, aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 29 de julio de 2011.

- **Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente «PIVE».**

La renovación de las flotas de transporte se ha mostrado como una de las medidas más eficientes para la reducción del consumo energético, con efectos positivos en materia ambiental y de seguridad vial. De este modo, la experiencia del Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente, en sus convocatorias anteriores (Planes PIVE, PIVE 2, PIVE 3 y PIVE 4), con el objetivo de sustituir un total aproximado de 365.000 vehículos antiguos por otros más eficientes, habiéndose agotado los fondos correspondientes en un periodo inferior al previsto, indica la excelente acogida. Las previsiones del mercado recomiendan man-

tener este tipo de medidas. En consecuencia, el Gobierno en el año 2014 ha tomado la decisión de dotar un crédito extraordinario para dar continuidad a este Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente en su quinta y sexta convocatorias.

El **programa PIVE 5** mantiene la mayoría de los criterios de las convocatorias precedentes, relacionados con el límite de precio del vehículo a adquirir, la inclusión de los modelos de menor consumo absoluto, así como la de aquellos modelos con mayor capacidad de transporte de personas, si bien se refuerzan los requisitos de comunicación y publicidad del Plan que deben cumplir los concesionarios o puntos de venta adheridos. Como novedad incluye un apoyo especial para los solicitantes con discapacidad que acrediten su movilidad reducida y precisen de adaptaciones en el vehículo.

En cuanto al **programa PIVE 6**, se procede a la modificación de algunos aspectos del RD 525/2014, de 20 de junio, por el que se regula la

Plan	Presupuesto (M€)	Nº Vehículos a renovar	Referencia Normativa
PIVE 5	175	175.000	<ul style="list-style-type: none"> • Real Decreto 35/2014, de 24 de enero, por el que se regula la concesión directa de subvenciones del «Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE-5)».
PIVE 6	175	175.000	<ul style="list-style-type: none"> • Real Decreto 525/2014, de 20 de junio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones del «Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE-6)». • Real Decreto-ley 7/2014, de 20 de junio, por el que se concede un suplemento de crédito por importe de 95.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Economía y Competitividad, para la realización de las actuaciones enmarcadas en el Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación y se concede un crédito extraordinario en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo por importe de 175.000.000 de euros para financiar al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) la sexta convocatoria de ayudas del Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE 6) • Real Decreto 988/2014, de 28 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 525/2014, de 20 de junio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones del «Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE-6)».



concesión directa de subvenciones del «Programa de incentivos al vehículo eficiente (PIVE 6)», con la finalidad de mantener la continuidad en la activación provisional de reservas de este programa. En particular se establece un nuevo plazo de presentación de solicitudes de ayuda que se inicia el día 24 de noviembre de 2014. Asimismo, establece como novedad que el titular del vehículo susceptible de ayuda deberá además ostentar la titularidad del vehículo a achatarrazar, así como presentar el último recibo del Impuesto de Vehículos de Tracción Mecánica, debidamente abonado, al menos desde el ejercicio 2013.

- ***Plan de Impulso al Medio Ambiente «PIMA Aire» para la adquisición de vehículos comerciales.***

El Plan «PIMA Aire» forma parte de una estrategia más amplia, diseñada y puesta en marcha por el MAGRAMA cuyo objetivo es reducir de forma significativa las emisiones de contaminantes atmosféricos mediante la renovación del parque actual de vehículos por modelos más eficientes y de menor impacto ambiental y que el Plan Nacional de Calidad del Aire y Protección de la Atmósfera 2013-2016 establece como una de sus medidas.

La experiencia en la aplicación de los planes PIMA Aire en sus distintas convocatorias ha puesto de manifiesto la excelente acogida y resultados obtenidos, contribuyendo positivamente a la mejora de la eficiencia energética y ambiental. Asimismo, han supuesto la consolidación del crecimiento del mercado, acompañando a la recuperación económica. Con el fin de dar continuidad a la lí-

nea trazada en los anteriores planes, consolidar los objetivos alcanzados y seguir avanzando en la protección del medio ambiente, tiene lugar la aprobación durante el año 2014 de los Planes Aire 3 y 4, mediante los cuales se procede a regular las bases para la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos comerciales, vehículos de gas y bicicletas de pedaleo asistido por motor eléctrico.

El **Plan PIMA Aire 3** mantiene la mayoría de criterios de las anteriores convocatorias, aunque se introducen algunas medidas novedosas dirigidas a fomentar la adquisición de vehículos de gas. Por su parte, el **Plan «PIMA Aire 4»** introduce como novedad la consideración entre los vehículos subvencionables de los vehículos homologados como GLP, GNC, GNL o biofuel gasolina-gas. Por otra parte, al incentivar la adquisición de bicicletas eléctricas de pedaleo asistido, se continúa fomentando una movilidad más sostenible, con cero emisiones en el entorno urbano, disminuyendo el nivel de congestión de las ciudades. Asimismo, se amplían los beneficiarios, pudiendo acceder a las ayudas tanto particulares como empresas.

En ambos planes, las cuantías de las ayudas unitarias por vehículo serán las siguientes: Vehículo categoría M1 con carrocería AF Multiuso o categoría N1 menor de 2.500 kg: 1.000 €; Vehículo categoría N1 igual o mayor de 2.500 kg: 2.000 €; Vehículos de categoría M1 o N1 menor a 2.500 kg homologados como GLP, GNC, GNL o biofuel gasolina-gas: 2.500 €, más 1.000 € que aportará el punto de venta, fabricante o importador; Vehículos de la categoría N1 igual o mayor de 2.500 kg homologados

como GLP, GNC, GNL o biofuel gasolina-gas: 5.500 €, más 2.000 € que aportará el punto de venta, fabricante o importador; Vehículos de la categoría M2, M3, N2 y N3 homologados como GLP, GNC, GNL o biofuel gasolina-gas: 10.000 € en caso de menos de 18.000 kg y 20.000 € en caso de superar los 18.000 kg; Bicicletas de pedaleo asistido por motor eléctrico: 200 €.

Las ayudas concedidas no podrán superar, por beneficiario, la cuantía total de 200.000 €, en tres ejercicios económicos. Asimismo, si se trata de una motocicleta, ciclomotor o bicicleta eléctrica, el número de vehículos por los que podrá obtener ayudas se limita a diez en el caso de personas jurídicas y a uno en el caso de personas físicas.

• **Plan de Impulso al Medio Ambiente «PIMA Tierra».**

El Plan de Impulso al Medio Ambiente «PIMA Tierra» forma parte de una estrategia más amplia, diseñada y puesta en marcha por el MAGRAMA, cuya finalidad es reducir las emisiones de conta-

minantes atmosféricos mediante la renovación del parque actual de **tractores de uso agrícola** por modelos más eficientes y de menor impacto ambiental disponibles en el mercado. Mediante este Plan «PIMA Tierra» se inicia la puesta en marcha del conjunto de medidas para impulsar el medio ambiente. En particular, las previstas mediante el RD 147/2014, de 7 de marzo, se orientan a incentivar la adquisición de estos vehículos, cumpliendo el objetivo de reducir las emisiones de CO₂ en los sectores difusos, y al mismo tiempo, las emisiones de partículas.

Para ello, mediante el citado real decreto se regula la concesión de ayudas para el achatarramiento de tractores agrícolas, con antigüedad mayor de quince años, y su sustitución por otros nuevos que cumplan los requisitos exigidos por la Directiva 2000/25/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de mayo de 2000, relativa a las medidas que deben adoptarse contra las emisiones de gases contaminantes y de partículas contaminantes procedentes de motores destinados a propulsar tractores agrícolas o forestales.

Plan	Presupuesto (M€)	Referencia Normativa
PIMA Aire 3	5,5	<ul style="list-style-type: none"> • 5 M€: vehículos de cuatro ruedas • 0,5 M€: vehículos de dos ruedas
PIMA Aire 4	9,6	<ul style="list-style-type: none"> • 7,5 M€: Vehículos M1 con carrocería AF Multiuso o N1 excepto los homologados como GLP, GNC, GNL o biofuel gasolina-gas • 0,6 M€: Vehículos M1 o N1 homologados como GLP, GNC, GNL o biofuel gasolina-gas • 1 M€: Vehículos M2, M3, N2 y N3 homologados como GLP, GNC, GNL o biofuel gasolina-gas • 0,5 M€: Bicicletas eléctricas



La convocatoria de ayudas, para el ejercicio 2014 se establece mediante la Resolución de 30 de abril de 2014 de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, en régimen de concesión directa.

Entre los beneficiarios de estas ayudas figuran: las personas físicas, que sean titulares de una explotación agraria, o estén cotizando en el régimen de Seguridad Social de Autónomos; las empresas privadas con personalidad jurídica propia y con su correspondiente NIF, dedicadas a la actividad agraria; y las cooperativas agrarias, cooperativas de explotación comunitaria de la tierra, cooperativas de trabajo asociado cuya actividad principal sea la agraria, así como Sociedades Agrarias de Transformación (SAT).

Para la solicitud de ayudas será requisito necesario la baja definitiva del tractor cuya primera inscripción en el Registro Oficial de Maquinaria Agrícola (ROMA) deberá ser anterior al 1 de enero de 1999. El beneficiario deberá acreditar la baja definitiva en el ROMA mediante la presentación del correspondiente certificado. Asimismo, se limita a un solo tractor nuevo por el que podrá obtener ayudas cada beneficiario, con independencia de que pueda achatarrarse más de un tractor.

El importe inicial para el Plan PIMA TIERRA 2014 es de 5 M€. La cuantía base de estas ayudas se establece en 70 € por unidad de potencia (CV) del tractor achatarrado, sin exceder el límite de 7.000 €. La cuantía total de la ayuda no excederá de 9.000 €. Asimismo, se establece un complemento a la cuantía base de acuerdo con la clasificación energética del nuevo tractor, según la metodología desarrollada por el IDAE y la Estación de Mecánica Agrícola.

El complemento será de 2.000 € para los modelos de tractores clasificados como A, y de 1.000 €, para los tractores clasificados como B.

- **Programa MOVELE 2014.**

El Programa MOVELE 2014 tiene por objetivo la concesión de ayudas para incentivar y promover la adquisición de nuevos **vehículos eléctricos** en 2014, para lo cual cuenta con una dotación presupuestaria de 10 M€. Con ello se pretende facilitar y fomentar el desarrollo de la movilidad eléctrica, beneficiosa por su contribución a la mejora del sector del transporte, de la eficiencia energética y medioambiental, así como a la reducción de la dependencia energética del petróleo.

El otorgamiento de estas ayudas se encuentra sujeto al cumplimiento, ejecución y realización de los objetivos, actividades, condiciones y requisitos establecidos por el RD 414/2014, de 6 de junio. La gestión de las ayudas se realizará por el IDAE a través de una aplicación desarrollada *ad hoc* como sistema telemático de gestión de ayudas del presente Programa MOVELE 2014, en el marco de la Estrategia integral para el impulso del vehículo eléctrico en España 2010-2014. Las ayudas se destinarán a la adquisición directa o a la adquisición por medio de operaciones de financiación por leasing financiero o arrendamiento por renting de vehículos eléctricos nuevos, matriculados por primera vez en España, que hayan sido adquiridos y abonados al punto de venta en su totalidad. Dependiendo de la categoría del vehículo y de su autonomía en modo de funcionamiento eléctrico, se establecen las siguientes cuantías individuales de ayuda:

Cuantías Individuales de Ayuda			
Categoría	15Km ≤ aut. ≤ 40 Km	40Km < aut. ≤ 90Km	90Km < autonomía modo eléctrico
M1/N1	3.000€-3.500€ (*)	4.500€- 5.300€ (*)	6.500€-7.700€ (*)
M2/N2	--	--	8.000€
M3	--	--	20.000€
L6e	1.800 € - 2.500€ (*) (no condicionado a autonomía mínima)		
L7e	2.200 € -3.000€ (*) (no condicionado a autonomía mínima)		

(*) Aplicable a familias numerosas y discapacitados que adquieran vehículos adaptados con carácter previo a su adquisición

- **Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.**

La Ley del Sector Eléctrico establece que el servicio de recarga energética tendrá como función principal la entrega de energía a través de servicios de carga de vehículos eléctricos y de baterías de almacenamiento en unas condiciones que permitan la carga de forma eficiente y a mínimo coste. Para garantizar la seguridad de las instalaciones correspondientes y su funcionamiento al mínimo coste mediante su normalización, es necesario desarrollar la norma técnica correspondiente.

Este real decreto encuentra cobertura en la referida Ley del Sector Eléctrico, la cual habilita al Gobierno para que dicte las disposiciones reglamentarias necesarias para su desarrollo, y dispone que las instalaciones de producción, transporte, distribución de energía eléctrica y líneas directas, las destinadas a su recepción por los usuarios, los equipos de consumo, así como los elementos téc-

nicos y materiales para las instalaciones eléctricas deberán ajustarse a las correspondientes normas técnicas de seguridad y calidad industriales, según lo previsto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, y demás normativa que resulte de aplicación. Este real decreto encuentra el marco adecuado en la mencionada Ley de Industria y en el Reglamento electrotécnico para baja tensión que se modifica y completa, para establecer las especificaciones técnicas que posibiliten la recarga segura de los vehículos eléctricos en cualquiera de las situaciones que cabe esperar.

Para ello, mediante este real decreto se aprueba una nueva instrucción técnica complementaria (ITC) denominada **ITC BT-52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos»**, cuya finalidad es regular la alimentación eficiente y segura de las estaciones de recarga. De acuerdo con esta instrucción, en lo referente a equipos y materiales, deben utilizarse estaciones de recarga con elementos de conexión normalizados y técnicamente seguros, como instrumento de los gestores de cargas o extensión de las instalaciones de los particulares. Asimismo, se establece una serie de dotaciones mínimas de la estructura para la recarga del «vehículo eléctrico» en edificios o estacionamientos de nueva construcción y en vías públicas.



Por otra parte, el órgano directivo competente en materia de seguridad industrial del MINETUR elaborará y mantendrá actualizada una Guía técnica para la aplicación práctica de las previsiones de este real decreto.

Este real decreto entrará en vigor a los seis meses de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado» a fecha del 31 de diciembre de 2014.

- **Real Decreto 1081/2014, de 19 de diciembre, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para el achatarramiento de vehículos industriales de transporte de viajeros y mercancías con capacidad de tracción propia «PIMA Transporte».**

La retirada de **vehículos antiguos de transporte pesado de mercancías y autobuses** se considera una de las medidas más eficientes para la reducción del consumo energético. El estado actual de envejecimiento de la flota profesional de transporte pesado de mercancías y de viajeros recomienda establecer unas ayudas para retirar los vehículos más antiguos. Con tal fin, el Gobierno ha aprobado un crédito extraordinario para subvencionar el achatarramiento de los vehículos más antiguos a través del Real Decreto-ley 14/2014, de 7 de noviembre, por el que se conceden créditos extraordinarios y suplementos de crédito para financiar actuaciones de distintos Departamentos Ministeriales.

Según lo anterior, este real decreto tiene por objeto la regulación de la concesión de ayudas para el achatarramiento de autobuses, así como de vehículos de transporte de mercancías con capacidad de tracción propia de más de 3,5 toneladas de

masa máxima autorizada (MMA) matriculados, por primera vez, antes del 1 de enero de 2007. Las ayudas se otorgarán a las solicitudes que cumplan los requisitos y se hayan registrado a partir del 21 de diciembre de 2014 hasta el 1 de octubre de 2015 o hasta el agotamiento del importe total previsto de ayudas. Los beneficiarios podrán ser tanto las personas físicas como las jurídicas que sean propietarias de autobuses o de vehículos de transporte de mercancías que cumplan los requisitos antes mencionados.

El importe total máximo de las ayudas ascenderá a 4,7 M€ durante la vigencia del presente plan. La cuantía unitaria de las ayudas será de: 1.500 € por cada vehículo de transporte de mercancías cuya MMA sea superior a 3,5 toneladas y no sobrepase a 7,5 toneladas; 2.000 € en caso de que la MMA esté comprendida entre 7,5 y 16 toneladas; y 3.000 € por vehículo cuando la MMA sea superior a 16 toneladas o se trate de un autobús. Por otra parte, en ningún caso las ayudas totales concedidas a una misma empresa en tres ejercicios fiscales podrán superar el importe de 100.000 o 200.000 € según se trate de un beneficiario de transporte de mercancías o de pasajeros.

El órgano competente para ordenar e instruir el procedimiento de concesión de estas ayudas será la Oficina Española del Cambio Climático del MAGRAMA. Estas subvenciones serán compatibles con otras subvenciones, ayudas, ingresos o recursos vigentes para la misma finalidad, procedentes de cualesquiera Administraciones o entes públicos o privados, nacionales, comunitarios o de organismos internacionales excepto con posibles ayudas de los Planes PIMA Aire.

V. Ordenanzas de Alumbrado:

Desde el año 2006 se viene registrando una continua incorporación de ordenanzas de alumbrado en numerosos municipios españoles, sumándose seis adicionales desde el año 2014 hasta la actualidad, aprobándose la mayoría. Estas nuevas ordenanzas se localizan en 5 Comunidades Autónomas: Andalucía, Asturias, Aragón, Castilla y León, y Madrid. 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.

Energías renovables

- ***Resolución de 2 de abril de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el listado de materias primas para la fabricación de biocarburantes de doble cómputo a efectos del cumplimiento de las obligaciones de consumo y venta de biocarburantes con fines de transporte, de las obligaciones impuestas a los sujetos obligados en materia de energías renovables y del objetivo establecido para la utilización de la energía procedente de fuentes renovables en todas las formas de transporte.***

La Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energías renova-

bles, establece que cada Estado miembro velará porque la cuota mínima de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 sea equivalente al 10% de su consumo final de energía en el transporte. Dicha Directiva establece que para demostrar el cumplimiento del objetivo establecido, la contribución de los biocarburantes obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico se considerará equivalente al doble de la de otros biocarburantes. Con ello se pretende fomentar el uso de los biocarburantes que aporten ventajas adicionales, a la vez que se fomenta la inversión en I+D de tecnologías asociadas.

Con la presente resolución se pone en marcha lo previsto al respecto en la Directiva 2009/28/CE, estableciéndose el listado de materias primas para la fabricación de biocarburantes cuya contribución se considerará equivalente al doble de la de otros biocarburantes. Dicho listado incluye los siguientes productos: aceites usados vegetales o animales; y grasas animales de categoría 1 y 2, según la definición establecida en el Reglamento (CE) n.º 1069/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo.

Cuando los biocarburantes se produzcan sólo en parte a partir de las materias primas mencionadas, dicha contabilización doble sólo se aplicará a la parte física del biocarburante fabricado a partir de dichas materias primas. Para la certificación de los biocarburantes, las materias primas o el biocarburante correspondiente deberán ir acompañados de la información y documentación que demuestre su procedencia y origen, en la forma



que el organismo responsable de la expedición de certificados de consumo y venta de biocarburantes establezca mediante circular.

La presente resolución surtirá efectos a partir de la entrada en vigor de la citada circular.

- ***Orden AAA/2072/2014, de 30 de octubre, por la que se definen los bienes y los rendimientos asegurables, las condiciones técnicas mínimas de cultivo, el ámbito de aplicación, los periodos de garantía, las fechas de suscripción y los precios unitarios del seguro de coberturas crecientes para cultivos agroenergéticos, comprendido en el Plan de Seguros Agrarios Combinados para el ejercicio 2014.***

Mediante la presente orden se definen los bienes y rendimientos asegurables, las condiciones técnicas mínimas de cultivo, el ámbito de aplicación, los periodos de garantía, las fechas de suscripción y, por último, los precios unitarios del seguro de coberturas crecientes para cultivos agroenergéticos. Según lo anterior, se consideran asegurables las producciones de los cultivos agroenergéticos lignocelulósicos, tanto de secano como de regadío, susceptibles de ser retirados de las parcelas de cultivo dentro del periodo de garantía y ubi-

cadas en el ámbito de aplicación establecido. Asimismo, serán asegurables las instalaciones de cabezal de riego y red de riego en parcelas, siendo obligatorio en este caso asegurar la producción.

- ***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 2014 hasta la actualidad se contabilizan cuatro municipios en los que se han emprendido iniciativas relacionadas con este tipo de ordenanzas, encontrándose una de ellas en estado de tramitación. Estas ordenanzas se localizan en 3 Comunidades Autónomas: Madrid, Cataluña y las islas Canarias. De manera adicional, otros dos municipios ubicados en la comunidad valenciana han aprobado ordenanzas reguladoras del informe de evaluación de los edificios, que afectan al aprovechamiento de la energía solar térmica. En línea con esto, cabe esperar que nuevos municipios se sigan sumando a esta iniciativa, dado el impacto favorable 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 2014 ha continuado, aunque en menor medida, la recesión económica en España, produciéndose, en consecuencia, un descenso del consumo energético en relación con el año 2013, un 2,7% en energía final y, en menor medida, un 1,7% en energía primaria. La demanda final de electricidad ha descendido en un 1,9%, mientras la producción eléctrica lo ha hecho en un 2%, con un incremento del 5,5% en la producción en centrales de carbón, un descenso del 17,6% en la producción con gas natural y un incremento del 1,2% con energías renovables.

En el campo internacional, en lo concerniente al ámbito del cambio climático, del 1 al 12 de diciembre de 2014 se ha celebrado, en Lima (Perú), la vigésima Conferencia de las Partes de la Convención Marco de NN.UU. sobre el Cambio Climático (COP-20) 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.

Del mismo modo que en ediciones anteriores, en este apartado se reseñan 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-20 de Lima (Perú) del 1 al 12 de diciembre de 2014

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.

En 2015 está previsto celebrar la XXI Conferencia de las Partes (COP-21) de la Convención Marco de NN.UU. sobre el Cambio Climático, con el principal objetivo de llegar a un nuevo acuerdo internacional sobre el cambio climático, con compromisos cuantitativos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que involucre a todos los países y entre ellos los mayores emisores de gases de efecto invernadero.

Entre el 1 y 12 de diciembre de 2014, se han celebrado en Lima (Perú) las reuniones correspondientes a la 20ª Conferencia de las Partes (COP 20) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), la 10ª Sesión de la Conferencia de las Partes, en calidad de reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (CMP 10), el cuadragésimo primer 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 en Lima que se resume en cinco grandes ejes:

- Continúa la implementación efectiva del sistema ya establecido de lucha contra el cambio climático en el ámbito de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- Establece el proceso de Lima a la próxima Cumbre del Clima de París en 2015, por el que los países deberán presentar, de manera clara y transparente, sus contribuciones al Acuerdo de París con el que se deberá dar una respuesta ambiciosa y global al cambio climático..
- Garantiza la continuidad de la preparación de un texto de negociación durante 2015 en el que reflejar las prioridades y preocupaciones de los países, de cara a su aprobación en la Cumbre de París de 2015.
- Consolida el funcionamiento del Mecanismo Internacional de Varsovia para hacer frente a las pérdidas y daños asociados al cambio climático, establecido en 2013, con el que dar respuesta a las necesidades de los países más vulnerables al cambio climático.
- Reconoce los resultados de la primera movilización de recursos para el Fondo Verde para el Clima, que ha alcanzado los 10.200 millones de dólares, y aprueba un conjunto de decisiones

en materia de financiación que permite seguir avanzando en la agenda de trabajo de la financiación climática para países en desarrollo.

Estos grandes avances políticos, junto con otros progresos también relevantes, han quedado articulados en más de treinta decisiones que garantizan la correcta implementación tanto de la Convención como del Protocolo de Kioto. Estas decisiones versan sobre temas tan diversos como la adaptación, financiación, obligaciones de información, género y cambio climático y sensibilización pública.

Los resultados ponen de manifiesto la voluntad de continuar trabajando en la implementación efectiva y mejora de los elementos que ya dan forma a la lucha multilateral contra el cambio climático y en la negociación del nuevo régimen climático internacional en el ámbito de la Plataforma de Durban. Así, durante las reuniones en Lima, los países han logrado cerrar a tiempo prácticamente todos los puntos de las agendas más técnicas, de manera que, al final, las negociaciones se pudieran centrar en dos de los aspectos centrales a debate: la financiación climática y la negociación del futuro acuerdo.

Los resultados de la reunión de Lima han estado marcados por la reciente publicación del Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), que corrobora que la influencia humana en el sistema climático es clara, así como que las recientes emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero son las más altas de la historia. Este informe confirma que el calentamiento



del sistema climático es inequívoco así como que, desde los años cincuenta del siglo pasado, muchos de los cambios observados no tienen precedentes. La atmósfera y los océanos se han calentado, la cantidad de nieve y hielo se ha reducido y el nivel del mar ha aumentado.

9.2 UNIÓN EUROPEA

Marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030

Se han hecho progresos considerables hacia la consecución de los objetivos de la UE en lo que atañe a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, las energías renovables y la eficiencia energética, según el paquete de medidas sobre energía y cambio climático, adoptado en el Consejo de la Unión Europea aprobó el 6 de abril de 2009, cuyos objetivos deben alcanzarse plenamente en el año 2020.

Sobre la base de los principios definidos en las Conclusiones del Consejo Europeo de marzo de 2014, el Consejo de la Unión Europea, de 23 y 24 de octubre de 2014, ha acordado el marco de actuación de la Unión Europea en materia de clima y energía hasta el año 2030.

Los objetivos establecidos en este marco son los siguientes:

- Objetivo vinculante para toda la UE de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión por lo menos un 40% para el año 2030 con respecto a los valores del año 1990.

Para lo cual, la UE cumplirá colectivamente de la manera más eficaz posible en términos de coste, con reducciones en los sectores sujetos y no sujetos al régimen de comercio de derechos de emisión del 43% y del 30%, respectivamente, en 2030 en comparación con el año 2005, participando todos los Estados miembros en este esfuerzo, conciliando consideraciones de equidad y solidaridad.

- Se fija el objetivo vinculante a escala de la UE de que la cuota de energías renovables dentro del consumo de energía de la UE en 2030 sea como mínimo del 27%. Este objetivo se cumplirá mediante contribuciones de los Estados miembros, que se regirán por la necesidad de alcanzar colectivamente el objetivo de la UE, sin impedir que los Estados miembros fijen sus propios objetivos nacionales más ambiciosos.
- Se fija a escala de la UE un objetivo indicativo consistente en que la eficiencia energética mejore al menos en un 27% en 2030 con respecto a las previsiones de consumo energético futuro, sobre la base de los criterios actuales. Este objetivo se revisará antes del 2020, teniendo en mente un nivel de mejora del 30% para la UE. Estos objetivos deberán alcanzarse respetando plenamente la libertad de los Estados miembros.

Régimen de comercio de derechos de emisión (*Emission Trading System*) (*EU ETS*)

El Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (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 la UE, que representan más de 2.000 millones de toneladas de CO₂, que se corresponde aproximadamente con el 45% del total de emisiones de la UE.

Actualmente, y hasta el año 2020, se encuentra en vigor el nuevo régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (2013-2020), según lo establecido en la Directiva 2009/29/CE de 23 de abril de 2009 (nueva Directiva ETS), que ha modificado la Directiva 2003/87/CE. El nuevo régimen de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (ETS) ha reforzado y revisado el ETS anterior, de forma que a partir de 2013 tiene unas reglas más armonizadas a nivel comunitario.

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 2014. Entre ellas cabe señalar las siguientes:

– **Derechos de emisión y asignación gratuita**

En el actual régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 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.

Durante el año 2014 continua el proceso de asignación gratuita de derechos de emisión para nuevos entrantes y ampliaciones significativas de capacidad, así como el ajuste de la asignación gratuita de derechos de emisión para aquellas instalaciones que hayan tenido un cese total o parcial de sus actividades o reducción significativa de su actividad, en 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.

– **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, lo que significa una deslocalización de las industrias de la UE a otros países.

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.

La primera lista de sectores y subsectores considerados expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono en los años 2013 y 2014 se estableció mediante la Decisión 2010/2/UE, de 24 de diciembre de 2009.

En 2014, la Decisión 2014/746/UE, de 27 de octubre de 2014, establece la lista de sectores y subsectores que se consideran expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono durante el período 2015-2019. La lista de dichos sectores se ha establecido al nivel NACE-4 (Nomenclatura estadística de actividades económicas en la Unión Europea) y, en algunos casos, en el nivel CPA o Prodcod.

La Decisión 2014/746/UE será aplicable a partir del 1 de enero de 2015, fecha en la que queda derogada la anterior Decisión 2010/2/UE.

– 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. El modelo de subasta que se establece en el Reglamento está basado en una plataforma común de la que, bajo ciertas condiciones, pueden separarse los Estados miembros que deseen implantar plataformas propias. Alemania, Polonia y Reino Unido disponen de plataformas propias, mientras que España, junto con los otros 23 Estados miembros restantes, subasta sus derechos de emisión en la plataforma común. En octubre de 2012 se iniciaron las subastas de derechos de emisión del tercer período de comercio de derechos de emisión, 2013-2020. Desde entonces, las subastas de la plataforma común se vienen celebrando con normalidad cada lunes, martes y jueves.

Como consecuencia del excedente de derechos de emisión en la UE en los primeros años del período 2013-2020, fruto de la situación económica pasada, que haría que el equilibrio del mercado de derechos de emisión llevara a una bajada de los precios de los mismos a valores notablemente inferiores a los previstos en principio cuando se diseñó el régimen de comercio de derechos de emisión para el período 2013-2020, se ha adoptado el nuevo Reglamento 176/2014 de la Comisión, de 25 de febrero de 2014, por el que se modifica el calendario originario de las subastas de derechos de emisión, retrasando (backloading) la subasta de 900 millones de derechos prevista en los años 2014-2016 a los años 2019-2020.

El Reglamento 176/2014 se adoptó para solucionar un problema coyuntural, con la condición de

que el aplazamiento de derechos de emisión solo podría adoptarse una sola vez hasta 2020. Como se considera que el excedente de derechos de emisión es de carácter estructural y duradero, con el fin de equilibrar la oferta de derechos en subasta, que es fija con extrema rigidez, y su demanda, que es flexible y se ve afectada por los ciclos económicos, los precios de los combustibles y otros factores, se va a adoptar en 2015 una Decisión del Parlamento Europeo y del Consejo, mediante la que se va a establecer una reserva de estabilidad del mercado de derechos de emisión.

Esta reserva de estabilidad del mercado está previsto que se comporte como un mecanismo objetivo, y reglamentado, mediante el cual los volúmenes de venta en subasta se ajustan de «manera automática» en condiciones predefinidas. En principio, según la propuesta de la Comisión, la aplicación de esta reserva de estabilidad estaba previsto lo fuera a partir del 1 de enero de 2021, período en el que se iniciaría la cuarta fase del régimen de comercio de derechos de emisión. Sin embargo, como consecuencias de las negociaciones habidas al respecto, es casi seguro que se adelante en dos años, al 1 de enero de 2019.

– **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 monetización 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.

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 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.



Mediante la Decisión de la Comisión, de fecha 7 de agosto de 2014, los tres proyectos presentados por España han sido seleccionados para recibir la financiación correspondiente según el NER300, de acuerdo con las condiciones que se señalan en el anexo 2 de dicha Decisión.

– 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.

El Reglamento (UE) N° 601/2012, de la Comisión, se ha modificado mediante el Reglamento (UE) N° 206/2014, de la Comisión, modificando el anexo VI para adaptar los datos de los potenciales de calentamiento global de los gases de efecto invernadero con los establecidos en la metodología que figura en la Decisión 15/CP.17 de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático a efectos de aplicación de las Directrices IPCC 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático. El nuevo anexo VI del Reglamento (UE) N° 601/2012, de la Comisión, será aplicable a partir del 1 de enero de 2013.

Asimismo, el Reglamento (UE) N° 601/2012, de la Comisión, se ha modificado mediante el Reglamento (UE) N° 743/2014, de la Comisión, por el que se sustituye el anexo VII en lo que se refiere a la aclaración de la clasificación de los combustibles y materiales pertinentes, a fin de mejorar la coherencia en la aplicación de los factores pertinentes utilizados en el cálculo de las emisiones. El nuevo anexo VII ha entrado en vigor el 31 de julio de 2014.

9.3 ÁMBITO NACIONAL

En el ámbito nacional destacan los temas que se indican a continuación:

- ***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.

Mediante la Decisión de la Comisión 2011/278/UE, de 27 de abril de 2011, se han establecido 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.

Por Acuerdo del Consejo de Ministros, de 15 de noviembre de 2013, se aprobó, 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, que se dio publicidad mediante la Resolución de 23 de enero de 2014, de la Dirección General de la Oficina Española de Cambio Climático.

Para la aplicación de los preceptos establecidos en el capítulo IV de la Decisión 2011/278/UE, que contempla las normas relacionadas con la asignación de derechos a nuevos entrantes (nuevas instalaciones o ampliaciones significativas de las existentes), así como el ajuste en la asignación final inicial de derechos, a la baja debido a ceses parciales (reducciones del nivel de actividad), o al alza por recuperación del nivel de actividad, o reducciones significativas de capacidad (cambios físicos que den lugar a un descenso significativo de la capacidad), se dictó el Real Decreto 1722/2012, de 28 de diciembre, por el que se desarrollan aspectos relativos a la asignación de derechos de emisión en el marco 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.

En aplicación del Real Decreto 1722/2012, por medio de la Resolución de 28 de febrero de 2014 del Secretario de Estado de Medio Ambiente, se aprueban 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 fechas de 25 de abril de 2014 y de 10 de abril de 2005, el Consejo de Ministros, a propuesta de los Ministerios de Economía y Competitividad, de Industria, Energía y Turismo, y de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, ha adoptado la asignación individual de derechos de emisión al primer y segundo conjunto de instalaciones, respectivamente, que solicitan asignación como nuevos entrantes del período 2013-2020 y se en-



cuentran 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.

- **Hoja de Ruta de Sectores Difusos 2020**

En septiembre de 2014, el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente ha elaborado la Hoja de Ruta Difusos hasta el año 2020, que consta de 43 medidas para reducir las emisiones de CO₂ de los sectores difusos, en concreto de los sectores residencial, transporte, agrícola y ganadero, residuos, gases fluorados e industria no sujeta al sistema de comercio de derechos de emisión. Se trata de una herramienta de toma de decisiones para cumplir con los objetivos nacionales de reducción de emisiones en los sectores difusos, dentro del marco del actual Paquete de Energía y Cambio Climático adoptado por la Unión Europea. En el caso español este objetivo es la reducción del 10% de las emisiones de estos sectores en el año 2020 con respecto a las emisiones de los mismos en el año 2005.

Las medidas que comporta la Hoja de Ruta Difusos 2020 se han acordado en grupos de trabajo de la Administración General del Estado, de la Administración Autónoma y Local, junto con expertos sectoriales, y que, además, han sido consultadas más de 40 organizaciones, entre las que se encuentran universidades, asociaciones, sindicatos cooperativas y empresas especializadas.

- **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 2014, el FES-CO₂ ha lanzado la tercera convocatoria de **Proyectos Clima** para seleccionar proyectos en los conocidos como «sectores difusos», en la que tienen cabida el 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, PIMA Transporte**

Dentro de la apuesta del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA) por un nuevo modelo de lucha contra el cambio climático, reforzando su objetivo de avanzar en la protección del medio ambiente e impulsar la actividad económica y el empleo, se enmarcan los diferentes Planes de Impulso al Medio Ambiente (PIMA). Entre ellos se encuentran, además del **PIMA Sol**, lanzado conjuntamente entre el MAGRAMA y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), que se aprobó mediante el Real Decreto 635/2013, el PIMA Aire, el PIMA Tierra y el PIMA Transporte.

Con el objetivo de reducir de forma significativa las emisiones de contaminantes atmosféricos, principalmente partículas, así como las emisiones de CO₂ mediante la renovación del parque actual de vehículos por modelos más eficientes y de menos impacto ambiental disponibles en el mercado nacional, se impulsó la estrategia del **PIMA Aire**, aprobándose el Real Decreto 89/2013 por el que se regula la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos comerciales. Posteriormente se ha seguido con el **PIMA Aire 2**, mediante el Real Decreto 831/2013, por el que se conceden ayudas para la adquisición de motocicletas y ciclomotores eléctricos e híbridos y bicicletas de pedaleo asistido por motor eléctrico.

Durante el año 2014, como consecuencia del éxito de la acogida de los planes anteriores, se ha adoptado el **PIMA Aire 3**, aprobado por el Real Decreto 128/2014, con el objetivo de seguir avanzando en la protección del medio ambiente y, en concreto, en la calidad del aire que respiramos, mediante la reducción de las emisiones de los contaminantes atmosféricos de los vehículos, especialmente significativas en las grandes ciudades. Asimismo, durante el año 2014 se ha adoptado el **PIMA Aire 4**, mediante el Real Decreto 989/2014, que tiene como novedad respecto de los planes anteriores la inclusión, entre los vehículos subvencionables, los vehículos homologados como GLP, GNC, GNL o bifuel gasolina-gas, que tienen ventajas adicionales desde el punto de vista ambiental, pues generan menores emisiones de contaminantes, especialmente partículas, además de contribuir a la diversificación energética en España.

El Consejo de Ministros aprobó, el 7 de marzo de 2014, el **PIMA Tierra**, por medio del Real Decreto 147/2014, por el que se regula la concesión directa de ayudas para la renovación de tractores agrícolas, enmarcándose 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.

Mediante el Real Decreto 1081/2014 se ha aprobado el **PIMA Transporte**, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para el achatarramiento de vehículos industriales de transporte de viajeros y mercancías con capacidad de tracción propia, con lo que además de la reducción de contaminantes atmosféricos se mejora el consumo energético así como la seguridad vial.

- ***Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (Plan PIVE)***

En el año 2014, se ha efectuado por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo la sexta convocatoria del Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente, mediante el Real Decreto 525/2014 (**PIVE-6**), modificado en algunos aspectos parciales por el Real Decreto 988/2014, con el fin de potenciar una disminución del consumo energético nacional mediante la incentivación de la modernización del parque de vehículos de turismo y comerciales, con modelos de alta eficiencia energética, con menor consumo de combustibles y emisiones a la atmósfera.



- **Huella de carbono**

Dentro de los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en la Unión Europea, mediante la Decisión 406/2009/CE se han cuantificado los esfuerzos que deben realizar los Estados miembros en los sectores difusos (no incluidos el en régimen de comercio de derechos de emisión) para el año 2020, con respecto de las emisiones del año 2005, correspondiendo a España una reducción del 10%.

Para conseguir dicho objetivo, se están llevando a cabo diversas actuaciones, como las anteriormente reseñadas, a las que hay que añadir la creación por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente de un registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono.

La creación del citado registro, así como de su regulación, viene establecida en el Real Decreto 163/2014, de 14 de marzo, en el que, además de definir lo que se entiende por «huella de carbono», compensaciones y absorciones de CO₂ y sumideros biológicos, regula las tres secciones del registro.


La participación en el registro es de carácter voluntario y está dirigido a personas físicas o jurídicas, públicas o privadas y trabajadores autónomos que deseen participar en el mismo. Con ello, además de reducir las emisiones españolas de CO₂, se pretende que se sea un punto de arranque para un cambio de cultura empresarial orientado a la asunción de responsabilidades ambientales, basadas en la iniciativa propia, apoyadas

por el reconocimiento de los esfuerzos llevados a cabo por las empresas, que, entre otros aspectos, podría ser un punto a favor de dichas empresas a la hora de contrataciones públicas.

- **Real Decreto 1055/2014, de 12 de diciembre, por el que se crea un mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero para empresas de determinados sectores y subsectores industriales a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de «fuga de carbono» y se aprueban las bases reguladoras de la concesión de las subvenciones para los ejercicios 2014 y 2015.**

La Directiva 2003/87/CE, modificada por la Directiva 2009/29/CE, sobre el comercio de derechos de emisión, prevé la posibilidad de establecer medidas especiales y de carácter temporal para determinadas empresas, con objeto de compensar los aumentos de precio de la electricidad que consumen como consecuencia de la inclusión de los costes de los derechos de emisión de las empresas generadoras de electricidad en el precio de la misma. La Ley 1/2005, modificada por la Ley 13/2010, prevé, en su disposición adicional sexta, esta posible compensación de costes de emisiones indirectas.

Por otro lado, en la tercera fase de aplicación del régimen europeo de comercio de gases de efecto invernadero (2013-2020) la generación eléctrica no recibe derechos de emisión gratuitos, por lo que, a partir de 2013, todas las instalaciones de generación eléctrica deben comprar los derechos en subasta o en el mercado de derechos de emisión, trasladando este coste al consumidor a través del precio de la electricidad. En consecuencia,



la Unión Europea permite a cada Estado miembro, según su presupuesto nacional, compensar estos costes indirectos para las industrias de determinados sectores o subsectores, a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono (deslocalización de industrias) como consecuencia del incremento de precio de la electricidad debido a este coste, según se establece en la Comunicación de la Comisión Europea 2012/C 158/04.

Para paliar en la medida de lo posible el impacto de dichos costes sobre la competitividad de las industrias españolas, mediante el Real Decreto 1055/2014 se crea un mecanismo de compensación de los costes indirectos imputables a las emisiones de gases de efecto invernadero repercutidas en los precios de la electricidad, denominado «Ayudas compensatorias por costes de emisiones indirectas de CO₂», en forma de subvención, previsto, en principio, para los años 2014 y 2015, que podrá ser prorrogado en la medida que lo permita la normativa europea.

El Real Decreto 1055/2014 regula los beneficiarios que pueden acogerse a las ayudas, el régimen de concesión y criterios de acumulación de las mismas, los criterios de evaluación así como la determinación de los costes subvencionables e intensidad máxima de ayuda, estableciendo, en su disposición final segunda, que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo dictará las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución del mismo.

- ***Ley 11/2014, de 3 de julio, por la que se modifican la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.***

La Ley 26/2007, de Responsabilidad Medioambiental, que traspuso a la legislación española la Directiva 2004/35/CE, establece un nuevo régimen administrativo de reparación de daños ambientales, en virtud del cual los operadores que ocasionen daños al medio ambiente, o amenacen con ocasionarlo, deben adoptar las medidas pertinentes para prevenir que ocurran o, cuando los daños se hayan producido, para devolver los recursos naturales dañados al estado en el que se encontraban antes de que se produjeran los mismos, estableciendo, asimismo, que los operadores de las actividades que potencialmente puedan generar mayores daños ambientales, incluidas en el anexo III de la misma, deberán disponer de una garantía financiera que les permita hacer frente a la responsabilidad ambiental inherente a las actividades que pretendan desarrollar. En tal sentido, se dictó el Real Decreto 2090/2008 por el que se aprueba el Reglamento de desarrollo parcial de la Ley 26/2007, regulando las cuestiones esenciales de la garantía financiera obligatoria.

La Directiva 2004/35/CE ha sido modificada por la Directiva 2013/30/UE en lo que respecta a las operaciones relativas al petróleo y al gas mar adentro, modificandola definición de los daños a las aguas para asegurar que la responsabilidad del operador se aplique a las aguas marinas.

Mediante la Ley 11/2014 se modifica la Ley 26/2007, se realiza la transposición a la legislación española de lo dispuesto en el artículo 38 de la Directiva 2013/30/UE y, al mismo tiempo, se modifican ciertos aspectos de la Ley 26/2007, fundamentalmente en lo que se refiere a reforzar los

aspectos preventivos de la misma, así como para simplificar y mejorar ciertos aspectos de su aplicación, en particular algunos referentes a las garantías financieras, como que la cuantía de dicha garantía se determinará a partir de la realización del análisis de riesgos ambientales de la actividad

correspondiente, regulando, asimismo, los criterios que servirán de base para determinar, por vía reglamentaria, las actividades exentas de constituir garantía financiera obligatoria, debido al escaso potencial de generar daños ambientales y bajonivel de accidentalidad.

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 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, contri-

buyan 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 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.

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 sirve 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 facilita su acceso a las fuentes de financiación existentes en el marco comunitario.

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 Tecnoló-

gicas, 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 desarrollan en 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, en concreto el reto 3, 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.
- II. ENERGÍA EÓLICA.
- III. BIOENERGÍA.
- IV. TRATAMIENTO DE RESIDUOS CON FINES ENERGÉTICOS.
- V. HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE.
- VI. ENERGÍA MARINA.
- VII. ENERGÍA GEOTÉRMICA.
- VIII. ENERGÍA NUCLEAR SOSTENIBLE.
- IX. REDUCCIÓN, CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂.
- X. REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES.

En todos ellos, las actuaciones contemplan el impulso al liderazgo internacional, la introducción y aplicación de nuevos materiales, y la mejora de la eficiencia energética.

A continuación se incluye un resumen de la actividad de I+D+I llevada a cabo por la Secretaría de Estado en el año 2014 a través de sus diferentes unidades (Dirección General de Innovación y Competitividad y Dirección General de Investigación Científica y Técnica) y por algunos de los principales organismos públicos de investigación, centros tecnológicos e infraestructuras científico técnicas singulares dependientes de la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación.

10.3 DIRECCIÓN GENERAL DE INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD. SUBDIRECCIÓN GENERAL DE COLABORACIÓN PÚBLICO-PRIVADA

El Programa Estatal de I+D+I Orientada a los Retos de la Sociedad engloba, entre otras, la Convocatoria de RETOS-COLABORACIÓN y la Convocatoria de PLATAFORMAS TECNOLÓGICAS, que gestiona la Subdirección General de Colaboración Público-Privada y cuyas principales características y resultados obtenidos en la anualidad 2014 se describen a continuación.

10.3.1 Retos-Colaboración

RETOS-COLABORACIÓN es una convocatoria de Colaboración Público-Privada cuyo principal objetivo es orientar la investigación científica, desarrollada en universidades y organismos públicos de investigación, y la actividad de I+D+I empresarial hacia la resolución de los problemas y necesidades presentes y futuras de nuestra sociedad, en consonancia con los retos contenidos en la Estrategia Española y el esquema de la Unión Europea reflejado en «Horizonte 2020», todo ello con el fin último de procurar, a medio y largo plazo, la obtención de retornos sociales y la mejora de la competitividad del tejido productivo del país. Esta Convocatoria representa una oportunidad para las empresas y agentes de I+D para la ejecución de proyectos innovadores en cooperación y con resultados cercanos al mercado, que movilicen la inversión privada, generen empleo y mejoren la balanza tecnológica del país.

Los proyectos tienen que cumplir una serie de requisitos, entre los que destacan que tienen que estar liderados por una empresa y que el porcentaje de participación empresarial en el proyecto tiene que ser mayor del 60% del presupuesto total presentado. Su duración es entre 2 y 4 años, y su presupuesto mínimo es de 300.000 €.

Durante la anualidad 2014 se efectuó la primera Convocatoria RETOS-COLABORACIÓN, financiándose en el Reto de Energía un total de 37 proyectos y siendo la ayuda total concedida de 33,2 M€. Esta ayuda incluye subvención para los agentes de I+D y préstamo para las empresas (0,506% de interés y amortización en 10 años, 3 de carencia y 7 de devolución). Las líneas temáticas de los proyectos financiados, así como el número de proyectos en cada una de ellas y la ayuda concedida, pueden verse en el Cuadro 10.1. Destacan con mayor número

de proyectos las redes eléctricas y la eficiencia energética, fundamentalmente en edificación, seguidas de proyectos de bioenergía, eólica y solar fotovoltaica. Como minoritarios, aparecen proyectos relacionados con la solar termoeléctrica, gas, nuclear, energía marina e hidráulica.

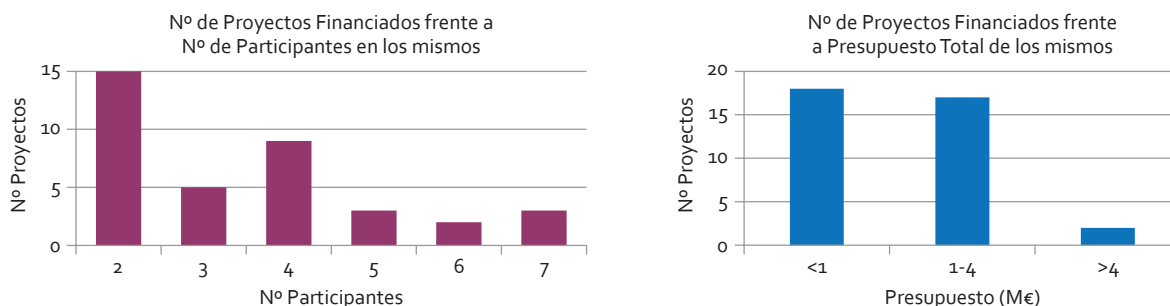
En el Gráfico 10.1 puede verse el número de participantes en estos 37 proyectos, que oscila entre un mínimo de 2 (una empresa y un centro de investigación) y un máximo de 7 (varias empresas y varios centros de investigación, cumpliendo siempre los requisitos exigidos en la convocatoria). Respecto al presupuesto presentado, en esta Convocatoria sólo 3 proyectos han presentado un presupuesto mayor de 4M€, estando el resto dividido a partes aproximadamente iguales entre proyectos de menos de 1 M€ y proyectos entre 1-4 M€.

CUADRO 10.1 RESULTADOS DE LA CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2014. PROYECTOS FINANCIADOS ÁREA ENERGÍA

Área Temática	TOTAL (2014-2017)		
	Nº Proyectos	Presupuesto Total Proyectos (€)	Ayuda Total Concedida (€)
Redes Inteligentes	7	16.374.323	10.765.708
Eficiencia Energética / Smart Cities	7	6.596.642	4.333.570
Bioenergía	6	3.810.906	2.379.669
Energía Eólica	5	11.916.060	6.301.839
Energía Solar Fotovoltaica	4	7.503.089	4.103.727
Energía Solar Térmica	1	951.096	685.573
Gas	2	3.084.520	1.901.871
Fisión Nuclear	2	2.540.113	1.069.861
Energía marina	1	605.931	266.455
Hidráulica	1	1.450.994	1.025.009
Otros	1	572.507	353.078
Total	37	54.833.675	33.186.360
TOTAL AYUDA		33.186.360	



GRÁFICO 10.1 N° DE PROYECTOS FINANCIADOS EN LA CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2014 FRENTE AL N° DE PARTICIPANTES Y FRENTE AL PRESUPUESTO DE LOS MISMOS. ÁREA ENERGÍA



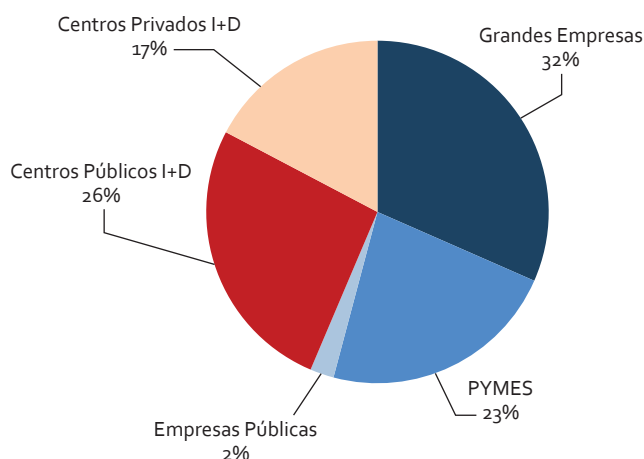
La naturaleza de los participantes se recoge en el Gráfico 10.2. En la parte empresarial destaca un mayor porcentaje de grandes empresas (32%) frente a PYMES (23%), y hay un 2% de empresas públicas. Respecto a los agentes de I+D mayoritariamente tienen carácter público (Organismos Públicos de Investigación y Universidades).

En cuanto a la distribución de la ayuda concedida por Comunidades Autónomas, consecuencia de los beneficiarios de los proyectos en cada una de ellas, Gráfico 10.3, destacan claramente País Vasco y Madrid con ayudas totales superiores a 10

M€ y 8 M€ respectivamente, seguidas de Cataluña, Navarra, Andalucía y Comunidad Valenciana, cuya ayuda oscila entre los 2 y 3,5 M€. En el resto de CCAA que aparecen en la gráfica la ayuda total concedida es menor de los 0,6 M€.

Como resumen de las últimas Convocatorias de Colaboración Público-Privada impulsadas desde la Dirección General de Innovación y Competitividad, en el Gráfico 10.4 puede verse que en total en las tres convocatorias INNFACTO (2010, 2011 Y 2012) más la Convocatoria de RETOS COLABORACIÓN 2014, se han financiado un total de 193

GRÁFICO 10.2 NATURALEZA JURÍDICA DE LOS BENEFICIARIOS DE LOS PROYECTOS FINANCIADOS EN LA CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2014. ÁREA ENERGÍA



Tipo de entidad	N°
Grandes Empresas	42
PYMES	30
Empresas Públicas	3
Centros Públicos I+D	35
Centros Privados I+D	23
TOTAL	133

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO



GRÁFICO. 10.3 AYUDA CONCEDIDA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS EN LA CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2014. ÁREA ENERGÍA

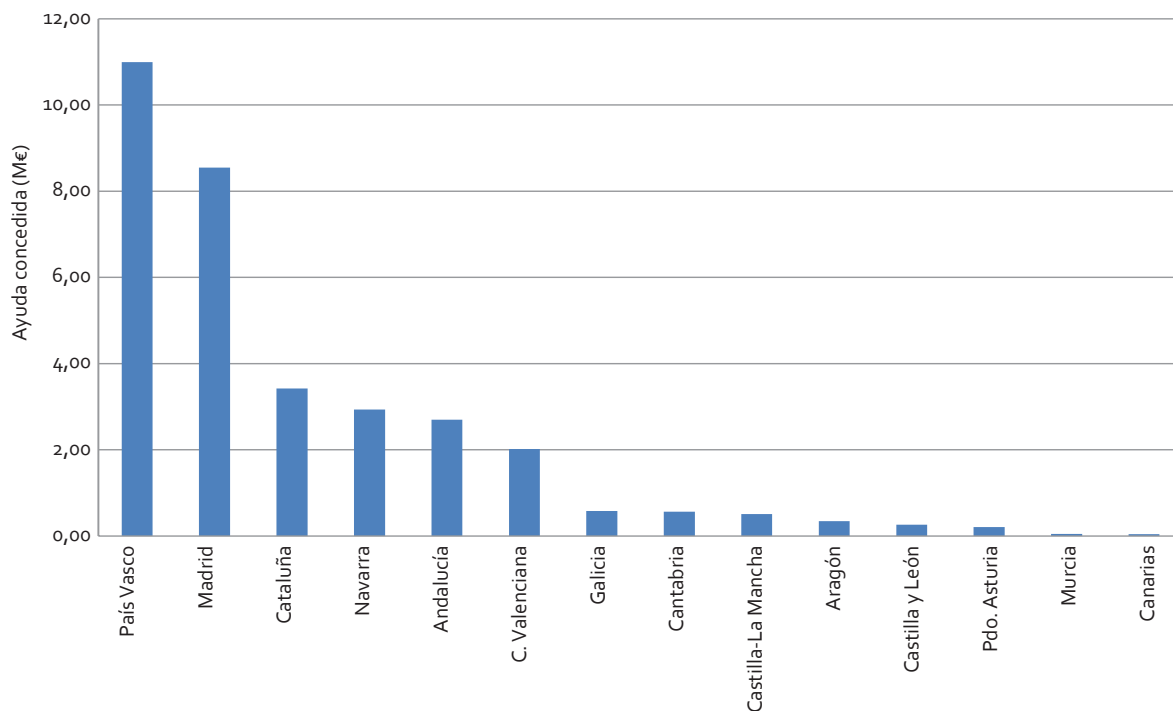
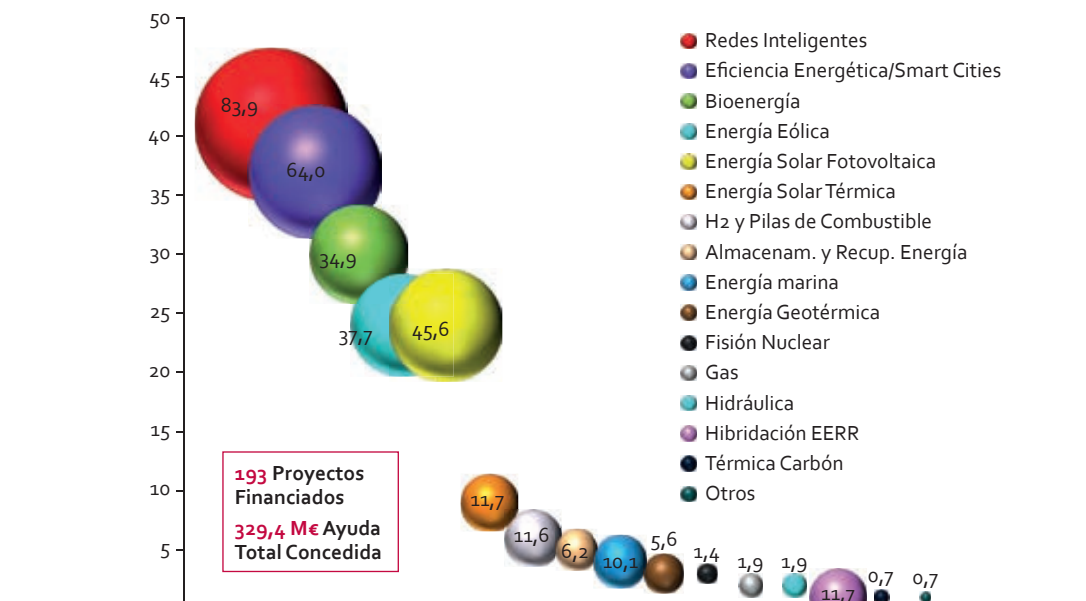


GRÁFICO 10.4 TOTAL CONVOCATORIAS COLABORACIÓN PÚBLICO-PRIVADA ENERGÍA: INNPACTO (2010 + 2011 + 2012) + RETOS COLABORACIÓN 2014. Nº DE PROYECTOS FINANCIADOS POR LÍNEAS TEMÁTICAS Y AYUDA CONCEDIDA



El tamaño de las burbujas se corresponde con la ayuda total concedida (Valor numérico en su interior, M€).



proyectos, siendo 329,4 M€ la ayuda total concedida. Estos grandes proyectos energéticos están en total consonancia con los ámbitos recogidos en el Plan Estatal de I+D+i, en Horizon 2020 y en el Strategic Energy Technology (SET) PLAN.

10.3.2 Plataformas tecnológicas

Las Plataformas Tecnológicas son foros de trabajo en equipo, liderados por la industria, que integran a todos los agentes del sistema Ciencia-Tecnología-Innovación (empresas, centros tecnológicos, organismos públicos de investigación, universidades, centros de I+D, asociaciones, fundaciones, etc.), y que son capaces de definir la visión a corto, medio y largo plazo del sector y de establecer una ruta estratégica en I+D+i.

Entre sus misiones destacan:

- Favorecer la competitividad, la sostenibilidad y el crecimiento del sector industrial y del tejido científico-tecnológico español.
- Ser un mecanismo de transmisión de la I+D+i hacia el mercado nacional e internacional.
- Canalizar la generación de empleo y la creación de empresas innovadoras mediante proyectos y actuaciones.

En la actualidad se cuenta en Energía con un total de diez Plataformas Tecnológicas en áreas tecnológicas relevantes para nuestra economía:

- Plataforma Tecnológica Española del H₂ y de las Pilas de Combustible (www.ptehpc.org).

- Plataforma Tecnológica del Sector Eólico Español. REOLTEC (www.reoltec.net).
- Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (www.pteco2.es).
- Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas. FUTURED (www.futured.es).
- Plataforma Tecnológica Española de Biomasa. BIOPLAT (www.bioplat.org).
- Plataforma Tecnológica Española de Eficiencia Energética. EE (www.ptee-ee.org).
- Plataforma Tecnológica Española de Geotermia. GEOPLAT (www.geoplat.org).
- Plataforma Tecnológica de Energía Solar Térmica de Concentración. SOLAR CONCENTRA (www.solarconcentra.org).
- Plataforma Tecnológica Española Fotovoltaica. FOTOPLAT (<http://fotoplat.org/>).
- Plataforma Tecnológica de Energía Nuclear de Fisión. CEIDEN (www.ceiden.es).

La financiación para el apoyo de estas plataformas tecnológicas en el periodo 2005-2015 ha ascendido a 6,1 M€.

De acuerdo con la Estrategia Española y el Plan Estatal de I+D+i, las Plataformas Tecnológicas se han orientado a los Retos Sociales de forma que además de contribuir al Reto de Energía trabajan para dar respuesta a otros Retos Sociales tal

y como puede verse en el Gráfico 10.5. Destacar también que aparte de las 10 Plataformas Energéticas mencionadas existen dos Grupos Interplataformas formados por plataformas de diferentes sectores, uno relacionado con las Ciudades Inteligentes y otro sobre Almacenamiento Energético.

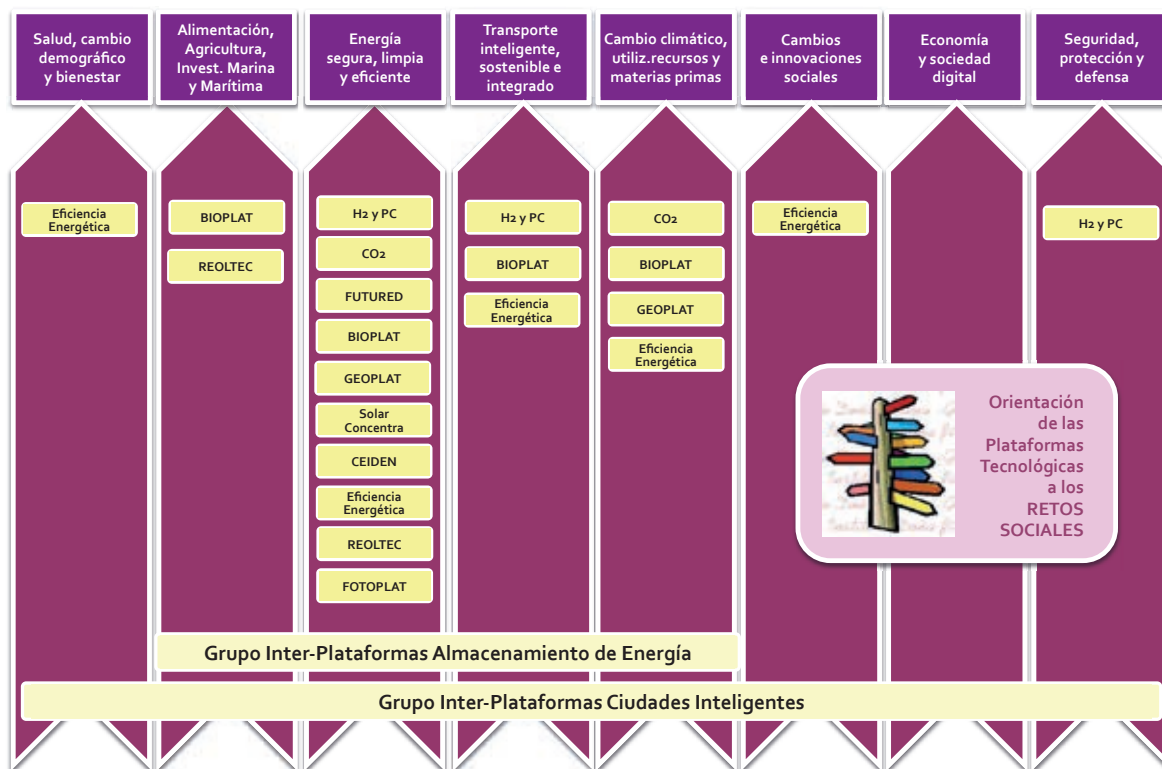
Alianza para la Investigación y la Innovación Energética-ALINNE

La Alianza ALINNE es un instrumento de la política científica y tecnológica que, alineada con la Estrategia Española de Ciencia, Tecnología e Innovación 2013-2020 y con el Plan Estatal de Investigación Científica, Técnica y de Innovación

2013-2016, pretende dar respuesta a los principales retos de las actividades de I+D+i en el ámbito del sector energético y contribuir a la definición de una estrategia energética a nivel nacional y de posicionamiento europeo. En su estructura participan las Administraciones y agentes públicos y privados, con predominio de los principales centros públicos de I+D energéticos y de las empresas más innovadoras de este sector. Consta de un Comité Ejecutivo y tres Comités Delegados: Estrategia, Coordinación e Internacionalización.

En este contexto, el Comité de Estrategia ha generado un instrumento para analizar las capacidades de desarrollo tecnológico de las tecnologías energéticas en España, tanto desde el lado de

GRÁFICO 10.5 PLATAFORMAS TECNOLÓGICAS ENERGÉTICAS Y SU ORIENTACIÓN A LOS RETOS SOCIALES





la oferta como del de la demanda, a través de la aplicación de una serie de criterios que conllevan el uso de indicadores cuantitativos y cualitativos tal y como se define en el documento «Criterios para el análisis del potencial de desarrollo tecnológico de las tecnologías energéticas en España». En base a este instrumento, durante la anualidad 2014 se ha realizado el ejercicio del «Análisis del potencial de desarrollo de las tecnologías energéticas en España», cuyo objetivo ha sido analizar las diferentes líneas tecnológicas bajo el prisma del desarrollo tecnológico industrial en España, con posibilidades de llegar a los mercados tecnológicos globales de la energía. Para ello, las Plataformas Tecnológicas han jugado un papel esencial suministrando la información necesaria, sin la cual no hubiera sido posible el ejercicio. Toda la información y documentos generados pueden consultarse en <http://www.alinne.es/documentacion>

10.4 DIRECCIÓN GENERAL DE INVESTIGACION CIENTIFICA Y TECNOLOGICA. SUBDIRECCIÓN GENERAL DE PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN Y SUBDIRECCION GENERAL DE PROYECTOS INTERNACIONALES

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 empre-

sariales 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.

Dentro del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación (2013-2016), a lo largo del año 2014, se han convocado ayudas a proyectos de investigación correspondientes:

- Programa Estatal de Fomento de la Investigación Científica y Técnica de Excelencia, Subprograma Estatal de Generación del conocimiento:
 - Modalidad 1. Proyectos de I+D. Cuyo objetivo es la financiación de proyectos de investigación consistentes en trabajos experimentales o teóricos emprendidos con el objetivo primordial de adquirir nuevos conocimientos acerca de los fundamentos subyacentes de los fenómenos y hechos observables.
 - Modalidad 2: Proyectos «Explora Ciencia» y «Explora Tecnología». Cuyo objetivo es promover la ejecución de proyectos de investigación básica o tecnológica que supongan la exploración de ideas heterodoxas y radicalmente innovadoras.
 - Modalidad 3: Acciones de dinamización «Redes de Excelencia». Cuyo objetivo es fomentar la creación desarrollo de redes, facilitando la comunicación entre los diferentes grupos de investigación, para impulsar las actividades de I+D+I y contribuir al avance del conocimiento.

- Programa Estatal de Investigación, Desarrollo e Innovación orientada a los Retos de la sociedad.

- Modalidad 1: Proyectos de I+D+I. Cuyo objetivo es la financiación de proyectos de investigación consistentes en trabajos experimentales o teóricos emprendidos con el objetivo primordial de adquirir nuevos conocimientos con orientación específica que permita un avance en la resolución de alguno de los 8 Retos que están identificados en la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación, entre los que se encuentra el Reto 3 «Energía segura, eficiente y limpia».

- Modalidad 2: Acciones de Programación Conjunta Internacional. Cuyo objetivo es la financiación de los grupos españoles que forman parte de consorcios internacionales que hayan concurrido a convocatorias internacionales conjuntas.

- Modalidad 3: Proyectos de I+D+I para jóvenes investigadores sin vinculación o con vinculación temporal. Cuyo objetivo es la financiación de proyectos de investigación, dirigidos por jóvenes investigadores que cuenten con una trayectoria científica relevante consistentes en trabajos experimentales o teóricos emprendidos con el objetivo primordial de adquirir nuevos conocimientos con orientación específica que permita un avance en la resolución de alguno de los 8 Retos que están identificados en la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación.

Los beneficiarios de estas ayudas son: Organismos Públicos de Investigación, Universidades públicas, sus institutos universitarios y las universidades privadas

con capacidad y actividad demostrada en I+D; otros centros públicos de I+D dependientes o vinculados a la Administración General del Estado o a las Administraciones públicas territoriales, Centros tecnológicos de ámbito estatal, entidades públicas y privadas sin ánimo de lucro que tengan como actividad principal I+D. El régimen de las ayudas es de subvención.

La Dirección General de Investigación Científica y Técnica apoya además, la participación española en diferentes programas europeos de investigación a través de la convocatoria Retos, modalidad Acciones de Programación Conjunta Internacional. Con esta convocatoria se financia la parte española de proyectos colaborativos que hayan concurrido a convocatorias internacionales conjuntas, en áreas temáticas específicas, y que demuestren un valor añadido de la colaboración internacional a la hora de enfrentarse a los retos de la sociedad. En 2014 esta modalidad estuvo dotada con un presupuesto de 5,1 millones de euros de los que 1.480.971 se utilizaron para financiar proyectos de energía solar y eólica según la siguiente distribución:

- Solar de concentración: 149.999 euros

- Fotovoltaica: 424.972 euros

- Energía eólica (elaboración de un Nuevo Mapa Eólico Europeo, NEWA): 901.000 euros.

10.5 CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO INDUSTRIAL (CDTI)

El Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) es una Entidad Pública Empresarial depen-



diente de la Secretaría General de Ciencia, Tecnología e Innovación de la Secretaría de Estado de Investigación Desarrollo 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.

10.5.1 Actividades de financiación del CDTI en el ámbito nacional

Durante el año 2014 el CDTI ha aprobado en el área de energía 102 operaciones de I+D e innovación desarrollados por empresas bajo la modalidad de Ayudas reembolsables y parcialmente reembolsables. Igualmente, en el área de energía se incluyen los proyectos denominados EEA Grants¹ aprobados bajo la modalidad de «Ayuda Parcialmente Reembolsable», que contará con un tramo no reembolsable y un tramo reembolsable.

a) Financiación directa mediante ayudas reembolsables y parcialmente reembolsables en el sector²:

¹ Partida especial de fondos del Mecanismo Financiero del Área Económica Europea (2009-2014) dedicada a la promoción de la I+D+i empresarial en España. Se utiliza para bonificar proyectos de investigación y desarrollo (PID) en el área de energías renovables, la eficiencia energética, el cambio climático y las tecnologías medioambientales.

² 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.

Los compromisos de financiación pública de los proyectos aprobados por CDTI en 2014 ascendieron a 54,92 millones de euros y a una inversión total de 72,14 millones de euros.

Por tipología, los proyectos de I+D EE Grants representan el 58,82% del total.

En el Cuadro 10.2 se distribuyen, por tipología, las operaciones financiadas en 2014.

Por comunidades autónomas, el importe y las operaciones aprobadas se concentran en Madrid, seguida por País Vasco y Cataluña (Cuadro 10.3).

Dentro del área sectorial, la I+D+i en fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes supone el 60,8% de las operaciones aprobadas, el 67,8 % de los compromisos de aportación pública y el 68,0 del presupuesto total de inversión empresarial (Cuadro 10.4).

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 16 países europeos).

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO



CUADRO 10.2 OPERACIONES FINANCIADAS EN 2014 DISTRIBUÍDAS POR TIPOLOGÍA

Tipología	Número de operaciones	Compromiso de aportación pública CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	28	15.408.050	20.149.059
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO COOPERACIÓN	4	2.190.953	2.877.321
EEA GRANTS	60	31.160.357	40.031.269
LÍNEA DIRECTA DE INNOVACIÓN	4	1.232.325	1.616.367
LÍNEA DE INNOVACIÓN GLOBAL	2	4.029.750	5.762.693
NEOTEC	4	903.098	1.701.538
Total general	102	54.924.533	72.138.247

CUADRO 10.3 IMPORTE Y OPERACIONES APROBADAS POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS

CC.A.A	Nº de operaciones	Compromiso de aportación pública CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
ANDALUCÍA	6	2.705.274	3.458.400
ASTURIAS (PRINCIPADO DE)	5	1.663.104	2.472.243
CANARIAS	1	158.449	226.356
CANTABRIA	2	1.276.232	1.761.266
CASTILLA LA MANCHA	3	4.298.206	5.675.410
CASTILLA Y LEÓN	7	2.605.418	3.278.131
CATALUÑA	15	8.976.645	11.232.679
COMUNIDAD VALENCIANA	8	4.147.069	5.846.160
GALICIA	3	2.271.233	2.784.884
MADRID (COMUNIDAD DE)	25	10.440.652	13.416.825
MURCIA	2	634.696	869.562
NAVARRA (C. FORAL DE)	5	4.457.948	6.245.596
PAÍS VASCO	19	10.932.483	14.156.488
RIOJA, LA	1	357.124	714.247
Total general	102	54.924.533	72.138.247

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.

CUADRO 10.4

Área Sect Niv 2	Área 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:	10	6.635.687	9.316.751
	Investigación y desarrollo tecnológico en energía eólica.	18	10.021.156	13.739.331
	Investigación y desarrollo tecnológico en energía solar.	15	10.212.149	12.481.189
	Investigación y desarrollo tecnológico en otras energías: Marinas, geotérmica y minihidráulica.	5	1.474.500	2.049.522
	Investigación y desarrollo tecnológico para la evaluación y predicción de recursos de energías renovables.	1	1.006.139	1.183.693
	Otros contenidos. (Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.)	7	4.771.029	5.776.568
	Sin Nivel Asignado	6	3.114.910	4.475.350
Optimización de las formas y utilidades convencionales de la energía	Investigación y desarrollo tecnológico en generación distribuida, transporte y distribución activa.	5	3.269.014	4.155.694
	Investigación y desarrollo tecnológico para mejorar la eficiencia en el uso final de la energía, con especial atención al sector industrial.	12	3.494.339	4.559.366
	Otros contenidos. (Optimización de las formas y utilidades convencionales de la energía.)	5	1.839.514	2.254.252
	Sin Nivel Asignado	8	3.567.805	4.634.869
Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes	Investigación y desarrollo tecnológico para la producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno con fines energéticos.	2	944.876	1.227.468
	Investigación y desarrollo tecnológico para el uso limpio del carbón y de productos petrolíferos. Captura, almacenamiento y transporte de CO ₂ .	3	1.550.025	2.344.609
	Investigación y desarrollo tecnológico de pilas de combustible de diferentes tipos y para diferentes aplicaciones, así como la investigación y el desarrollo de otros combustibles.	4	2.290.890	3.077.820
	Otros contenidos. (Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes.)	1	732.500	861.765
Total general		102	54.924.533	72.138.247

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.

A continuación ofrecemos los datos agregados de los proyectos aprobados en la segunda convocatoria del Programa para la investigación y tecnología en medio ambiente y cambio climático, del mecanismo financiero EEE (EEA-GRANTS).

- Nº de operaciones aprobadas: 60
- Nº de proyectos aprobados: 54
- Presupuesto total aprobado: 40.031.269 euros
- Compromisos aportación pública: 31.160.357 euros
- Importe total de tramo no reembolsable concedido: 5.717.505 euros

b) Programa «INNVIERTE»

La gestión del Programa INNVIERTE³ 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.

En el Cuadro 10.5 se muestran los compromisos totales de INNVIERTE en el área de energía y medio ambiente, a diciembre de 2014, incluyendo ambas SCR.

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.

10.5.2 Programa Marco de la Unión Europea, «Horizonte 2020»

Durante el año 2014 se abrieron las primeras convocatorias del nuevo Programa Marco de Investigación e Innovación de la Unión Europea «Horizonte 2020». Este programa, además de continuar con algunas de las características de su predecesor, supone un cambio en su filosofía, persiguiendo más la llegada al mercado de los resultados de la I+D y centrándose en la solución de retos sociales europeos. De hecho, el programa heredero del de Energía del séptimo Programa en Horizonte 2020 se encuadra dentro del pilar de los Retos Sociales y se titula «Energía, limpia, segura y eficiente».

Este nuevo programa no ha significado un cambio en el desarrollo del European Strategic Energy

CUADRO 10.5 COMPROMISOS TOTALES DE INNVIERTE EN ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

SECTOR	EMPRESA QUE LIDERA	COMPROMISOS MOVILIZADOS (M€)	COMPROMISOS INNVIERTE (M€)	TOTAL	Empresas en cartera	Fondos recibidos por las participadas (€)
Energía-Medio Ambiente (EMA)	AGBAR (Coinversión)	15	11,25	26,25	1	250.000
Energía-Medio Ambiente (EMA)	Iberdrola (Coinversión)	4,6	3,45	21	1	500.000
Energía-Medio Ambiente (EMA)	Repsol (Coinversión)	8,57	6,43	21	2	2.200.000

³ 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.

Tecnology Plan (SET Plan) como pilar estratégico de la evolución de las tecnologías Energéticas. Esta iniciativa ha continuado aumentando su fuerte influencia en los Programas de Trabajo, a partir de ahora 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 Ges-



ción del Programa, ha permitido mantener una posición común en el ámbito de Energía y consolidar los resultados obtenidos en el anterior Programa.

En este primer año de Horizonte 2020, en el Programa de Energía, se han adjudicado convocatorias de las tres partes en las que se estructura: Eficiencia Energética, Energía baja en Carbono y Ciudades Inteligentes. En la parte de Eficiencia Energética se han adjudicado 72 millones de Euros, de los que 9,6 han sido captados por entidades españolas, lo que significa un 13,2% respecto al total de países y un 13,6 respecto a los estados miembros de la UE28. Con estos resultados España ha sido el país que más fondos ha captado de esta convocatoria de Eficiencia Energética en 2014 por delante de Alemania (12,2%), Holanda, (10,8%) y Francia (9,6%). Hay que recordar que esta convocatoria incluye, además de lo que recogía el antiguo Programa Marco, la parte del Programa de Innovación y Competitividad de la Pymes (CIP) correspondiente a Energía Inteligente para Europa, en la que la participación española también fue muy notable.

La parte del Programa que más presupuesto ha adjudicado ha sido la referida como Energía baja en carbono que, durante 2014, ha financiado proyectos de Investigación en Almacenamiento de Energía a pequeña escala y de Demostración de aplicaciones de Redes Inteligentes, por un valor global de 150 Millones de Euros. De esta cantidad, 20,7 Millones de euros fueron adjudicados a entidades españolas, lo que supone un 13,7% del total, situando a España como el segundo captador de fondos por detrás de Alemania (13,9%) y por delante del Reino Unido (10,5%).

Por último, y como novedad de la nueva situación del Programa, la Convocatoria de Ciudades y Comunidades Inteligentes ha pasado a formar parte del Programa de Energía, si bien sigue consistiendo en proyectos de demostración tanto de Eficiencia energética como de Movilidad y de aplicaciones de tecnologías de la Información y las Telecomunicaciones. En esta convocatoria la parte principal se destinó a la financiación de Proyectos Faro de Demostración que consisten en grandes proyectos de demostración de tecnología en los que deben participar, al menos tres ciudades que serán los lugares de demostración, las entidades proveedoras y/o desarrolladoras de las soluciones y otro pequeño número de ciudades (followers) en las que no se llevarán a cabo actuaciones, pero que participarán en los proyectos como aseguradoras de la transferibilidad de los resultados. Se trata de proyectos muy grandes tanto en presupuesto (25-30 m€ de aportación CE) como en número de socios (casi 28 de media). Finalmente, en esta convocatoria, se financiaron tres de estos proyectos, uno de ellos liderado por la Fundación CARTIF en la que Valladolid actúa como ciudad de demostración, otro liderado por una entidad alemana, en la que el Ayuntamiento de Sabadell actúa como ciudad Follower y un tercero liderado por el Ayuntamiento de Estocolmo en el que Barcelona actúa como ciudad faro. Estadísticamente, las entidades españolas que recibirán financiación (19 de 84; 23%), han conseguido 15,5 Millones de Euros que significa un 21,4% de los 73 Millones adjudicados. Con este porcentaje, España ha sido el país de más éxito en la Convocatoria de Ciudades Inteligentes, por delante del Reino Unido (18,2%) y Alemania (15,9%).

De manera global, el año 2014 ha supuesto un gran éxito de las entidades españolas en este programa de Energía. De los casi 300 Millones de Euros adjudicados, prácticamente 46 irán a entidades Españolas (15,4%) situando a España por delante de países como Alemania (14%), Reino Unido (12,1%) o Suecia (7,2%). La nueva filosofía de Horizonte 2020, con un marcado sesgo hacia la innovación y la llegada a mercado ha tenido su reflejo en la distribución de los perfiles de los participantes españoles claramente dominada por las empresas (53%), seguidas de las administraciones públicas (21%) y ya muy lejos por Centros Tecnológicos (8,8%) y Universidades (8,3%).

Por Comunidades Autónomas, los participantes españoles tienen un origen centrado en cinco regiones: Madrid (25%), Cataluña (24%), Andalucía (11%), Castilla y León (10%) y País Vasco (10%).

Los participantes más destacados de este año han sido, además de los ya mencionados Ayuntamiento de Valladolid y Fundación CARTIF en el proyecto Faro de Smart Cities Renourban, Gas Natural S.D.G., S.A., Endesa, S.A., Iberdrola Distribución, Ayesa Advanced Technologies, S.A. y Etra Investigación y Desarrollo, S.A. como empresas, además de centros Tecnológicos como la Fundación CIRCE y la Universidad Politécnica de Madrid.

10.6 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 puente 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 1.347 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 Me-



jora de las Instalaciones, Relaciones Institucionales y Transferencia del Conocimiento, y Secretaría General.

Cuenta con seis centros territoriales, cuya sede principal es Madrid, en la que trabaja una parte significativa del personal. Además se cuenta con otros cinco 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).

Dentro de los recursos económicos, los gastos totales del CIEMAT fueron de 99,74M€, distribuidos según los porcentajes siguientes: Energía 28%, Fusión 16%, Investigación Básica 8%, Medio Ambiente 10%, Tecnología 14%, Seguridad y Mejora 5% y Gestión de I+D 17%.

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.

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 efec-

tos 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 2014 es de 256. De ellos, el 63% (162) son de ámbito internacional. Esto supone una visibilidad del CIEMAT más allá de las fronteras geográficas. La cifra de comités de ámbito nacional (92) no es nada despreciable, pues la labor de este Organismo también es reconocida en el entorno más próximo. El resto de comités (2) se encuentran en un ámbito autonómico o local.

En cuanto al alcance de los comités, el 74% (189) son comités estratégicos (de alto nivel, con carácter político o estratégico) y científicos o técnicos de alto nivel, lo que nos da la oportunidad de contribuir en la definición de la política científica. Existe también un 26% (67) de comités científicos o técnicos de nivel 2, es decir, grupos de trabajo o subcomités de otros comités de nivel superior que, si bien no dejan de ser importantes, cubren áreas temáticas más específicas.

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 (20%) o efectos de la energía en la fisión nuclear (16%).

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.
- Comité Asesor Científico-Técnico del proyecto ITER.
- Comité de gestión del Acuerdo Europeo para el Desarrollo de la Fusión: Fusión (EFDA- Steering Committee).
- 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).
- 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 (MINECO) 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 2014, se han celebrado tres reuniones del Comité Ejecutivo, que preside el Director General del CIEMAT, así como reuniones ordinarias de sus Comités Delegados de Estrategia e Internacionalización.

En marzo de 2014, se celebró la Jornada «Inicio del Ejercicio de Análisis del Potencial de Desarrollo Tecnológico de las Tecnologías Energéticas», con la participación, entre otros, del Director General del CIEMAT, D. Cayetano López Martínez, y la Directora General de Innovación y Competitividad del MINECO, D^a. María Luisa Castaño Marín. En la misma se expusieron tanto la motivación, el contexto y el desarrollo del análisis a realizar, como los criterios de análisis y sus indicadores.

Conforme a su misión de proporcionar elementos para la definición de las prioridades para España en el ámbito de la innovación en el área de las tecnologías energéticas, el Comité Delegado de Estrategia de ALINNE generó un instrumento capaz de analizar las capacidades de desarrollo tecnológico de dichas tecnologías en nuestro país, tanto desde el lado de la oferta, como desde la demanda. Para la realización del citado ejercicio de análisis, se mantuvieron en el CIEMAT, las reuniones pertinentes con diversas plataformas tecnológicas y asociaciones de energía y la reunión final del Grupo de Evaluación (GEVAL) del ejercicio.

La información obtenida en estas reuniones se analizó a la luz de los intereses españoles a corto y medio plazo, teniendo en cuenta, más allá de la I+D+i y el entorno europeo, el mercado energético, el mercado de la tecnología energética y la colaboración público-privada.

Los resultados obtenidos condujeron a la elaboración, en diciembre de 2014, del documento «Análisis del Potencial de Desarrollo de las Tecnologías Energéticas en España», el cual, ade-

más de describir la metodología utilizada para el análisis requerido, resume las tecnologías analizadas, presenta su evaluación comparada y el análisis específico de cada una y ofrece un conjunto de conclusiones y recomendaciones generales y específicas de cada tecnología analizada.

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 23 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), PTEC (PT 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, INDUCIENCIA (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 2014:

ÁREA: Energías renovables y ahorro energético

Significa una de las parcelas más importantes del trabajo del CIEMAT y 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 su aplicación a procesos industriales y medioambientales, a la detoxificación y a 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 la investigación se ha enfocado en las células de heterounión de silicio (SHJ), siguiendo varias aproximaciones diferentes. Se ha comenzado con el desarrollo de células de alta eficiencia y bajo coste fabricadas a baja temperatura; lo que plantea interesantes retos tanto en la pasivación de silicio de baja cristalinidad como en la obtención

de silicio cristalizado por láser de buena calidad a partir de láminas de silicio amorfo (proyecto HELLO). Se ha comenzado la investigación de la viabilidad del uso del grafeno como parte del contacto frontal de las células SHJ, de modo que se puedan mejorar sus propiedades ópticas (mayor transparencia) y eléctricas (menor resistencia eléctrica) (proyecto GRAFAGEN).

En materiales policristalinos de lámina delgada se ha realizado la preparación y caracterización de láminas delgadas tanto absorbentes basadas en calcopiritas tipo-CIS y compuestos alternativos como de óxidos metálicos. Se han investigado nuevos procedimientos de fabricación y caracterización de dispositivos destinados a mejorar la competitividad de la industria fotovoltaica europea.

En el ámbito industrial se han realizado distintas actuaciones para promover la industria fotovoltaica europea mediante el incremento de la eficiencia y fiabilidad de los dispositivos y de la reducción de los costes de fabricación (proyecto CHEETAH).

En células y módulos FV se ha diseñado, construido y validado un banco de ensayo de vibración mecánica en módulos FV para simular los efectos del transporte y del viento y se ha puesto a punto una cámara de ensayos de degradación acelerada de UV (proyecto Confianza-FV). Se continúa con la caracterización y análisis de defectos y degradación de módulos FV. Se ha realizado un estudio de las pérdidas totales y angulares por suciedad en células solares en condiciones reales de operación (Proyecto ATON-Saint Gobain).



En caracterización de células solares se han puesto a punto técnicas de medida de curvas I-V, electroluminiscencia, fotoelectro-luminiscencia, termografía, eficiencia cuántica,... extendidas a distintos materiales, además de los basados en silicio. Se han completado más de 500 calibraciones de sensores de radiación solar (piranómetros, pirheliómetros, células fotovoltaicas) que usan los sistemas de monitorización de las centrales FV y termoeléctricas, a petición de las empresas del sector, determinando las derivas anuales y las desviaciones en relación a las constantes nominales.

En sistemas y centrales FV se ha continuado con la medida de degradación de potencia y ensayo por electroluminiscencia y termografía de módulos procedentes de centrales FV en operación, así como la evaluación in situ de centrales FV. Se ha dimensionado y diseñado un banco de ensayos para paneles híbridos térmico-fotovoltaicos. En estudios de sistemas autónomos se ha realizado un estudio de viabilidad para la creación de laboratorios de certificación de energía solar FV en Egipto, Túnez y Líbano. Para analizar las ganancias o pérdidas, tanto espectrales como relacionadas con la irradiancia y la temperatura, se siguen tomando medidas del espectro solar y curvas I-V de módulos FV de distintas tecnologías, todo de forma automática por internet.

En componentes y nuevos desarrollos se han diseñado, construido y evaluado pirheliómetros fotovoltaicos de tecnología equivalente (PFVTE) para comparar el comportamiento de dos sistemas FV de concentración: uno basado en concentradores de difracción con lentes de Fresnel (Sistema

Sol3G) y otro en concentradores de reflexión con espejos circulares parabólicos (Sistema SolFocus). Se ha elaborado y validado un nuevo modelo teórico de rendimiento para inversores FV de pequeña potencia para conexión a red en edificios que incorpora su dependencia con la tensión de operación de entrada y con la temperatura y se han evaluado las pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia. Además, se ha realizado un estudio de bombillas LED equipadas con casquillo e-27.

• **LÍNEA: Energía eólica**

Dentro de la actividad de sistemas eólicos aislados, se han continuado los ensayos de caracterización de aerogeneradores de pequeña potencia, especialmente gracias a la acreditación de la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC) obtenida en 2013, habiéndose completado satisfactoriamente todos los ensayos necesarios para la certificación del aerogenerador Kingspan de 15 kW.

En relación a los ensayos de componentes, se ha completado el procedimiento de ensayo de propiedades y estático de palas de aerogenerador de hasta 12 m, para su aplicación con el aerogenerador Norvento de 100 kW (Proyecto LIGNUM) y ha comenzado el desarrollo de nuevos procedimientos de ensayo de palas, como el de fatiga de hasta 12 metros y el ensayo centrífugo de palas de hasta 5 metros.

En relación a la integración de la energía eólica en entornos urbanos se ha desarrollado una metodología para realizar medidas de caracterización del recurso eólico en el entorno de edificios. Esta me-

metodología ha sido aplicada en el edificio minieólica del CEDER, habiéndose aprovechado las medidas para validar un nuevo modelo fluidodinámico que ha permitido comenzar el desarrollo de procedimientos optimizados para el posicionamiento de aerogeneradores en edificios.

Se ha desarrollado un prototipo en laboratorio de aeroturbina acoplada mecánicamente a una desaladora de osmosis inversa, habiéndose validado un modelo dinámico con las medidas obtenidas en dicho prototipo (proyecto WINDOSMOSIS). Asimismo se ha desarrollado un análisis basado en nuevos modelos de sistemas híbridos con penetración de energías renovables cercana al 100%.

Dentro del campo de predicción de recursos eólicos se ha logrado analizar las interacciones atmósfera y suelo en distintas escalas temporales y espaciales mediante un modelo numérico.

Se ha desarrollado y validado una metodología para evaluar el efecto de las estelas en la eficiencia de los parques eólicos marinos facilitando su adecuado diseño mediante una herramienta comercial (proyecto EERA-DTOC). Se ha desarrollado una metodología de evaluación de recurso eólico en entorno marino, que se pretende aplicar comercialmente, basada en modelos físicos que se pretende acoplar con modelos de olas para aplicación en el diseño de sistemas eólicos offshore (proyecto KIC-NEPTUNE). Dichas técnicas se están mejorando en el marco de un nuevo proyecto (proyecto HAREAMAR).

En nuevos desarrollos en energía eólica, se ha comenzado la actividad del Programa Integrado de

Investigación en Energía Eólica IRPWind, financiado por la UE.

Por último, en almacenadores cinéticos de energía se han fabricado varios volantes de inercia con materiales compuestos para distintas instituciones (CIRCE) y se ha realizado el procedimiento de ensayo centrífugo para un componente fabricado por la empresa Aernnova.

• **LÍNEA: Biomasa**

En producción de biomasa y biocombustibles sólidos, se ha continuado con las actividades y la coordinación de la evaluación del potencial sostenible a nivel local en España de los cultivos de triticale, sorgo, chopo y cardo (proyecto DECOCEL) cuyos resultados se incorporarán a la herramienta SIG (sistema de información geográfica) BIORAISE (<http://bioraise.ciemat.es/Bioraise/>), elaborada por el CIEMAT, y que permitirá la evaluación de recursos y costos de biomasa residual agrícola, forestal e industrial en España.

En los estudios de evaluación de cultivos energéticos realizados sobre parcelas experimentales y demostrativas (proyectos PSE On Cultivos y DECOCEL) se ha concluido que en las condiciones del secano español, los balances energéticos y de rentabilidad de los cereales y de la colza para su utilización en la producción de biocarburantes de primera generación son muy inferiores a los que se encuentran en el mercado internacional, por lo que su potencial en España es muy reducido.

En cuanto a la producción de biomasa a partir de especies leñosas en corta rotación sobre suelo



agrícola, los resultados sobre parcelas demostrativas de 2 años muestran la posibilidad de obtener, en las condiciones de secano medio-húmedo en España, producciones de biomasa en torno a 6-10 t/ha (biomasa seca) con especies adaptadas como el olmo de Siberia (*Ulmus pumila*), lo que podría hacer atractiva la introducción de estos cultivos en determinadas zonas en los sistemas de agricultura tradicional. Un estudio sobre rendimiento energético realizado sobre este tipo de plantaciones en España e Italia refleja que los mejores resultados de rendimiento energético se obtienen en condiciones intensivas de cultivo, incluyendo el regadío.

Se han evaluado, en su quinto año, dos de las parcelas experimentales de una red de gramíneas perennes establecidas en diferentes localidades españolas. Se ha comprobado la mayor productividad del agropiro elongado (*Elytrigia elongata*) frente al resto de especies de agropiro ensayadas y el interesante potencial de dicha especie para zonas de secano medio. Así mismo, se ha realizado el seguimiento y evaluación de la producción de panizo, agropiro y nicotiana en su primer año de las parcelas demostrativas establecidas en condiciones de secano en Lubia (Soria), Badajoz (Extremadura) y Socuéllamos (Ciudad Real). Esto ha permitido constatar la buena implantación de los cultivos en todos los sitios, obteniéndose, como en el caso anterior, los mejores rendimientos en el caso del agropiro con las variedades de *Elytrigia elongata* en todas las localidades ensayadas. Además, se ha optimizado el proceso de peletizado de las biomásas anteriores, no habiéndose obtenido pélets de calidad para el sector doméstico según requisitos de la norma UNE-EN 14961-2 (proyecto BioH2).

El laboratorio de caracterización de biomasa ha continuado con la caracterización de la biomasa y el desarrollo de normas de calidad, además de la realización de servicios técnicos analíticos. Es de destacar la contribución a la elaboración de normas de calidad AENOR del hueso de aceituna (UNE 164003) y de las cáscaras de frutos secos (UNE 164004).

Se ha proseguido con el desarrollo de la tecnología híbrida solar-biomasa, patentada por el CIE-MAT, utilizando la planta piloto para el estudio del secado de biomásas con distinto contenido en humedad y características granulométricas, obteniéndose en todos los casos los niveles de humedad por la industria de la peletización (10-15 % b.h). La mayor eficiencia energética del proceso secado se ha obtenido con astillas de biomasa concluyendo que, para las condiciones más desfavorables ensayadas, esta tecnología podría suponer ahorros energéticos en torno a un 20% con respecto a un trommel convencional, llegando a un 50% en condiciones climáticas y características de biomasa más favorables. Además, se han realizado mejoras en la planta piloto para disminuir

IMAGEN 1. SECADERO HÍBRIDO SOLAR DE BIOMASA (CEDER).



las pérdidas de calor e incrementar la eficiencia de proceso y se han realizado mediciones de polvo en el interior del secadero determinándose que los niveles de polvo durante el proceso no suponen riesgo significativo.

En los estudios sobre producción de pélets se ha constatado la gran influencia de la composición, especialmente del contenido en lignina y volátiles, y de las características granulométricas (fracciones de molienda de 2 y 4 mm) de la biomasa inicial sobre la durabilidad de los pélets obtenidos. Se han analizado los cambios producidos en la estructura de la biomasa tras el peletizado por medio de microscopía electrónica de barrido (SEM) determinando el efecto beneficioso de la lignina sobre la durabilidad, debido a la contribución de sus propiedades termoplásticas a la aglomeración de partículas. Por el contrario, los volátiles producen una disminución en la durabilidad ya que contribuyen a la formación de enlaces débiles entre partículas y poseen un efecto lubricante de los rodillos de la peletizadora.

Se ha realizado el estudio de astillado y peletizado en planta piloto de las biomásas de matorral y de roble producidas con cosechadora empacadora en Fresno de Cantespino (Segovia), determinándose las condiciones adecuadas y los costos energéticos para la obtención de productos de calidad (proyecto ENERBIOSCRUB). Los resultados han determinado que los productos obtenidos cumplen los requisitos de calidad como biocombustibles del sector doméstico exigidos por la norma UNE-EN 14961:2012, 1 y 2, excepto el contenido en cenizas, que sobrepasa los límites exigidos incluso para los pélets y astillas de menos calidad (clase B).

Dentro de los procesos de conversión térmica, se han completado los ensayos de combustión en planta piloto de las biomásas consideradas (cañote de maíz, triticale, pino, chopo y eucalipto) bien como únicos combustibles, en mezclas entre ellas o con el uso de aditivos, a fin de minimizar la tendencia a la sinterización y corrosión. Los resultados obtenidos servirán para fijar las condiciones de alimentación en los ensayos de certificación previstos en la planta de generación eléctrica de Miajadas (Cáceres) (proyecto DECOCEL).

Se han iniciado ensayos de combustión con el astillado y peletización de biomasa de pacas correspondientes a matorral de jara y brotes de roble para determinar el comportamiento (eficiencia, emisiones y ensuciamiento de los equipos) en combustión (proyecto ENERBIOSCRUB).

Se ha iniciado la evaluación del efecto de parámetros relevantes sobre el proceso de combustión de biomasa y el control de emisiones de partículas sólidas y otros contaminantes relacionados (proyecto CLEANBIOM).

Respecto a la gasificación, han finalizado los ensayos relacionados con el aprovechamiento mediante gasificación de algunos combustibles de residuos preparados a partir de fracciones con alto contenido en plástico (de origen municipal-proyecto GASREUR- y de origen industrial –proyecto PROLIPAPEL-).

Se ha continuado con la optimización de la limpieza del gas producido a partir de residuos como lodos de depuradora mediante sistemas de craqueo (proyecto TecnoEDAR). En este sentido se

ha puesto a punto la instalación de gasificación de lecho fluidizado burbujeante de potencia media (aproximadamente 100 kW térmicos) en el CEDER, reconvertida a partir de un horno existente.

Se han realizado dos campañas de medidas de alquitranes en el gas de gasificación producido a partir de biomasa en el Centro de Desarrollo de Tecnologías de Captura de CO₂ de la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN).

Se han concluido los ensayos de caracterización de calderas y de biocombustibles sólidos mediterráneos, tanto en el Laboratorio de ensayos de componentes de la edificación (LECE), como en ensayos en condiciones reales (proyecto BioMaxEff), lo que ha permitido desarrollar una metodología de caracterización de equipos de combustión de biomasa doméstica según norma UNE-EN 303-5:2012.

- **LÍNEA: Biocarburantes**

Se ha continuado con la optimización del proceso de obtención de etanol a partir de biomasa lignocelulósica (bagazo de caña de azúcar, chopo, poda de olivo,...) utilizando distintos pretratamientos (explosión de vapor, tratamiento hidrotérmico en altas concentraciones de sólidos, bioextrusión, extrusión integrada alcalina con neutralización,...).

Se ha evaluado el efecto sobre la hidrólisis enzimática y posterior fermentación a etanol (EtOH) del contenido en lignina de 4 híbridos de chopo en colaboración con la Universidad Católica de Temuco (Chile). Los resultados obtenidos muestran

que biomásas con menores contenidos en lignina permiten mantener altos rendimientos de hidrólisis en condiciones menos severas de pretratamiento sin reducir los rendimientos de hidrólisis enzimática.

Con la poda de olivo, se ha estudiado y optimizado el proceso de producción de azúcares fermentables mediante sacarificación del material sometido a extrusión, estudiando también la producción de EtOH a partir de todos los azúcares presentes, obteniéndose más de 210 g de EtOH /kg de poda pretratada (68% del teórico).

Se han optimizado las condiciones de pretratamiento para las biomásas de eucalipto (187°C y 16 min) y residuo agrícola de cosecha de caña azucarera (RAC) (197,5°C y 4 min) en colaboración con el Instituto Nacional de Técnicas Agropecuarias de Argentina. En las condiciones seleccionadas es posible obtener un 40-60% de la hemicelulosa presente en la materia prima y un 60-70% de la celulosa en forma de azúcares fermentables. Sobre la fracción sólida insoluble, se ensayaron diferentes cócteles enzimáticos, obteniéndose los mejores rendimientos de hidrólisis enzimática con la mezcla de celulasa+ β -glucosidasa+xilanasas tanto para el eucalipto (22%) como para el residuo agrícola de cosecha de caña de azúcar (44%).

Se ha estudiado, en colaboración con la Universidad de Jaarmu (India), la digestibilidad y los rendimientos de hidrólisis enzimática (HE) de la paja de arroz pretratada utilizando diferentes cócteles de enzimas hidrolíticas producidas en la India para la producción de EtOH. Se

ha observado que en las condiciones más bajas de pretratamiento (180°C) el complejo celulolítico Advanced Enzymes (AE) obtiene los mejores resultados, sobre todo si se suplementa con una xilanasa donde se alcanza un rendimiento de hidrólisis superior al 40%. En condiciones intermedias de temperatura (200°C) es necesario suplementar el complejo AE con xilanasas para obtener los máximos rendimientos de hidrólisis. En las condiciones más severas (220°C) los mejores resultados se obtienen con los complejos celulolíticos Cellic (de procedencia europea) con un rendimiento de HE superiores al 70%. También se han realizado ensayos de sacarificación y fermentación simultánea (SSF) de los sustratos pretratados a 210°C y 220°C con dos cócteles enzimáticos (Cellic CTec2 + HTec2 y AE + Cellic HTec2), calculándose los rendimientos de fermentación. La máxima concentración de EtOH (64%) se obtiene con el sustrato pretratado a 210°C y el complejo celulolítico Cellic, al igual que sucede cuando se utiliza el complejo AE cuya máxima concentración es del 59%.

Así mismo, se ha iniciado una actividad de asesoría científico-técnica al Instituto de la Vid y el Vino de Castilla La Mancha (IVICAM) dentro del Proyecto CLAMBER que contempla la construcción de una planta piloto de biorrefinería y el desarrollo de un Programa de I+D mediante compra pública precomercial.

- **LÍNEA: Energía solar térmica**

En el ámbito de los sistemas solares de media concentración en 2014 se han continuado los ensayos de caracterización y evaluación de compo-

nentes fundamentales para estos sistemas como: tubos receptores para captadores cilindroparabólicos, reflectores solares o válvulas para circuitos de sales fundidas. En este sentido, en el laboratorio de evaluación de reflectores solares (OPAC) de la PSA se han evaluado reflectores solares de siete fabricantes diferentes, tanto nacionales como extranjeros, y en el lazo experimental HTF se han evaluado tubos receptores de nuevos fabricantes. Por otro lado, se ha finalizado la construcción de la planta experimental de ensayo de captadores solares cilindroparabólicos (PTTL), que constituye la mayor instalación experimental pública que existe actualmente para la caracterización y evaluación de captadores cilindroparabólicos y sus componentes.

Se ha investigado la viabilidad técnica del modo de operación «un-solo-paso» para campos solares con generación directa de vapor. Se han realizado estudios sobre el almacenamiento de energía térmica en el rango de la media temperatura (150-400°C), tanto mediante calor sensible como calor latente (cambio de fase); se han mejorado los recubrimientos anti-reflexivos y selectivos, patentados por el CIEMAT y licenciados para su comercialización a empresas privadas, y se ha desarrollado y puesto a punto nuevos bancos de ensayo para tubos receptores de captadores cilindroparabólicos.

En el ámbito de los **sistemas solares de alta concentración**, también ha habido una intensa actividad de evaluación y caracterización de componentes claves, en particular de nuevos heliostatos que han sido desarrollados tanto por empresas nacionales como extranjeras.

Se ha mejorado el campo de heliostatos de la planta experimental CESA-1 de la PSA en el que se han instalado 1.200 facetas nuevas, se han puesto en marcha los nuevos controles locales de los heliostatos, se han sustituido los mecanismos de accionamiento de las filas pares y se ha implementado la versión 5.0 del nuevo control de dicho campo.

En cuanto a la **aplicación de concentración solar a procesos industriales y producción de H₂**, se han finalizado la construcción de una planta piloto de producción de H₂ con un receptor solar de 200 kW en la torre de la planta CRS de la PSA (proyecto INNPACTO_H2) y de una pequeña planta piloto basada en la tecnología de lecho fluidizado para el tratamiento de regolita lunar.

Se ha comenzado un nuevo proyecto cuyo objetivo es construir una planta piloto de 750 kW con etapas de producción, purificación y almacenamiento de H₂ (proyecto HYDROSOL-Plant).

Respecto a los procesos industriales a alta temperatura, se ha puesto en marcha el nuevo horno solar SF40 de la PSA y se han realizado un elevado número de ensayos para usuarios externos de Grecia, Rumania, Polonia, Portugal, Eslovaquia e Italia (proyecto SFERA-II). Paralelamente, se han realizado importantes mejoras en el horno SF60 (canteo y cambio de mecanismo de accionamiento de su heliostato).

Además, se han realizado importantes actividades de carácter horizontal en el campo de los sistemas solares térmicos de concentración. Se ha participado en comités nacionales (AEN/CTN-

206) e internacionales (IEC/TC-117) de estandarización en temas relacionados con estas tecnologías y se ha colaborado en los proyectos europeos como EU-SOLARIS y STAGE-STE, cuyo objetivo principal es aunar los esfuerzos de todas las entidades europeas de I+D de este campo y coordinar los programas y ayudas nacionales y comunitarias para aumentar su efectividad e impacto en la mejora y desarrollo de las tecnologías solares térmicas de concentración y sus aplicaciones.

En **detoxificación solar de aguas residuales y desinfección solar agua**, y en el ámbito del tratamiento de efluentes de depuradora, se ha llevado a cabo el tratamiento de micro-contaminantes (mezcla de compuestos farmacéuticos en la escala de $\mu\text{g/l}$) en aguas residuales de depuradora urbana mediante la integración de procesos convencionales de tratamientos de aguas (nanofiltración) con procesos avanzados de oxidación (foto-Fenton a pH neutro). Se ha desarrollado un modelo de foto-Fenton solar para predecir la eficiencia del tratamiento para la eliminación de microcontaminantes en aguas de salida de depuradora que permite predecir los consumos de peróxido de hidrógeno y de degradación del contaminante para un amplio rango de irradiancias solares comunes en el sur de España y de concentraciones de hierro superiores a 5 mg/l. Se ha desarrollado y evaluado experimentalmente un nuevo reactor tipo *raceway* para tratar mediante foto-Fenton solar aguas con ciertos niveles de microcontaminantes.

En el tratamiento de aguas residuales industriales se ha desarrollado un modelo matemático para predecir el comportamiento del proceso de foto-Fenton solar en la oxidación de aguas resi-

duales de la industria del cocido del corcho para poder diseñar de forma óptima sistemas de tratamiento de este tipo de aguas a gran escala, y se ha desarrollado y probado experimentalmente la validez de una estrategia para optimizar la dosificación del peróxido de hidrógeno en procesos de foto-Fenton solar para la depuración de aguas contaminadas, basada en la medida y control del oxígeno disuelto en el agua.

Se ha concluido la implementación y ensayo a nivel de planta piloto de una planta de concentración FV basada en captadores cilindroparabólicos utilizando la energía térmica de refrigeración de los módulos fotovoltaicos para alimentar un ciclo Rankine orgánico operado en condiciones supercríticas (proyecto CPV/Rankine). Además, se han finalizado las primeras tareas relacionadas con el desarrollo de modelos dinámicos para los procesos de destilación multiefecto de baja temperatura (LT-MED) y evaporación súbita multietapa (MSF) (proyecto STAGE-STE).

En cuanto a la desinfección fotocatalítica de aguas, se ha estudiado la eliminación de bacterias resistentes a antibióticos, habitualmente presentes en aguas de salida de depuradora urbana, mediante foto-Fenton solar a escala piloto. En particular se ha realizado el estudio con enterococos resistentes a la claritromicina y al sulfametoxazol. También se ha comprobado la eficacia del foto-Fenton solar a pH neutro para la eliminación de bacterias entéricas naturales en efluentes reales de depuradora a lo largo de diversas etapas estacionales del funcionamiento normal de una depuradora urbana. Se ha verificado que este tratamiento permite tratar aguas

con niveles de calidad para la reutilización en regadío, según el RD 1620/2007 de reutilización de aguas depuradas.

En **desalación solar de agua de mar**, se han concluido las actividades de mejora de la sostenibilidad energética y medioambiental del sector turístico en Filipinas promoviendo la implementación de medidas pasivas y tecnologías activas, desarrolladas a nivel local, para la obtención de energía y agua dulce (proyecto ZCR). A la vista de su éxito, se ha iniciado una ampliación del estudio (proyecto ZCR2) en donde se ha extendido el ámbito de aplicación a Tailandia y otras áreas turísticas de Filipinas.

Además, se han llevado a cabo la construcción y puesta en marcha de: un campo solar de captadores estáticos de placa plana (600 m² área de apertura total), alta eficiencia y tamaño industrial (10 m²) para suministro energético de baja temperatura (<100°C) en procesos de destilación multiefecto y destilación por membranas; un banco de ensayos para evaluación de módulos comerciales y precomerciales de destilación por membranas alimentados con energía solar operando en condiciones de agua de mar real; un banco de ensayo para caracterización de membranas de destilación térmica operando en condiciones de presión atmosférica; un banco de ensayo para investigación de la combinación de las tecnologías de membranas de ósmosis directa e inversa; y el nuevo campo de captadores cilindroparabólicos (3.270 m² área de apertura total) para la alimentación energética del banco de ensayos de procesos de producción simultánea de electricidad y agua desalada (CSP+D).

En el ámbito de la **detoxificación y desinfección solar de aire**, y dentro de los estudios de descontaminación ambiental en aire exterior, se ha continuado con la evaluación de la actividad fotocatalítica de diferentes pavimentos bituminosos, de acera y fachadas, existentes en el mercado (proyecto MINOX-Street). Se han preparado y caracterizado probetas con diferentes materiales fotoactivos, evaluando el efecto del envejecimiento en intemperie, el lavado, o el efecto del paso de vehículos, para analizar la eficiencia en la degradación de óxidos de nitrógeno (NO_x), lo que ha permitido ahondar en las propiedades físico-químicas de estos materiales para su selección e implementación en condiciones reales en Alcobendas (Madrid).

En relación con la preparación de fotocatalizadores propuestos, se ha prestado especial atención a los fotocatalizadores bifuncionales formados por un adsorbente y un fotocatalizador trabajando con carbones, zeolitas y silicatos naturales (caolinita, bentonita, mordenita) (proyecto INNOFOTO).

Se han preparado fotocatalizadores activos en el visible en colaboración con el Catalysis Research Center de la Universidad de Sapporo (Japón). De igual manera se ha estudiado el desarrollo de polímeros impregnados con TiO_2 para la degradación de compuestos orgánicos volátiles (COVs) con especial énfasis en la degradación de formaldehído. Asimismo se ha estudiado la conformación del polímero y los estudios en condiciones de radiación.

En relación con el tratamiento del aire interior, se ha protocolizado la identificación y cuantificación de más de 40 COVs considerados significativos desde un punto de vista ambiental. Se han realiza-

do muestreos sistemáticos que han permitido determinar las variaciones diarias, mensuales, estacionales y anuales de los COVs y microorganismos (bacterias y hongos) en el interior de una oficina de 200 m². Junto con estos datos se han determinado, las eficiencias fotocatalíticas de reducción de dichos contaminantes (proyecto ENERCLEAN).

Se ha comenzado un nuevo proyecto cuyo objetivo es determinar los contaminantes químicos y biológicos existentes en el ambiente de determinadas granjas de animales de cría y en las que se implementarán sistemas fotocatalíticos (proyecto TAVS).

Se han continuado con los trabajos de construcción e implementación en Brasil de sistemas de concentración solar y materiales fotocatalíticos para la purificación química y biológica de agua y aire (proyecto SOLARCAT) donde se ha completado el montaje de un disco solar multifacetado con seguimiento autónomo comenzándose con los primeros ensayos. Se han seleccionado diferentes arcillas brasileñas que se caracterizarán y ensayarán en laboratorio durante 2015.

En radiación solar: medida y caracterización, se ha continuado el desarrollo de modelos de predicción de irradiancia directa normal (DNI) con alta resolución espacial y temporal (proyecto DNICast) y con el diseño e implantación operativa de una base de datos de medidas de radiación solar. Se ha continuado trabajando en una interoperación de modelos numéricos de predicción de la radiación solar con centros europeos, canadienses y estadounidenses.

Se ha finalizado la elaboración del mapa solar de Vietnam, liderado por CIEMAT, con el objetivo de

suministrar al Ministerio de Industria y Comercio de Vietnam mapas del recurso y del potencial solar del país. En el mismo se ha desarrollado una novedosa metodología de combinación de diversas fuentes de información para implementar un modelo que estime la radiación solar en todo el país. Para la generación de este modelo se han utilizado 10 años de imágenes de satélite y de medidas de horas de sol en 170 estaciones de Vietnam. En cuanto al mapa de irradiación directa se han utilizado exclusivamente imágenes de satélite. Para estimar y desarrollar mapas del potencial solar se han tenido en cuenta dos plantas de referencia, una planta fotovoltaica de 1 MWe y una planta cilindro-parabólica de concentración solar de 50 MWe. Se ha estimado la producción de ambas plantas para una gran cantidad de puntos en Vietnam. El resultado de estos cálculos ha sido el desarrollo de modelos simplificados para estimar el potencial solar de cada tecnología a partir de los valores anuales de irradiación y de la latitud.

Se ha iniciado un proyecto para realizar campañas de medición de radiación solar y elaborar mapas de radiación solar que se incorporarán a un proyecto del Banco Mundial en Tanzania. Estos trabajos tienen como objetivo apoyar la cartografía de las energías renovables y la planificación geoespacial para pequeñas centrales hidroeléctricas, energía solar, eólica y biomasa moderna para la generación de energía.

- **LÍNEA: Eficiencia energética**

En el campo de **análisis energético experimental de componentes constructivos y edificios**

se ha comenzado el desarrollo de un sistema de medida de alta calidad y no intrusivo para la monitorización de la eficiencia energética en edificios construidos y en condiciones reales de uso, que permita integrar las medidas específicas referentes a elementos inteligentes, tecnologías energéticas de bajo consumo y sistemas solares activos integrados en los edificios. Esto significará el desarrollo de un sistema de monitorización basado en redes de sensores inalámbricos, con aplicación a edificios que integren sistemas constructivos avanzados, prestando especial atención a las ventanas fotocromáticas y a los módulos fotovoltaicos semitransparentes (proyecto OMEGA-CM).

En el campo de **análisis energético en entornos urbanos**, se ha continuado con el desarrollo de los planes de demostración de las Smartcities aplicadas a una zona de la ciudad de Zamora (proyecto Smartza). Una vez realizado el análisis técnico-económico de la solución diseñada se han realizado las acciones previas necesarias para la ejecución de la red de distrito y la planta de poligeneración a escala de barrio.

Se han llevado a cabo múltiples simulaciones, mediante análisis multiparamétricos, considerando factores constructivos, estacionales y funcionales como elemento diferenciador de la herramienta que sirve como simulador energético. Los resultados obtenidos suponen una indicación cualitativa de los posibles ahorros energéticos que se obtendrían realizando la rehabilitación energética del edificio (proyecto PRENDE). Como consecuencia de este proyecto, se ha lanzado un portal web orientado al ciudadano para mejorar la eficiencia energética a través de la rehabilitación de las vi-

viendas y la recomendación de buenas prácticas (<http://www.tucasaemas.com/>).

Se han realizado labores de asesoría en eficiencia energética para empresas o proyectos de I+D+i, entre los que destacan el proyecto SubE3Ren, para Red Eléctrica de España, o el proyecto GREENMAR, subcontratado por el Instituto Tecnológico La Marañosa a través de una Encomienda del Ministerio de Defensa.

Además, se ha desarrollado la técnica de estereo PIV de análisis del comportamiento de fluidos más complejos, habiéndose aplicado a fachadas ventiladas de junta abierta y se han implementado técnicas de análisis óptico en el área del análisis del confort ambiental en el interior de los edificios, aplicándose al análisis de concentraciones de CO₂ y de otros contaminantes orgánicos, aumentando así las capacidades de I+D del CIE-MAT. Se ha realizado la modelización y validación experimental, en laboratorio y en condiciones reales de uso, de sistemas radioconvectivos de refrigeración nocturna.

En el ámbito de las redes eléctricas inteligentes, se han establecido una serie de modelos de predicción del consumo energético de los edificios municipales evaluando su rendimiento. Se han instalado 52 *smart meters* dentro de las instalaciones del CEDER para la validación de una infraestructura de medida, comunicaciones, supervisión y control avanzados en una red eléctrica de media y baja tensión con generación distribuida y almacenamiento, que permita mediante un control adecuado hacer que la red sea energéticamente autosuficiente, mejorando la eficiencia energética

ca, así como su impacto sobre el resto de la red eléctrica. Dichos medidores están aportando datos en continuo sobre consumos, generación y almacenamiento que son introducidos en una base de datos que permitirá el desarrollo de modelos para la optimización de la infraestructura respecto a su consumo eléctrico.

- **LÍNEA: Otras tecnologías: almacenamiento de energía, pilas de combustible y SIG**

En **almacenadores cinéticos de energía**, se ha desarrollado una bancada de laboratorio integrando un emulador de catenaria ferroviaria, un emulador de consumo de vehículo eléctrico y la unidad de almacenamiento de energía basada en ultracondensadores, donde se ha probado un sistema a escala instalado en el Metro de Madrid. También se ha adaptado un volante de inercia (ACEBO) de 25 kW, 10 MJ para su operación en la microrred del CEDER, con aplicación en la compensación de picos de consumo y regulación de frecuencia.

En el campo de sistemas de generación de energía renovable, se han finalizado los convertidores electrónicos de potencia, control y comunicación en un generador de energía undimotriz tipo absorbedor puntual, puesto en funcionamiento en 2014 en la isla de Gran Canaria (proyecto UNIDIGEN). También se han fabricado varios volantes de inercia con materiales compuestos y se ha realizado un ensayo centrífugo de volúmenes de inercia AERNOVA.E

En **pilas de combustible** se continúa trabajando en tecnologías tanto de alta como de baja temperatura. En el ámbito de alta temperatura, se ha

sintetizado y caracterizado la doble perovskita de $\text{Sr}_2\text{MgMo}_{0,8}\text{Cr}_{0,2}\text{O}_{6,6}$ como posible material anódico de una pila de combustible de óxido sólido (SOFC). Se ha evaluado electroquímicamente el ánodo WNi-CeO_2 en una celda SOFC operada con mezclas simuladas de biogás y se ha estudiado el Rh-Cu soportado sobre ceria dopada con calcio como un sistema capaz de reformar biogás para alimentar dicha pila.

Se ha desarrollado un cargador de baterías basado en pilas de combustible membrana de intercambio de protones (PEMFC) y se ha diseñado y construido un sistema de generación de H_2 a partir de biocombustibles para su integración con pilas de combustible.

Se ha estudiado la hibridación de la alimentación eléctrica de dos vehículos con una PEMFC, estudiando el comportamiento del motor en distintos ciclos de conducción y las distintas formas de integración de la PEMFC con las baterías. Además, se han integrado sendas pilas de combustible y su sistema de alimentación basado en varias botellas para almacenamiento de H_2 en forma de hidruro metálico. La salida eléctrica de las pilas de combustible se acondiciona para la alimentación de los motores mediante los correspondientes convertidores CC/CC que adecúan las tensiones de las pilas a la requerida por los motores.

Se ha simulado la operación, sin tener en cuenta los problemas de instalación o espacio, de un sistema integrado por paneles solares FV, un aerogenerador, baterías, un electrolizador, almacenamiento de H_2 y pila de combustible; enfocado a la generación eléctrica de sistemas aislados, especialmente aplicados a viviendas.

Se ha desarrollado un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI) que proporciona corriente alterna a 230 V y 500 W de potencia a partir de la energía producida por una pila de combustible polimérica alimentada por H_2 almacenado en forma de hidruros metálicos. Este sistema permite ampliar considerablemente el tiempo de funcionamiento sin alimentación de red respecto al disponible sólo con una batería.

En tecnologías de la información geográfica para la integración de energías renovables, se ha comenzado a investigar en la implementación de energías renovables en el desarrollo de ciudades inteligentes. Se han puesto las bases de un modelo geográfico para la estimación del potencial fotovoltaico y la localización óptima de módulos fotovoltaicos sobre tejados utilizando un Sistema de Información Geográfica (SIG). El área piloto para el desarrollo del modelo ha sido en Miraflores de la Sierra (Madrid). En la primera fase se han utilizado las imágenes LIDAR del Plan Nacional de Ortofotografía Aérea facilitadas por el Instituto Geográfico Nacional para la obtención de la descripción de los edificios, con una resolución inferior a un metro.

Está prevista una mejora del modelo en dos aspectos: en primer lugar, en lo que respecta a la fuente de información, la utilización de RPAS (*Remotely Piloted Aircraft System*), comúnmente conocidos como drones, capaces de transportar sensores con una resolución de pocos cm y en segundo lugar, la extensión del modelo a otras tecnologías renovables (solar, térmica, minieólica...) y la inclusión en el mismo de los aspectos vinculados a la demanda.



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 han realizado los análisis forenses de los accidentes ocurridos en las unidades 1-3 de Fukushima, mediante la utilización del código MELCOR 2.1 cuyos resultados finales fueron presentados y contrastados con los de otros equipos internacionales (proyecto OECD-BSAF).

Se han desarrollado correlaciones de flujo bifásico anular para su aplicación en topologías distintas, como las piscinas de supresión de re-

actores BWR (*boiling water reactor*); la derivación de una correlación empírica, basada en los números adimensionales de Stokes y Reynolds, para la atenuación mínima del término fuente en el lado secundario de un generador de vapor bajo las condiciones más adversas previsibles en secuencias accidentales con roturas de tubos del intercambiador (los datos experimentales utilizados fueron obtenidos en el Laboratorio de análisis de sistemas de seguridad del CIEMAT); la interpretación de la interacción yodo-pinturas que en caso postulado de accidente tendría lugar en la contención del reactor, con la consiguiente generación de compuestos volátiles de yodo difíciles de atrapar en cualquier sistema filtrante; el estudio de los fundamentos de los sistemas de mitigación de término fuente y la proposición de matrices experimentales para explorar posibles mejoras de sistemas existentes o la idoneidad de otros alternativos; y, por último, la discusión detallada e ilustración del extraordinario efecto que el usuario de herramientas predictivas de accidente severo podría tener en los resultados a través del modelo de planta descrito en los datos de entrada necesarios para el código.

En **termo-mecánica del combustible nuclear**, el análisis comparado de los códigos FRAPTRAN-1.4 y SCANAIR-7.1 contra escenarios experimentales de accidentes de inserción de reactividad ha permitido encontrar diferencias significativas en el modelado de la transmisión de calor a través del óxido formado durante la operación, la deformación circunferencial de la vaina o la liberación de gases de fisión. Además, se ha extendido la aplicación de FRAPTRAN-1.4 a accidentes con pérdida de refrigerante en re-

actores PWR (*pressure water reactor*), comprobándose las limitaciones iniciales del código para estimar adecuadamente los transitorios térmicos. A través de la participación en ejercicios internacionales de cálculo basados en rampas de potencia, se ha constatado que las herramientas predictivas de comportamiento termo-mecánico de combustible modelan de modo muy diferente aspectos fundamentales como la tensión sobre la vaina. Fuera de reactor, en el caso de almacenamiento en seco del combustible, CIEMAT ha derivado una correlación teórica que permite una estimación más exacta de la temperatura máxima en vaina; la importancia de esta extensión reside en la mejora de las capacidades predictivas con la que se está desarrollando la versión extendida a almacenamiento en seco del código FRAPCON-3, FRAPCON-3xt.

Respecto a las actividades relativas a **sistemas nucleares innovadores** han discurrido por la línea de los reactores de alta temperatura (HTR) y de los reactores de sodio (SFR). En la primera se ha derivado la ecuación de energía característica a través de las diversas capas que constituyen el recubrimiento de las partículas TRISO, que actúan como combustible en tales reactores. En el caso de los SFRs, se ha propuesto un modelo de creación de partículas a partir de piscinas de sodio a elevada temperatura (1000 K, aprox). El modelo tiene en cuenta la vaporización del Na, la química entre los vapores de Na y el aire del entorno, la nucleación de los vapores de óxidos de Na en partículas y su condensación en la superficie de las partículas formadas. El modelo se ha validado parcialmente contra los datos experimentales disponibles en la literatura.

- **LÍNEA: Innovación nuclear**

En **ciclos avanzados del combustible nuclear**, se han realizado estudios para diversos escenarios nacionales, regionales o globales, con tecnologías nucleares actuales y futuras, entre las que ha destacado el ciclo del U/Pu con reactores rápidos e incluso el ciclo de Th/²³³U (proyecto SYNERGIES).

Se ha participado como miembro del Expert Group on Advanced Fuel Cycle Scenarios (AFCS), dentro del Working Party on Scientific Issues of the Fuel Cycle (WPFC) formando parte de varios *benchmarks* internacionales con su código EVOLCODE 2.0, realizando la definición y evaluación de ciclos de combustibles de alcance europeo y global, pudiendo llegar a incluir a todos los países productores de energía nuclear a nivel mundial y analizando las posibles fuentes de incertidumbres en cálculos de ciclos de combustible.

En **reactores críticos y subcríticos**, se ha continuado con la colaboración en la definición y estructuración de la iniciativa europea European Sustainable Nuclear Industrial Initiative (ESNII) dependiente de la Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNETP) (proyecto ESNII+). Además, se han realizado diversos estudios neutrónicos para los reactores demostradores ASTRID, MYRRHA, ALFRED y ALLEGRO (conceptos de reactores refrigerados respectivamente por sodio, plomo-bismuto, plomo y gas).

En **experimentos integrales en reactores subcríticos**, se ha avanzado en el análisis de los resultados experimentales medidos en el reactor VENUS-F (proyecto FREYA). Más concretamente,



se ha continuado la investigación de métodos de corrección de efectos espaciales y energéticos para las técnicas de medida de la reactividad en un sistema subcrítico obteniéndose los primeros resultados.

Se ha desarrollado un procedimiento con base en simulaciones Monte Carlo con el que se pueden reducir las incertidumbres en las matrices de covarianza de secciones eficaces dado un conjunto suficientemente grande de experimentos integrales (proyectos ANDES y CHANDA).

En **datos nucleares para la transmutación y reactores avanzados**, se ha finalizado con éxito el proyecto europeo ANDES y se iniciado su continuación (proyecto CHANDA), que plantea resolver los retos futuros en el campo. Ambos proyectos son coordinados por el CIEMAT.

Se han completado los estudios de diseño de la segunda estación de medida de la instalación n_TOF del CERN y se ha participado en su puesta en marcha y caracterización.

Se ha avanzado en el análisis del experimento propuesto por el CIEMAT en n_TOF para la medida de la sección eficaz de captura neutrónica del ^{235}U . La técnica desarrollada permitirá realizar otras medidas de elementos fisiles más complicados. Asimismo se ha finalizado el análisis de la sección eficaz de captura neutrónica del ^{243}Am y avanzado en el del ^{241}Am .

Se ha participado en varios experimentos internacionales de medida de probabilidades de emisión de neutrones retardados y se ha liderado una

propuesta en la instalación ISOLDE (CERN) con el espectrómetro de neutrones por tiempo de vuelo MONSTER, también diseñado y construido por el CIEMAT.

Se ha completado el estudio de blindajes para una instalación con un generador de neutrones deuterio/deuterio e iniciado el proceso de adquisición de dicho generador. Se ha finalizado el desarrollo de un nuevo detector de neutrones con la empresa Científica Internacional para la futura instalación FAIR (Alemania). Y se ha avanzado en el desarrollo de un sistema de adquisición de datos digital de 12 bits y 1 Gigamuestreo/s. Por último, se ha finalizado con éxito un proyecto de mejora de un escáner activo de combustible nuclear.

• **LÍNEA: Residuos radiactivos**

En **residuos de baja y media actividad (RBMA)**, se han realizado 825 determinaciones radioanalíticas, en su mayoría de apoyo analítico a la industria nuclear española (centrales nucleares, ingenierías de servicios nucleares, etc.), y 400 determinaciones de apoyo tecnológico a diferentes proyectos internos del Centro.

Se ha ejecutado el segundo periodo de contratación de los servicios radioanalíticos de apoyo a ENRESA para la caracterización de RBMA y materiales de barrera de operación y desmantelamiento de instalaciones nucleares sobre muestras y materiales de este tipo, lo cual es empleado para la actualización y el mantenimiento de los factores de escala aplicables al centro de almacenamiento de ENRESA-El Cabril, para la reali-

zación del *cross-checking* de las determinaciones que realiza este centro de almacenamiento para demostrar el cumplimiento de los criterios de aceptación. Adicionalmente, se han analizado muestras de grafito irradiado de Vandellós I como apoyo a un proyecto de descontaminación de grafito mediante microorganismos de ENRESA y la Universidad Rovira i Virgili.

Se ha continuado con el estudio de los aspectos analíticos para la especiación del ^{14}C en aceros (procedentes de los internos de la C.N. José Cabrera) y grafito irradiado, incorporando varias capacidades del CIEMAT como: el diseño de reactores específicos para el control de los gases de emisión de la lixiviación, sistemas para la recogida de dichos gases, utilización de la cromatografía de gases para las especies volátiles producto de las lixiviaciones, el uso avanzado de cromatografía iónica (HPLC) para la determinación de especies iónicas inorgánicas (carbonatadas principalmente), producto de la lixiviación de estos materiales (proyecto CAST-7PM).

Se ha realizado la instalación y puesta a punto de una termo-prensa destinada a la fabricación de probetas de grafito vitrificado, un sistema de refrigeración que permite enfriar los componentes críticos de la misma y un sistema de aire comprimido que será inyectado para el movimiento del pistón de la prensa (proyecto GRAFEC). Se han realizado 7 ensayos para obtener probetas de grafito virgen, con el fin de optimizar los parámetros que se han de tener en cuenta a la hora de realizar las probetas con grafito irradiado y poder establecer una metodología de trabajo en un procedimiento de seguridad.

En la etapa del tratamiento térmico, hay que someter a estudio distintos parámetros, por lo que es necesario calibrar el horno rotatorio y el espectrómetro de masas asociado en cada paso del estudio sistemático. En este terreno se han realizado una serie de ensayos para obtener distintas calibraciones a distintos flujos gas y con distintas concentraciones de gases, obteniéndose así un conjunto de datos que permitirán poder trabajar con cualquier concentración y a cualquier flujo de gas de entrada.

Se ha comenzado un nuevo proyecto para el desarrollo de procesos de análisis necesarios que permitan comprender la generación y liberación del ^{14}C , tanto en sus formas solubles como volátiles, presente en diversos materiales que deben ser gestionados y almacenados como residuos radiactivos, enfocado en metales irradiados (aceros, Zircaloy) y materiales de intercambio iónico. Esto permitirá profundizar en el conocimiento de la caracterización y liberación del ^{14}C del grafito irradiado, ya utilizado en proyectos previos como CARBOWASTE y GRAFEC. Los resultados obtenidos serán considerados en los programas nacionales de gestión y almacenamiento de residuos radiactivos y en su impacto en los criterios de seguridad.

Se está realizando un proyecto, en colaboración con GNF-engineering, para la gestión de las resinas gastadas de la C.N. de Kozloduy (Bulgaria), donde se han desarrollado los procedimientos de caracterización radiológica, química y mecánica para elaborar el inventario de los residuos a acondicionar, los parámetros químicos para su compatibilidad así como los parámetros de resis-



tencia mecánica y a la lixiviación de emisores \uparrow - \bullet , que serán implantados en la central. Además, se ha ejecutado la formación de 6 técnicos del State Enterprise Radioactive Waste (SERAW) de Bulgaria en la caracterización de resinas contaminadas procedentes de una central nuclear española.

Se ha participado, junto con la OIEA, en la elaboración de los reglamentos de funcionamiento y el manejo de contenidos de la red CONNECT, una red de redes de cooperación internacional en diversos aspectos de la gestión de los residuos radiactivos, LABONET, DISPONET,...

En **residuos de alta actividad (RRAA)**, se han conseguido importantes progresos en los estudios de la estabilidad del combustible nuclear irradiado en su disposición final en un almacenamiento geológico profundo (AGP) en húmedo, así como en un almacenamiento temporal centralizado (ATC) en medio seco. Además, se han continuado los estudios de separación de actínidos de las diferentes formas de residuos radiactivos de alta actividad o/y del combustible irradiado.

Se han logrado grandes avances en los estudios de separación de actínidos de las diferentes formas de RRAA o/y del combustible irradiado (proyecto SACSESSES-7PM). Se ha continuado con los estudios de estabilidad y viabilidad de moléculas extractantes en función de la radiólisis, acidez y calor de los procesos de separación hidrometalúrgicos. Estas moléculas han demostrado su efectividad en los procesos SANEX 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.

Se ha continuado con los estudios de estabilidad de la molécula BTBTP en colaboración con el Institute for Nuclear Waste Disposal (INE-KIT-Karlsruhe, Alemania) y con los estudios de estabilidad y viabilidad de TEWTE 21, molécula extractante para los procesos de separación hidrometalúrgica, con la Universidad de Twente (Enschede, Países Bajos). Además se ha colaborado con la Universidad Complutense de Madrid (UCM) en estudios de espectroscopia Raman y con la Universidad de Sevilla en estudios de caracterización y fabricación de óxidos de cerio.

Se ha finalizado el estudio de la disolución instantánea del combustible irradiado en condiciones de almacenamiento definitivo (proyecto First Nuclides-7PM) y el estudio de la estabilidad de la estructura tipo fluorita base de la matriz del combustible irradiado tanto UO_2 como ThO_2 (proyecto REDUPP-7PM).

Por otro lado, se han establecido nuevos acuerdos para estudios de caracterización de combustible irradiado mediante espectroscopia Raman con el INE-KIT y para la fabricación y producción de análogos de materiales cerámicos que simulen el combustible irradiado con el Instituto de cerámica y vidrio del CSIC.

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 Heliac 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 este ámbito se realiza la explotación y mejora de la Instalación Singular TJ-II, actividad complementada con la participación en proyectos internacionales (JET, ITER, W7X, LHD) y con una creciente actividad en teoría y modelado de plasmas.

Durante 2014 la investigación en el dispositivo TJ-II se han centrado en estudios de transporte, estabilidad y mejora de sistemas de diagnóstico, destacando los estudios de la física del transporte de impurezas (esenciales para la viabilidad científico-tecnológica de la fusión nuclear) con la observación directa de asimetrías del potencial de plasma en superficies magnéticas, en colaboración con el Instituto Max Planck (Greifswald, Alemania), la investigación de la física del efecto isotópico (fundamental para garantizar el desarrollo de escenarios de operación con confinamiento mejorado en ITER) con la identificación de fenómenos multiescala y

estudios comparativos en tokamaks y stellarators, el desarrollo de técnicas de control de inestabilidades generadas por partículas rápidas mediante calentamiento a la frecuencia ciclotrónica electrónica (con posible impacto en el control de la operación en ITER y en reactores de fusión), desarrollado en colaboración con el grupo del Instituto Nacional de Fusión (NIFS) de Japón, y la investigación del efecto de la topología magnética en estabilidad y confinamiento, esenciales para determinar los criterios de optimización de física de stellarators. Estas observaciones precisan de estudios experimentales y teóricos para clarificar los mecanismos de física básica que subyacen, destacando los esfuerzos en el campo de las teorías cinética y girocinética para profundizar en los mecanismos de transporte. En este campo hay que señalar el acuerdo cualitativo entre medidas experimentales de asimetrías de potencial del plasma en superficies magnéticas en TJ-II y simulaciones girocinéticas en colaboración con el Instituto Max Planck.

Se han mejorado los sistemas de diagnóstico y equipamiento del TJ-II, incluyendo la exitosa operación del inyector de pastillas de hidrógeno y un segundo inyector de iones pesados (HIBP) 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. En particular, los resultados iniciales obtenidos con el segundo inyector HIBP muestran evidencia experimental de macroestructuras con propiedades de flujos zonales en el interior del plasma en TJ-II.

En el tokamak JET se ha realizado una intensa campaña investigando una pared interior, a base de berilio y wolframio, similar a la de ITER y el estudio de escenarios de plasmas preparatorios para la campaña DT inicialmente prevista para 2018. El CIEMAT se ha centrado en la explotación científica del sistema de cámaras rápidas intensificadas desarrollando estudios de transporte e interacción plasma-pared y sistemas de predicción de disrupciones. Los estudios de detección de disrupciones con relevantes tasas de éxito son 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. En particular, se ha consolidado la participación española en el diseño de sistemas de diagnóstico para ITER / «Fusion for Energy» con participación en el sistema de control de posición del plasma mediante reflectometría de microondas (en colaboración con el Instituto Técnico de Lisboa (IST) portugués) y en el diseño del sistema visible infrarrojo (junto con el laboratorio francés CEA-Cadarache) destacándose la suma de esfuerzos del CIEMAT y del Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA) en las tareas de diseño óptico y desarrollo de prototipos.

- **LÍNEA: Ingeniería de fusión**

En éste ámbito se incluye el mantenimiento y mejora del dispositivo TJ-II, la participación española en el proyecto JT60 y la contribución al desarrollo de componentes y sistemas para ITER.

Durante la parada de verano se ha procedido al mantenimiento del generador impulsional en la fuente de alimentación eléctrica del TJ-II. Se ha llevado a cabo el cambio de las cuñas que sujetan el bobinado del estator, de las que un 30% estaban ya flotantes, y la reparación de las conexiones interpolares del rotor, lo que ha obligado al desmontaje y montaje de tres polos y el equilibrado de la máquina.

Dentro del proyecto JT60, el CIEMAT ha sido encargado para la contratación y seguimiento de la fabricación del cuerpo intermedio de la vasija del criostato. Se han iniciado los trabajos sobre las tres primeras piezas, lo que es equivalente a un cuarto del total del componente. Además, se ha procedido al corte de las chapas del material base, la preparación de bordes, conformado y la soldadura entre las diferentes piezas de partida y se ha iniciado el mecanizado de algunos huecos donde se insertarán los puertos para permitir el acceso a su interior.

Por otro lado, en el proyecto ITER se ha continuado con 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 espectroscopia en el rango visible e infrarrojo (Vis/IR). Como actividades más destacables, en el primero se ha iniciado la determinación de la arquitectura básica del diagnóstico, y en el segundo se han definido una serie de prototipos que será necesario ensayar para demostrar que los componentes internos de la cámara de vacío pueden realizar su función en las condiciones de alta radiación y alto flujo neutrónico.



• **LÍNEA: Tecnologías para fusión**

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 JT60.

Respecto a IFMIF se ha desarrollado una propuesta (incluyendo el *conceptual design report*) para la instalación que podría construirse como siguiente paso al finalizar el proyecto IFMIF-EVEDA. 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 subsistemas. Cabe destacar que la propuesta realizada por el CIEMAT (conocida como DONES) fue seleccionada como la opción europea para la instalación que podría construirse como siguiente paso al finalizar el proyecto IFMIF-EVEDA. Además, un miembro del CIEMAT ha sido seleccionado como responsable del proyecto europeo para las actividades a desarrollar en el marco del consorcio EUROfusion en relación con este proyecto.

Asimismo, se han realizado 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, especialmente en el área de materiales, neutrónica y seguridad, manipulación remota y envolturas regeneradoras, y el proyecto de la Instalación de Tecnología de Fusión (TechnoFusión).

El CIEMAT es responsable europeo de la coordinación de las actividades relacionadas con la alternativa DCLL para la envoltura regeneradora y del programa de materiales aislantes.

ÁREA: Combustibles fósiles (valorización energética)

En esta área se analiza 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**

En combustión, se ha estudiado el comportamiento térmico de la fracción bioestabilizada del combustible recuperado del tratamiento de residuos en tres instalaciones repartidas por territorio nacional, clasificándose la fracción bioestabilizada según la normativa UNE-EN 15359:2012. Atendiendo al poder calorífico inferior (PCI) la muestra procedente de Madrid es clase 3 mien-



tras que las otras dos muestras se engloban en la clase 4; en función del contenido en Cl todas las muestras son de clase 3 y, según el contenido en Hg, la muestra de Madrid es de clase 3 y las otras dos muestras de clase 1. La tecnología experimentada en estas mediciones permitirá aprovechar la energía contenida en más de un millón de toneladas al año de materiales de desecho que en este momento se depositan en vertederos. Además, supondrá un ahorro de las emisiones de CO₂ que se producirían si esa cantidad de residuos acabase depositada en vertederos (proyecto PROCSSR).

Se ha estudiado el comportamiento de metales traza, en especial el Hg, en caldera de lecho fluidizado en condiciones de oxidación comprobando la gran influencia del contenido de inquemados en la retención del Hg en cenizas mostrándose una mayor presencia de Hg²⁺ al incrementar el contenido de O₂ presente en el comburente (proyecto METRAOXI).

Se ha finalizado la evaluación del comportamiento térmico de la biomasa de cardo en caldera de lecho fluidizado burbujeante (proyecto CARDENER).

En gasificación, se ha demostrado la viabilidad técnica de producción de energía eléctrica mediante gasificación usando como combustible residuos del sector maderero de la región de la Patagonia chilena. Para ello se ha utilizado como combustible *Nothofagus Pumilio*, conocido como madera de lenga, y un gasificador de lecho fijo con tecnología *downdraft* (10 kW, tipo Imbert) montado e instrumentado en el Laboratorio del Centro

de Recursos Energéticos (CERE) de la Universidad de Chile, bajo las indicaciones de investigadores del CIEMAT. Las campañas experimentales, realizadas, han permitido demostrar que un gasificador *downdraft* comercial, con limpieza de gas, motor y generador incorporados, muy sencillo de operar y utilizando biomasa autóctona se puede producir energía eléctrica para uso doméstico, sustituyendo a un generador de gasoil (proyecto CHILE).

Se ha diseñado y se está finalizando la construcción de una instalación modular de gasificación escala *bench* de lecho fluidizado burbujeante atmosférico, con craqueo térmico y unidades de depuración y procesado del gas de síntesis incorporadas a instalar en las proximidades de las plantas de tratamiento de gases del CIEMAT. La capacidad de tratamiento de combustible es de aproximadamente 1,5 kg/h de biomasa y permitirá la operación con aire, aire enriquecido u oxígeno-vapor como agentes gasificantes (proyecto INNPACTO BIOH₂).

- **LÍNEA: Procesado de gases**

Se ha estudiado, a escala laboratorio, la **captura de CO₂** en pre-combustión para dos tipos de adsorbentes (hidrotalcitas promocionadas con K y dolomitas) determinando la influencia del método de preparación y activación del adsorbente y los principales parámetros que influyen en la capacidad de captura, presión y contenido de vapor de agua. Esto ha permitido seleccionar a la hidrotalcita Mg₆₁-K₂CO₃ como mejor adsorbente para realizar ciclos de adsorción y regeneración y para estudiar su compor-

tamiento en reactor de membrana (proyecto CAPHIGAS).

En captura y valorización de CO₂ en post-combustión, se han llevado a cabo estudios a escala piloto de comportamiento a lo largo de múltiples ciclos de adsorción-desorción del electrocatalizador identificado como más prometedor para captura electropromovida de CO₂ (Pt-K-βAl₂O₃) en presencia de mezclas gaseosas sintéticas de composición similar a las de gases de combustión y en condiciones representativas de su potencial aplicación industrial. También se ha estudiado el comportamiento a largo plazo del electrocatalizador más prometedor para valorización electropromovida de CO₂ a combustibles (Cu-K-βAl₂O₃). Se observó una pérdida de eficiencia y selectividad del catalizador durante el ensayo, pero se puso a punto un procedimiento de regeneración *in situ* por vía electroquímica que permitió alargar su vida útil. Se llevó a cabo la caracterización físico-química de ambos electrocatalizadores, tanto recién preparados como tras su uso en procesos de captura y valorización electropromovida de CO₂, para el estudio de los fenómenos de desactivación potencial de los mismos. Posteriormente, se llevó a cabo la evaluación de la viabilidad tecnológica de ambos procesos.

Asimismo se ha llevado a cabo, en el Laboratorio de Procesos Químicos y Electroquímicos de la Universidad de Patras (Grecia), la preparación de electrocatalizadores consistentes en pellets circulares de electrolito sólido cerámico (K-βAl₂O₃ o YSZ) de 20 mm de diámetro y 1-2 mm de espesor recubiertos en una de sus caras por un metal activo (Cu, Ru-W y Co) correspondiente (catalizador/electro-

do de trabajo) y en la otra por Au (contraelectrodo/ electrodo de referencia) utilizando, entre otras, técnicas avanzadas de *screen printing* y *sputtering*. Se ha llevado a cabo, por el método de impregnación húmeda incipiente, la síntesis de varios catalizadores convencionales de Cu soportados (polvo) (Cu/TiO₂, Cu/YSZ y Cu/Al₂O₃) con vistas a la comparación de su comportamiento con el electrocatalizador más prometedor para valorización electropromovida de CO₂. Además, se estudió la hidrogenación de CO₂ a combustibles sobre los catalizadores y electrocatalizadores, preparados a escala laboratorio, con objeto de profundizar en el estudio de aspectos básicos implicados en la aplicación del fenómeno de la promoción electroquímica de la catálisis al proceso de hidrogenación de CO₂ a combustibles (proyecto PROMOCAP).

En cuando a la **producción de hidrógeno**, se ha estudiado un sistema integrado catalizador-adsorbente-membrana para la captura simultánea de CO₂ y separación del hidrógeno, contribuyendo ambas a la mejora de la conversión de la reacción *water-gas shift* (WGS). Se han comparado los resultados, en términos de conversión de CO y permeabilidad de H₂, para los sistemas independientes, catalizador+adsorbente y membrana, determinando las mejores condiciones de operación para ambos sistemas (proyecto CAPHIGAS).

Se está evaluando, a escala de laboratorio la actividad catalítica de catalizadores WGS ácidos, es decir, capaces de operar en corrientes con presencia de H₂S, para la producción de hidrógeno mediante la reacción de gas de agua. Avanzando un paso más se ha estudiado el comportamiento de materiales bifuncionales novedosos que incorpo-



ran actividad para la reacción *shift* con captura simultánea del CO₂ producido. Con este nuevo tipo de materiales se espera obtener, durante la etapa de adsorción, una corriente de H₂ puro sin las limitaciones derivadas de la no homogeneidad de los lechos dobles de adsorbente-catalizador, reduciendo a la vez la carga de mezcla adsorbente/catalizador empleada. Tanto el catalizador como el material bifuncional han sido sintetizado en los laboratorios del Instituto de Tecnología Química del CSIC (proyecto INNPACTO BIOH₂).

Respecto a la **depuración y procesado de gases** se han sintetizado catalizadores selectivos y estables para el reformado de alquitranes, estudiando, a escala de laboratorio, su actividad y selectividad en gases con composición similar a la de los gases de gasificación de fangos de una estación depuradora de aguas residuales. Los catalizadores muestran conversión completa de tolueno (compuesto modelo de alquitrán) en ensayos de larga duración (>100 h). En paralelo, se ha desarrollado una metodología analítica, basada en cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masas, para la determinación en continuo de la distribución de productos y de la conversión de alquitranes, evitando los problemas inherentes a los sistemas de muestreo y análisis discontinuo como la especificación técnica CEN/TS 15439 o la utilización de cartuchos de adsorción en fase sólida (SPA) (proyecto CATARSYS).

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 **caracterización de la contaminación atmosférica**, se han continuado los estudios sobre contaminación fotoquímica y el material particulado y la mejora y optimización de técnicas de medida de la contaminación atmosférica.

Se han caracterizado distintas propiedades microfísicas del aerosol atmosférico, continuando con el estudio de los procesos de formación del aerosol atmosférico en áreas urbanas. Se ha finalizado el estudio sobre las propiedades higroscópicas de los aerosoles poniendo a punto un canal Raman para la medida de perfiles verticales de vapor de agua en la atmósfera mediante el sistema LIDAR. Las medidas en superficie se realizaron mediante un instrumento HTDMA (hygroscopic tandem differential mobility analyser), realizado y montado en el CIEMAT.



Mediante un instrumento ACSM (Aerosol Chemical Speciation Monitor) se ha monitorizado en continuo la composición química del aerosol atmosférico, determinando su niveles medios y patrones de evolución bajo distintas situaciones atmosféricas. Asimismo, a través de medidas de propiedades ópticas se ha cuantificado la concentración de *black carbon*, principal componente del aerosol de combustión, en distintas fracciones de tamaño y condiciones atmosféricas, así como en laboratorio. Estas medidas han permitido caracterizar diferentes propiedades como higroscopicidad o lo que se conoce como aumento de la dispersión de las partículas por la humedad relativa ($f(RH)$) y la absorción y dispersión de luz de las partículas, parámetros clave en los cálculos y las interpretaciones de forzamiento radiativo que determinan el cambio climático.

Se ha realizado un estudio de los niveles de contaminación atmosférica, en concreto de material particulado, en una zona rural de Andalucía con problemas medioambientales y se han identificado las posibles causas de las superaciones de los valores límite que registra este contaminante atmosférico.

Se ha finalizado la fase inicial de evaluación de propiedades fotocatalíticas de un conjunto de productos comerciales y tipos de aplicaciones, así como la fase de desarrollo y puesta a punto de un sistema experimental para la medida de la variable dependiente (V_d) de NO_x sobre superficies fotocatalíticas en ambiente exterior (proyecto LIFE MiNOX-Street,). Este sistema experimental, puesto a punto en el CIEMAT, permitirá por primera vez realizar una caracterización experimen-

tal a escala real de la capacidad de reducción de NO_x en atmósfera urbana.

Se ha concluido el estudio de identificación y caracterización de los episodios de transporte de polvo africano y su impacto en la calidad del aire en España y se ha realizado la previsión diaria y el estudio de los episodios ocurridos durante el año 2014.

En **modelización de la contaminación atmosférica**, se ha continuado con la evaluación histórica de la calidad del aire en España, para el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA), mediante la reevaluación de 2011 y la preevaluación de 2013, utilizando modelos combinados con mediciones de redes de medidas. Se ha participado en los temas de representatividad espacial de estaciones de calidad del aire y metodologías de combinación de mediciones y modelos para evaluar la calidad del aire dentro del Forum for Air Quality Modeling in Europe (FAIRMODE). Además, se está liderando un estudio de viabilidad de un ejercicio de intercomparación de métodos para estimar la representatividad espacial de estaciones de calidad del aire. También se ha liderado la evaluación de los modelos europeos para calcular del depósito de contaminantes atmosféricos en Europa (proyecto EURODELTA III). Hay que destacar el alto grado de incertidumbre asociado a las estimaciones de depósito de compuestos de azufre y nitrógeno dada la gran dispersión en los resultados de los distintos modelos. Además, se ha continuado participando en los grupos de trabajo de monitorización y modelización (TFMM) y de transporte hemisférico de contaminantes atmosféricos (TFHTAP) del pro-



grama de cooperación para la vigilancia continua y la evaluación del transporte a gran distancia de contaminantes atmosféricos en Europa (EMEP) en el marco del Convenio de Ginebra de la Naciones Unidas sobre contaminación atmosférica a larga distancia.

Se han realizado nuevos desarrollos en modelización de la contaminación a mesoescala. Se han mejorado las simulaciones de metales pesados en la atmósfera, de aerosoles secundarios y depósito de contaminantes y la simulación de la atmósfera urbana teniendo en cuenta los edificios, la vegetación (arbolado urbano y jardines en azoteas), la radiación solar y los intercambios de calor. También se han producido mejoras en la aplicación del modelo CHIMERE para la modelización de metales pesados, aerosoles secundarios y depósito de contaminantes atmosférico.

Se han aplicado modelos CFD para simular la dispersión de PM₁₀ emitidas por calderas de biomasa. El primer estudio indicaría que la implantación masiva de calderas de biomasa cumpliendo los límites de emisiones legales en el distrito urbano a estudio de Madrid podría tener un impacto significativo en la calidad de aire ya que aumentaría de forma significativa la concentración de PM₁₀; si bien su impacto es mucho menor al uso masivo de carbón.

Se ha continuado con la estimación del efecto de la vegetación urbana en la calidad del aire y el confort climático. Destaca la investigación del efecto del arbolado urbano mediante simulaciones con un modelo CFD-Street-Canyon, que en determinadas condiciones parece reducir la ventilación

de las calles más que eliminar los contaminantes de los coches, lo que lleva a una acumulación de contaminantes.

Se ha intentado simular el supuesto efecto descontaminante de los pavimentos fotocatalíticos. Para ello, se ha desarrollado un modelo químico que ha sido incorporado al modelo CFD-Street-Canyon (proyecto LIFE-MINOx).

Se ha elaborado una guía para la modelización integrada en el diseño de estrategias de mejora de la calidad del aire que está siendo evaluada en dos ciudades europeas (proyecto APPRAISAL).

Se han comenzado dos nuevos proyectos. Uno de ellos pretende demostrar la posibilidad de reducir la exposición de las personas que circulan en bicicleta y a pie por la ciudad a contaminantes atmosféricos urbanos aplicando nuevas tecnologías y medidas relacionadas con la planificación urbanística, el diseño urbano y la gestión de la movilidad utilizando como ciudad de estudio Pamplona (Navarra) (proyecto LIFE RESPIRA). El otro proyecto desarrollará nuevas técnicas capaces de diagnosticar los problemas de calidad del aire de una manera integral en entornos urbanos y evaluar estrategias para su resolución aplicándolas a la ciudad de Madrid (proyecto TECNAIRE).

En el ámbito de la **ecotoxicología** de los contaminantes atmosféricos, se continúa participando en las actividades del Convenio de Ginebra sobre contaminación atmosférica transfronteriza a gran distancia (CLRTAP) para la definición de valores umbrales (niveles y cargas críticas) de los contaminantes atmosféricos para la protección de la ve-

getación. Estos valores deben establecerse para los distintos tipos de vegetación europea, siendo la base para la definición de las políticas europeas de calidad del aire y techos de emisión. En este sentido, se ha investigado sobre la aplicación de los conocimientos científicos en el desarrollo de políticas de protección medioambiental en Europa y Estados Unidos. El CIEMAT, gracias a una encomienda de gestión del MAGRAMA, participa en los grupos científicos y técnicos del Convenio de Ginebra con el objetivo de 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 España.

Se han analizado los efectos del ozono (O_3) y la fertilización nitrogenada en el desarrollo de los pastizales anuales en experimentos de fertilización utilizando mesocosmos de pastos anuales compuestos por especies asociadas a los encinares del área de Madrid. Los resultados muestran que la fertilización nitrogenada aumenta la productividad del pasto sin observarse un aumento en las emisiones de N_2O del suelo. Además, un mayor aporte de N puede compensar los efectos que el O_3 provoca en la disminución del crecimiento del pasto, pero sólo a concentraciones moderadas de O_3 . También se ha observado que unas concentraciones de O_3 más altas, aunque similares a los valores que se registran habitualmente en el centro peninsular, pueden disminuir el efecto fertilizador de un mayor aporte de N. En experimentos realizados con especies individuales, se ha observado que el O_3 disminuye el crecimiento del trébol *Trifolium chervil*, aumentando la biomasa senescente. Y además el O_3 afecta la biomasa sub-

terránea de manera más importante, resultando en alteraciones de la tasa tallo/raíz. Estos estudios indican que el O_3 puede alterar la estructura y diversidad de los pastos anuales.

Se ha terminado la toma de muestras para analizar el depósito de contaminantes atmosféricos en un bosque de encinas en Tres Cantos (Madrid). Los resultados obtenidos muestran que todos los contaminantes atmosféricos medidos muestran fuertes variaciones estacionales con las mayores concentraciones de O_3 , NH_3 y HNO_3 registradas en verano mientras que las concentraciones de NO_2 son mayores en invierno. Se ha encontrado que el *throughfall* o trascolación no es un buen indicador del depósito total de N en este tipo de bosques. Por ello, se está colaborando con Pacific Southwest Research Station (Forest Service, EEUU) para desarrollar nuevas metodologías que permitan calcular el depósito seco en este tipo de ecosistemas. Se ha detectado una pérdida de NO_3 en agua del suelo en aquellos periodos en los que se produce un depósito importante de N atmosférico cuando la actividad biológica es baja. Los resultados subrayan la importancia de la sincronización entre el depósito de N y la demanda biológica para las estimaciones de cargas críticas.

Se ha continuado con los estudios de los flujos de gases de efecto invernadero en relación con el depósito de contaminantes y la gestión en suelos forestales del Sistema Central. Se ha observado que el incremento de la entrada de N en un sistema de matorral mediterráneo ocasiona un aumento de la longitud de los brotes, una disminución en los valores de respiración del suelo (R_s), un incremento de los compuestos de N inorgánicos extraíbles



del suelo y una ligera disminución de las comunidades microbianas. La quema controlada disminuye las pérdidas de C del sistema debido a la R_s , incrementa el contenido de N inorgánico durante el primer año y disminuye el N orgánico disuelto y el C orgánico disuelto no observándose un efecto interactivo entre la quema y la fertilización.

Se ha continuado estudiando la relación entre la R_s y varios índices de teledetección, encontrando una relación entre los denominados *Spectral Shape Indices* (SSI) con el índice de área foliar (IAF) y la R_s en cultivos de maíz y cebada. Además, se ha evaluado la capacidad de estos índices para representar la evolución fenológica de ambos cultivos.

Se ha seguido con el análisis de los diferentes servicios ecosistémicos, tanto ambientales como sociales, que pueden ofrecer los bosques urbanos cuando son gestionados dentro de un contexto de infraestructura verde (COST FP1204).

Respecto a **contaminantes orgánicos persistentes (COP)** se ha continuado con la vigilancia de COP en algunas matrices y zonas de interés a través de la realización de cuatro campañas trimestrales de muestreo de aire, mediante captadores pasivos y el análisis estadístico de los datos obtenidos en el periodo 2008-2013. También se han obtenido y evaluado los datos históricos de concentración de COP en los suelos entre el verano de 2010 y de 2013 y los niveles de perfluorooctano sulfonato (PFOS) en muestras de agua superficial, recogidas entre invierno de 2012 y 2013 y verano de 2014, en la cuenca hidrográfica del río Tajo. Aunque la representatividad de las series temporales es baja debido al número de campañas realizadas, se pue-

de observar una tendencia cíclica en las concentraciones de HCB⁴ en el aire. Las concentraciones medias de este contaminante aumentan en otoño e invierno, disminuyendo en primavera y verano. Resulta interesante corroborar que no existen diferencias en los niveles de concentración de HCB entre localizaciones urbanas y remotas, mientras que los niveles de PCDD/F⁵, PCB⁶, PBDE⁷, HCH⁸ y DDT⁹ en zonas urbanas son mayores con respecto a las remotas. A partir de los análisis realizados se puede observar que el patrón de concentración para las medianas obtenidas con datos de aire globales (HCB (pg/m³) > PCB (pg/m³) ≈ DDT (pg/m³) ≈ HCH (pg/m³) > PBDE (pg/m³) >> PCDD/F (fg/m³)) varía considerablemente con respecto al obtenido en las muestras de suelos (PCB (ng/g) > DDT (ng/g) > PBDE (ng/g) ≥ HCH (ng/g) > HCB (ng/g) >> PCDD/F (pg/g)). En cuanto al contenido de PFOS en muestras de agua de la cuenca hidrográfica del río Tajo, se ha observado que la concentración de este contaminante se ve claramente afectada por las actividades antrópicas (aglomeraciones urbanas y actividades industriales) que influyen sobre este medio acuático. Los datos obtenidos parecen indicar que los fenómenos de deposición que puede sufrir este contaminante cuando las aguas están embalsadas, pueden influir en sus niveles de concentración.

Se ha evaluado la presencia de algunos COP y contaminantes emergentes en muestras de aire

⁴ hexaclorobenceno

⁵ Policlorodibenzo-p-dioxinas y Policlorodibenzofuranos

⁶ bifenilos policlorados

⁷ polibromodifenil éteres

⁸ hexaclorociclohexanos

⁹ dicloro difenil tricloroetano y metabolitos

urbano de la ciudad de Madrid utilizando captadores activos de alto volumen (CAV) equipados con espumas de poliuretano y filtros de microfibras de vidrio y discriminando entre fase gaseosa y materia particulada en suspensión. Los policlorobifenilos resultaron ser los contaminantes mayoritarios (i-PCB y dl-PCB), seguidos de polibromodifenil éteres, declorane plus (DP) y finalmente policlorodibenzo-p-dioxinas y policlorodibenzofuranos. El resto de los contaminantes estudiados (Dec602, 603, 604, CP y mirex) bien no fueron detectados en ninguna de las muestras o sólo de forma puntual. Los resultados, en concordancia con los obtenidos en otras ciudades, no sólo confirman la presencia de COP en el aire de Madrid, sino que evidencian diferencias importantes en cuanto al fraccionamiento (presencia mayoritaria en la fase gas o en la fase particulada) entre los distintos analitos y congéneres evaluados. Así, mientras que PBDE, PCDD/F y DP están principalmente asociados a la materia particulada en suspensión, los PCB aparecen mayoritariamente en la fase gas. Los datos obtenidos resultan de gran utilidad para establecer los niveles de riesgo a los que está expuesta la población y para conocer el grado de cumplimiento de las normativas relativas a la prohibición y restricción de este tipo de contaminantes.

Se ha investigado la transferencia de contaminantes orgánicos emergentes (BDE 209¹⁰, DP y PFOS), desde suelos agrícolas enmendados con biosólidos hacia aguas subterráneas y superficiales, tras varios eventos de lluvia. En general, los niveles de PFOS, BDE 209 y DP en las aguas

superficiales son mayores que en aguas subterráneas, lo que evidencia la importancia de los procesos de escorrentía como forma de transferencia de estos contaminantes a través de diferentes compartimentos medioambientales.

Se ha realizado la evaluación del potencial de bioacumulación de retardantes de llama halogenados (PBDE y DP) y sustancias químicas perfluoradas, y su transferencia a través de la cadena alimentaria en ecosistemas terrestres. Para ello, se han desarrollado ensayos con tres tipos distintos de cultivos hortícolas: espinacas (*Spinacia oleracea*), tomates (*Solanum lycopersicum L.*) y maíz (*Zea mays*). En los dos primeros casos los ensayos se diseñaron partiendo de dos mezclas distintas de suelo+biosólido, mientras que en el tercero el suelo control se dopó con una cantidad conocida de BDE 209 y PFOS. Todos los ensayos han evidenciado la acumulación de los compuestos considerados, aunque es necesario señalar que se han observado diferencias entre las distintas especies y entre las distintas partes de las plantas. Los índices de caracterización del riesgo han sido inferiores a la unidad ($RCR \ll 1$) indicando que en las condiciones de trabajo, el riesgo está adecuadamente controlado. Los datos obtenidos serán muy útiles para incluir nuevos químicos en las directivas europeas relativas al uso de residuos en suelos agrícolas y al establecimiento de los límites permitidos.

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.

¹⁰ Decabromodifenil éter



En **emisiones contaminantes**, se han continuado las diferentes investigaciones en los ámbitos de las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC), de las emisiones de las plantas industriales y en las producidas por el mundo del transporte, tanto debido a motores de vehículos como a turborreactores de la aviación comercial.

La Oficina de Control de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión españolas (OCEM-CIEMAT), delegada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) para la recepción, gestión, procesado y supervisión de los datos generados por el parque nacional de GIC, ha presentado los resultados y balances oficiales del ejercicio 2013. La actualización de la aplicación web SIGE (Sistema Integrado de Gestión de Emisiones del parque de GICs), desarrollada por la OCEM-CIEMAT, y del resto de herramientas de control de calidad ha permitido seguir manteniendo a gran nivel la base de datos de emisiones del parque español de GIC.

Como avances destacables se han diseñado, montado y verificado tres líneas de generación de aerosoles submicrométricos por atomización de disoluciones para la calibración de instrumentos SMPS (Scanning Mobility Particle Sizer), que permiten la medida continua de la concentración de aerosoles presentes en un caudal de emisiones o en aire ambiente distribuidos por tamaños. Y se ha optimizado el análisis y detección continua de partículas submicrométricas en entornos industriales (modelo de utilidad en España nº U 201130331).

En relación con los estudios de las emisiones producidas por motores del sector del transporte, se

ha avanzado en la caracterización fisicoquímica de las emisiones de partículas y gases generadas por turborreactores a partir de los ensayos y medidas realizados en la chimenea del Centro de Ensayo de Turborreactores (CET) del INTA durante los ensayos cíclicos programados de los motores TRENT800 y TRENTXWB. Además, se ha realizado la determinación de hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAHs) en el aire ambiente en los alrededores del CET.

Con respecto a las emisiones de motores de combustión interna alternativos, se ha estudiado el efecto sobre las emisiones del uso de aditivos oxigenados añadidos al combustible utilizado en motores diésel, prestando especial atención al comportamiento de las partículas emitidas y estudiando sus concentraciones distribuidas según el tamaño de las partículas, habiéndose constatado reducciones significativas en algunas proporciones de mezcla. El mismo tipo de estudio se ha realizado en el caso del uso en un motor diésel TDI de biodiesel obtenido a partir de grasas animales.

• **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 mercurio, así como con el trabajo en emplazamientos contaminados por compuestos orgánicos y escombreras abandonadas relacionadas con la minería del carbón.

En los estudios sobre recuperación de terrenos afectados por Hg ambiental, se ha realizado un re-

copilatorio sobre la experimentación llevada a cabo durante 12 años sobre cultivos en suelos con altos contenidos en Hg en Almadén (Ciudad Real), con datos de laboratorio, invernadero y campo. Se han estudiado las cinéticas de desorción térmica del Hg en suelos contaminados y se han estudiado los procesos de biomagnificación y bioacumulación en diferentes ecosistemas. Asimismo se han iniciado estudios de biofortificación de cultivos agrícolas.

Se ha continuado con el estudio de la incidencia de la minería abandonada en la cuenca del río Valdeazogues y la valoración del impacto sobre el sistema acuático. En este contexto se incluye, además del Hg, otros metales pesados para el estudio de su transferencia y comportamiento en la vegetación riparia.

Se han desarrollado y aplicado nuevas técnicas de determinación de compuestos de Hg y se ha desarrollado de un nuevo método de medida de metilmercurio en muestras ambientales, en colaboración con la Universidad de Castilla-La Mancha (Toledo). Se ha desarrollado un método analítico para la cuantificación de la fracción de hidrocarburos de petróleo en suelos y se ha analizado la presencia de hidrocarburos en aguas y suelos de un emplazamiento contaminado.

En la recuperación de emplazamientos contaminados por compuestos orgánicos, se ha continuado con la aplicación de técnicas químicas (ISCO) junto con técnicas de base biológica (fitotecnologías y biorremediación) (proyecto LIFE-BIOXISOIL).

En la aplicación de la teledetección en la conservación y recuperación de suelos se han utilizado

los datos de campo y de teledetección (imágenes multiespectrales e hiperespectrales) para la caracterización de las distintas fases de la erosión superficial en suelos agrícolas semiáridos situados en España central a varias escalas, teniendo en cuenta también su evolución temporal.

Se está finalizando el estudio de los datos obtenidos en la expedición a la Antártida del año 2013 sobre el análisis de la 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. Además, se continúan los estudios sobre la mayor zona no cubierta de hielo del South Shetland Islands (Antártida) a partir del análisis cuantitativo del sistema de drenaje.

Con relación al estudio de los procesos de tratamiento de residuos biodegradables, se ha continuado con la caracterización y cuantificación de gases de distintos vertederos como los de Aizmendi o San Marcos, ambos en Guipúzcoa. Se ha realizado la evaluación de la planta de tratamiento de residuos de ECOHISPANICA ubicada en Rivas-Vaciamadrid (Madrid). Se ha estudiado y evaluado el biometano procedente de una planta de demostración como biocombustible de vehículos a motor (proyecto AGROBIOMET).

Se ha continuado con el estudio de la producción de biogás a partir de biomasa de algas. Se ha optimizado el proceso de digestión y se han estudiado los rendimientos obtenidos utilizando las microalgas *Scenedesmus sp.* y la especie *Opuntia sp.*

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 han realizado distintas campañas de muestreo en las cuevas de Atapuerca y Kaite, ambas en Burgos, para el estudio de la variación de los elementos trazas y el estudio de la concentración de dichos elementos en espeleotemas, que fueron analizados y datados por investigadores del CIEMAT, en el Laboratorio de dataciones y análisis de elementos traza de la Universidad de Minnesota (EEUU) (proyecto CLISP III).

Se ha finalizado la realización de las campañas de muestreo para el estudio de la eficacia de la barrera reactiva instalada en el Centro de Recuperación de Inertes (CRI), situado en las marismas de Huelva, y contaminado accidentalmente por ^{137}Cs , así como el apoyo al plan de vigilancia hidrogeoquímica del Centro de Almacenamiento de El Cabril (Córdoba).

Se ha comenzado un estudio de la modelización del comportamiento hidro-geoquímico de emplazamientos en sistemas de almacenamiento de residuos radiactivos.

En el ámbito de la termo-hidro-mecánica y geoquímica se ha finalizado el estudio sobre el comportamiento de las barreras de ingeniería y la evaluación de sus funciones de seguridad a largo plazo en un marco multidisciplinario e integrador (proyecto PEBS-7PM).

Se ha comenzado un nuevo proyecto (FEBEX-DP) como consecuencia del desmantelamiento del experimento FEBEX y del muestreo y análisis derivados del mismo. Se ha realizado la campaña de muestreo en los sondeos radiales y paralelos de la galería FEBEX del Laboratorio subterráneo GTS (Grimsel Test Site, Suiza) y se han finalizado los análisis de la campaña de muestreo de gases y aguas.

Se ha realizado la extracción y análisis de aguas intersticiales (agua de poro) en diversos materiales arcillosos procedentes de Ypressian, Opalinus y du Gault. Se han continuado los estudios sobre el sistema poroso de las facies Utrillas como material para almacenamiento de CO_2 en profundidad (proyecto P MaCO_2).

Respecto a la caracterización del futuro almacenamiento temporal centralizado (ATC) en Villar de Cañas (Cuenca), se han realizado los estudios y clasificación de las aguas superficiales y subterráneas, así como la descripción del funcionamiento hidro-geoquímico en el área del emplazamiento. Por otra parte, se ha realizado la caracterización geotécnica, geoquímica, mineralógica y petrográfica del sustrato geológico.

- **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 un tema amplio y complejo, los principales resultados

de este programa se agrupan en los siguientes ámbitos.

En **bases científicas del cambio climático**, se ha continuado con la caracterización de aerosoles dentro de los distintos proyectos vigentes (MICROSOL, AEROCLIMA y PHAESIAN). Se ha realizado la caracterización experimental de las propiedades ópticas del aerosol en diferentes entornos y procedente de distintas fuentes, obteniendo parámetros que intervienen en las estimaciones del forzamiento radiativo.

En **seguimiento y monitorización del cambio climático**, se ha continuado con la participación en la red de observación Guadarrama Monitoring Network Initiative (GUMNET). En el marco de esta participación se ha iniciado la instalación de equipos de medida para la caracterización dinámica de los flujos de gases de efecto invernadero en dicha sierra y perfiles de suelos.

Se ha continuado midiendo las concentraciones de contaminantes atmosféricos en la sierra de Guadarrama y analizando los riesgos que suponen para los ecosistemas dependiendo de las condiciones climáticas. 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.

En la evaluación de **impactos del cambio climático**, se ha publicado una validación de los valores de depósito atmosférico de N que estiman para España los principales modelos de calidad del aire que se usan en el contexto del Convenio de Gine-

bra (modelo EMEP) y en el de calidad del aire por parte del MAGRAMA (modelo CHIMERE). Ambos modelos subestiman por lo general los valores altos de depósito y sobreestiman los más bajos, comportamiento similar al descrito para otras regiones europeas y que se muestra aceptable para su uso en España. Además, se ha realizado un primer análisis de riesgo de un exceso de depósito atmosférico de N utilizando la metodología de cargas críticas empíricas desarrollada en el Convenio de Ginebra. Se encontró que el depósito atmosférico de N supera la carga crítica de N en muchas áreas protegidas de la Red Natura 2000 española, por lo que debe considerarse como un factor que podría estar afectando a la biodiversidad y la salud de los ecosistemas naturales protegidos en España.

Se ha realizado un análisis del crecimiento y diversidad de los pastos anuales en función de las condiciones climáticas y cómo podría afectarles los niveles de O_3 y depósito de N atmosférico. Se ha encontrado que, en un contexto de cambio climático hacia condiciones más áridas y de menor precipitación, es de esperar una reducción en los efectos del O_3 en el crecimiento y calidad de los pastos, pero también un empeoramiento de los efectos provocados por el depósito de N.

Sobre **cambio climático y comportamiento ciudadano** se ha realizado un estudio cualitativo y cuantitativo, desde el proceso de toma de datos al análisis de los mismos, sobre los mensajes de comunicación del riesgo y la percepción pública de la contaminación del aire. Además, se ha realizado un análisis de los retos metodológicos principales en el estudio de la aceptación social de las



tecnologías emergentes a partir de una revisión sistemática de la literatura.

En **tecnologías medioambientales para la mitigación del cambio climático**, y dentro del ámbito de análogos naturales del almacenamiento geológico, se ha finalizado el estudio del comportamiento y las implicaciones para la seguridad del almacenamiento de CO₂ en estado supercrítico en el análogo natural de almacenamiento de la Cuenca Gañuelas-Mazarrón (Murcia).

Se han desarrollado las bases teórica y metodológicas para el estudio de los riesgos asociados a la radioactividad natural en los proyectos de extracción de gas no convencional y se han evaluado los riesgos para el sistema medioambiental y el sistema socioeconómico así como la viabilidad de nuevos desarrollos energéticos para la extracción de gas no convencional en una colaboración con la Cátedra de Energía Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto).

Se ha proseguido con la caracterización de la seguridad y el comportamiento de la estructura geológica de la Planta de Desarrollo Tecnológico de la Ciudad de la Energía (CIUDEN, Leon) incluyendo por primera vez los riesgos geomecánicos asociados a la variación del campo de presiones por inyección de CO₂.

El desarrollo del modelo probabilístico integrado de evaluación de los riesgos asociados al almacenamiento geológico de CO₂ basado en la aplicación del formalismo de redes bayesianas (ABACO₂G), inicialmente orientado a la evaluación integrada del Comportamiento de la Planta

de Desarrollo Tecnológico de Hontomín (Burgos), ha concluido la versión 2 que incorpora los riesgos de fuga por pozos, sondeos profundos, fallas y fracturas. Este modelo será validado con los datos que se obtengan del monitoreo geológico y geoquímico *in situ* (en pozos y en superficie) de la evolución de los frentes de presión y de la pluma de CO₂ tras la inyección de CO₂, supercrítico o disuelto en salmuera, a realizar por CIUDEN durante los años 2015-2018.

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 relación al desarrollo de **metodologías, modelos y herramientas de evaluación del impacto radiológico**, se ha realizado un modelo que describe el comportamiento de los radionúclidos de la serie del ²³⁸U en el sistema suelo-planta, como soporte a la evaluación de seguridad radiológi-

ca en la gestión de residuos radioactivos. Estos modelos tienen en cuenta la influencia de las variaciones espacio-temporal de diferentes parámetros, y de esta manera se puede considerar el comportamiento redox de diferentes elementos en el suelo y evaluar diferentes escenarios de cambio climático, en las evaluaciones a largo plazo (proyecto MODAS).

Sobre el desarrollo de **criterios y fundamentos de protección radiológica**, dentro del marco europeo de la Alianza Europea de Radioecología (Red de Excelencia STAR y proyecto COMET), se ha organizado el primer taller internacional sobre dosimetría de la biota, con la participación de expertos mundiales. También se ha organizado el primer taller de la Alianza Europea de Radioecología, en el que se presentaron los programas de investigación realizados por los miembros de la Alianza, discutiéndose posibles colaboraciones futuras.

En el ámbito del **impacto radiológico de fuentes de radiación natural y artificial**, en los proyectos relacionados con materiales NORM se han calculado factores genéricos de conversión a dosis para la incineración, planteándose la dilución como una opción para la gestión de estos materiales residuales. Se ha desarrollado una base de datos de vertederos de residuos convencionales y de incineradoras a nivel nacional donde podrían gestionarse los residuos NORM. Se han realizado evaluaciones de criba sobre el impacto radiológico de varias centrales térmicas de carbón y se ha obtenido una nueva versión de CROM.

Respecto a la **protección radiológica en situaciones de intervención**, cabe destacar la partici-

pación en la revisión de la agenda estratégica de investigación en el Comité de I+D de la Plataforma NERIS. Se ha organizado la primera sesión del panel español sobre bienes de consumo contaminados por radiactividad (proyecto PREPARE). Se ha participado en el grupo de trabajo electrónico del comité CODEX sobre revisión de los radionucleidos en alimentos y se ha realizado la revisión de los mapas de vulnerabilidad radiológica de los suelos españoles.

- **LÍNEA: Radiactividad ambiental y vigilancia radiológica**

Las actividades se han desarrollado en torno a la realización de los controles preceptivos de radiactividad del programa de vigilancia radiológica ambiental (PVRA) del CIEMAT que consisten en: toma de muestras en el área geográfica de Madrid, análisis de radionúclidos en los componentes bióticos y abióticos del ecosistema en cada una de las estaciones, emisión de informes de concentración de actividad y envío al CSN de resultados.

El CIEMAT actúa como punto de control de radiactividad de la Red Espaciada (REM) en Madrid, dentro de los acuerdos con el CSN. Esta red ha obtenido resultados de una gran sensibilidad para la detección de radionúclidos siendo capaz de determinar el poso radiactivo y su resuspensión así como isótopos provenientes de accidentes nucleares ocurridos en otros lugares del planeta.

Se han realizado diversos servicios técnicos demandados tanto por la industria como por el sector público en el campo de medida de radiac-



tividad en diversos tipos de materiales, gracias a la acreditación ENAC para la realización de los ensayos en muestras ambientales, emitiendo informes sobre la concentración de actividad requeridos.

Se ha dado apoyo técnico a las centrales nucleares españolas evaluando la calidad de la medida de radiactividad en sus efluentes líquidos mediante ejercicios intercomparativos y pruebas de capacitación trazados al Sistema Internacional de Unidades. Este apoyo se ha extendido a las intercomparaciones anuales organizadas por el CSN para la evaluación de los laboratorios españoles que miden radiactividad y que aportan sus datos a las redes de control existentes.

Además, el CIEMAT es uno de los laboratorios internacionales de la red de emergencias del OIEA (red ALMERA) que realiza anualmente los controles de calidad exigidos para la medida de radiactividad en tiempo real.

Se ha formado parte de la acción concertada europea NORM₄-building en la que se actúa dentro del grupo de gestión y realiza las actividades como colíder del grupo de trabajo 3. Una de las tareas asignadas es la evaluación de las diversas intercomparaciones de medida de radiactividad en materiales de construcción y la recopilación de normas existentes en este campo.

- **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.

En métodos y modelos matemáticos aplicados a la dosimetría de radiaciones, destaca el estudio realizado sobre la posibilidad de utilizar mániqués voxelizados detallados para la dosimetría interna de especies no humanas (biota) en caso de distribuciones inhomogéneas de los radionúclidos incorporados (proyecto STAR). Se ha completado la preparación y la verificación del ejercicio de comparación sobre deconvolución de espectros neutrónicos mediante esferas de Bonner dentro de las actividades de European Radiation Dosimetry Group (EURADOS).

Se han realizado, en colaboración con el Istituto Nazionale di Fisica Nucleare (INFN, Italia), las primeras medidas de validación del nuevo dispositivo SP₂ para espectrometría y dosimetría de neutrones utilizando una fuente de referencia de Am-Be, obteniendo un acuerdo satisfactorio entre las medidas y las simulaciones para todas las geometrías de irradiación consideradas. Se ha diseñado un prototipo de espectrómetro direccional de neutrones basado en siete detectores activos situados a lo largo del eje de un cilindro de polietileno cuyos primeros resultados experimentales obtenidos con haces monocromáticos entre 0,144 y 16.5 MeV confirman las características esperadas para el mismo, tanto en resolución espectral como en direccionalidad.

En relación a la **dosimetría de radiación interna,** se ha participado en varios ejercicios de intercomparación internacionales organizados por distin-

tas entidades (PROCORAD, BFS, EURADOS,...) Además, se ha organizado el ejercicio de intercomparación/test ciego a Geocisa/Tecnatom, a instancias del CSN.

Por otro lado, se ha continuado con las labores de calibración y control de calidad de las técnicas de medida *in vitro* en el Laboratorio de bioeliminación e *in vivo* en el Laboratorio de contador de radiactividad corporal (CRC) y de servicios técnicos en cuanto a la vigilancia de trabajadores expuestos. En el CRC se ha realizado la validación del maniquí BOMAB (bottle mannikin absorber phantom), para la calibración de los contadores de radiactividad corporal de los servicios de dosimetría interna de las centrales nucleares y Tecnatom.

Se ha continuado con las actividades de programas de vigilancia de trabajadores expuestos con riesgo de exposición interna del CIEMAT y de clientes evaluando la dosis efectiva comprometida E(50) mSv de ambos.

Se ha colaborado en el desarrollo de la Agenda Estratégica de Investigación (SRA) de EURADOS en relación a temas de I+D en dosimetría interna.

En el Laboratorio de actínidos ICP-SMS, se han determinado las relaciones isotópicas de Sr (^{84}Sr , ^{86}Sr , ^{87}Sr , ^{88}Sr), Pb (^{204}Pb , ^{206}Pb , ^{207}Pb , ^{208}Pb) y Nd (^{142}Nd , ^{143}Nd , ^{144}Nd , ^{146}Nd) para el estudio de rasgos erosivos y depósitos arenosos generados por masas de agua mediterránea alrededor de Iberia (proyecto MOWER).

En **dosimetría de radiación externa**, se realizaron alrededor de 9.000 determinaciones de la do-

sis equivalente personal (Hp(d)), tanto a clientes como a trabajadores del CIEMAT, enviándose los informes pertinentes a los clientes así como al CSN y al Banco Dosimétrico Nacional.

El Laboratorio de dosimetría externa ha participado satisfactoriamente en la Intercomparación EURADOS 2014 para dosímetros corporales en campos de fotones. Además, ha organizado y participado en un test ciego como control de calidad requerido por la norma UNE-EN ISO/IEC 17025:2005 para la dosimetría personal de extremidades mediante dosímetros de anillo (fotones y beta).

En el ámbito de dosimetría ambiental, se ha medido por termoluminiscencia 474 dosímetros de área de 75 estaciones de vigilancia de área correspondientes a 30 instalaciones externas (clientes) y 45 estaciones de medida dentro del recinto del CIEMAT.

Por último, en **dosimetría retrospectiva**, se ha realizado el estudio del potencial uso dosimétrico de muestras de cerámica de Li-Ti, mediante el uso de termoluminiscencia y catodoluminiscencia, así como muestras de origen orgánico (hidroxiapatito y colágeno) mediante emisión luminiscente.

Se ha realizado la caracterización, en colaboración con las universidades turcas de Nigde y de Celal Bayar, de la emisión luminiscente de distintos carbonatos tipo para su aplicación en el estudio de la variabilidad temporal de la concentración de CO_2 , comparando las propiedades termoluminiscentes de un corindón y un carbonato para su potencial uso en dosimetría retrospectiva.

- **LÍNEA: Físico-química de actínidos y productos de fisión**

En el ámbito de los **procesos de adsorción de radionucleidos en superficies minerales**, se ha analizado la heterogeneidad de la retención del selenio en rocas graníticas con técnicas nucleares de haces de iones. Asimismo se han evaluado posibles mejoras de estas técnicas para la detección de uranio y tierras raras en rocas naturales en colaboración con la Universidad Autónoma de Madrid y los laboratorios del Museo del Louvre (Paris, Francia).

Se ha estudiado exhaustivamente, de forma experimental y teórica, la adsorción del ^{137}Cs en arcillas naturales en ambientes salinos, ya que el efecto de competencia de otros iones presentes en solución afecta a la retención de este elemento, en colaboración con el IDAEA-CSIC. Se ha estudiado la adsorción de ^{137}Cs en minerales puros (illita) para analizar el efecto de los iones presentes en su complejo de cambio en la retención del radionucleido y su reversibilidad. También se ha evaluado y modelado la adsorción por intercambio iónico del Np (V) en montmorillonita, en colaboración con el Lawrence Livermore National Laboratory (EEUU), y del Ga en montmorillonita, en colaboración con el Paul Scherrer Institute (Suiza) (proyecto NANO BAG).

Respecto al **transporte de radionucleidos en el medioambiente**, se ha continuado con su estudio en el ámbito de almacenamientos de residuos de baja actividad y larga vida (proyecto FAVL). Se ha estudiado el transporte en materiales arcillosos con elementos conservativos como HTO o Cl y con elementos no conservativos como Cs, Sr y Ra. Ade-

más, se han extendido los estudios de transporte de radionucleidos en el ámbito de almacenamientos de residuos de baja y media actividad a los materiales con base cemento (proyecto CELUCEM).

En la evaluación del **papel de los coloides y nanopartículas en el transporte de contaminantes**, se han continuado los estudios sobre la generación de coloides desde barreras arcillosas, usadas como barreras de ingeniería en almacenamiento de residuos radiactivos de alta actividad (proyecto BELBAR). También se ha analizado el efecto de las partículas generadas en el transporte de contaminantes. Se ha colaborado en el proyecto Colloid Formation and Migration y se ha firmado un acuerdo de colaboración con la agencia de residuos radiactivos suiza (NAGRA), para seguir trabajando en este tema, tanto en las instalaciones del CIEMAT como *in situ* en su laboratorio subterráneo GTS.

Se han realizado diferentes ensayos de laboratorio para analizar el efecto de la adsorción de aniones en la estabilidad de óxidos nanoparticulados (alúmina), así como el efecto de la presencia de óxidos en la estabilidad de coloides de arcillas; asimismo se está intentando relacionar las propiedades físicas y cristalográficas de las arcillas con su comportamiento de estabilidad coloidal tanto en minerales puros como mezclas.

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 la **percepción del riesgo, comunicación y aceptación social**, se ha llevado a cabo un estudio cualitativo sobre las reacciones a la información sobre la calidad del aire y un estudio observacional, basado en una encuesta transversal en cuatro ciudades españolas, sobre la percepción de la calidad del aire, creencias de riesgo y comportamientos de auto-protección (proyecto CONTAMINA).

Se ha participado en el diseño del primer panel de expertos sobre gestión de bienes de consumo contaminados por radioactividad en situaciones de emergencia (proyecto PREPARE-7PM). Además, se han diseñado metodologías orientadas a comprender la aceptabilidad social de la fusión

nuclear tanto por parte de agentes sociales clave como de ciudadanos (programa EUROfusion). Así, se han diseñado estrategias para generar procesos participativos con actores sociales clave, para evaluar la actitud del público y para analizar la cobertura de la fusión nuclear en la prensa escrita.

Se han realizado diferentes evaluaciones de **cultura organizativa y de seguridad de organizaciones de alta fiabilidad**, basadas en el modelo de la OIEA. Estas evaluaciones han permitido identificar fortalezas y áreas de mejora en las centrales nucleares de Cofrentes, Ascó y Vandellós, así como en distintos emplazamientos de ENRESA. Se han abordado nuevos enfoques teóricos orientados a potenciar la capacidad de las instalaciones tecnológicas complejas para identificar, en un estadio temprano, cualquier indicio de degradación de la seguridad. Finalmente, se ha realizado un análisis, a partir de juicios de expertos, de los principales retos de la industria nuclear española en el ámbito de los factores organizativos y humanos y su impacto sobre la seguridad.

En **factores humanos** ha continuado la colaboración en el área de validación de sistemas integrados (proyecto del Reactor Halden), donde se coopera en el desarrollo de un instrumento de medida, un cuestionario, que permita a los operadores de sala de control evaluar la facilidad de uso de los distintos componentes de la interfaz. En concreto, se ha iniciado la definición de ítem de componentes relacionados con procedimientos, formatos del proceso y controles. Además, se contribuye a diseñar la estrategia del sector persona-tecnología-organización (MTO) mediante

su participación en los grupos de referencia Halden Programme Group (HPG) y HAMMLAB Experimental Programme Advisory (HEPA).

- **LÍNEA: Análisis de sistemas energéticos**

En **aspectos socioeconómicos en sistemas energéticos** destaca la finalización del estudio del impacto neto social, económico y ambiental de la promoción de las energías renovables y de la relación coste beneficio asociada a estas políticas en España, con los datos disponibles entre 2005-2010. Los resultados han demostrado que al diseñar políticas energéticas, además de tener en cuenta el coste privado de generación, es necesario identificar, cuantificar e internalizar el valor económico de las externalidades medioambientales y socio-económicas de las distintas tecnologías energéticas. Además, se ha demostrado que las externalidades socio-económicas (generación de empleo, estimulación económica, etc.) dependen en gran medida del contenido local a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

Se ha realizado un análisis crítico de las condiciones en las que se están desarrollando las energías renovables en cinco países del norte de África y en Turquía (proyecto BETTER). Además, se han elaborado dos informes del impacto socio-económico y medioambiental asociado a posibles escenarios futuros de penetración de las energías renovables en estas dos regiones, teniendo en cuenta la posibilidad de generar excedentes que pudieran ser exportados a Europa.

Respecto al **análisis de ciclo de vida de procesos energéticos**, en el marco de la colaboración con

el MAGRAMA, se ha realizado la estimación del efecto sobre el empleo y la economía nacional de la producción de biodiesel y bioetanol en España a través del análisis *Input-Output*. Además, se han calculado los costes externos medioambientales de la producción del aceite vegetal hidrotratado en España. Se ha realizado un estudio de las emisiones potenciales de gases de efecto invernadero debidas al cambio indirecto de uso de suelo (iLUC) y al consumo de biocombustibles en España y se ha realizado un estudio sobre el gas de esquisto teniendo en cuenta el conocimiento actual de sus emisiones así como las implicaciones ambientales y los retos futuros que se plantean.

En **modelización de sistemas energéticos**, se han identificado los datos necesarios para evaluar los costes externos de una planta de fusión (programa EUROfusion) y se han definido las *storylines* a partir de las cuales se construirán los escenarios energéticos a analizar en el proyecto usando el modelo energético ETM (*EFDA Times Model*). Además, en colaboración con instituciones mexicanas, se ha comenzado el análisis de la estrategia energética de México con este modelo ETM. Se ha realizado una mejora del modelo global energético ETSAP TIAM para su aplicación en tecnologías solares y en ciclos nucleares de fisión y fusión. Finalmente, se ha comenzado a estudiar el impacto del Marco 2030 para clima y energía en nuestro sistema energético con el modelo TIMES-Spain.

- **LÍNEA: Inteligencia y prospectiva**

El sistema de vigilancia tecnológica e inteligencia competitiva del CIEMAT fue el primero certificado

según la norma UNE 166006:2011. Las actividades que se realizan en este ámbito van encaminadas a obtener información del entorno tecnológico para cubrir las necesidades de las partes interesadas y que éstas puedan tomar decisiones de cara a aprovechar oportunidades o evitar amenazas relacionadas con su posicionamiento tecnológico. Dichas actividades tienen en cuenta dos enfoques de trabajo: la búsqueda e investigación de lo que se desconoce y la búsqueda y seguimiento sistemático de novedades en áreas previamente acotadas.

Se ha desarrollado seis estudios de vigilancia para distintas unidades organizativas del CIEMAT, dos informes para la empresa URBASER y cuatro ediciones del boletín de vigilancia tecnológica de patentes sobre biomasa que se realiza para la Plataforma BIOPLAT, en colaboración con la Oficina Española de Patentes y Marcas.

10.7 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, destacando 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 y sistemas eléctricos, Banco de Ensayos de Nacelle, y Banco de Montaje de Nacelles),
- Laboratorio de Materiales Compuestos y Procesos,
- 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. Incluyendo los procesos de astillado, secado, molienda y pelletizado
- Unidad de Torrefacción 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 instalada de más de 100 kW. Cubre parte de los consumos eléctricos del Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores -LEA- y del alumbrado del polígono industrial Rocaforte además de los propios de la microrred. Una de sus principales aplicaciones es como banco de ensayos para nuevas tecnologías, 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); Supercon-

densadores (30 kW x 4sg); Cargas trifásicas de 120 kVA; Vehículo eléctrico y Luminaria del polígono industrial y oficina.

Actividades y proyectos de I+D

Durante el año 2014 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; es miembro del comité ejecutivo del implementign agreement para Fotovoltaica (PVPS) 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, FOTOPLAT, 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 2014 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 2014 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)



- 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)
- IRPWIND – Desarrollo de distintas tecnologías en materiales y estructura de palas, códigos de simulación para la predicción del recurso y para el diseño de subestructuras offshore (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 (Fondos FEDER).
- Global Wind and Solar Atlas. CENER contribuyó en 2014 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.

• **Departamento de Fotovoltaica**

El departamento de Energía Fotovoltaica tiene como objetivo principal la reducción del coste del kWh producido por medios fotovoltaicos. Su actividad se sitúa en el punto intermedio entre la investigación básica y los entornos industriales de fabricación, complementando el I+D+i con servicios de validación y certificación de componentes (células, módulos, inversores, seguidores...), 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 2014 han sido:

- Actividades de ensayo para certificación de módulos fotovoltaicos de acuerdo a la normativa IEC (Silicio cristalino, lámina delgada y fotovoltaica de concentración), incluyendo el desarrollo de las nuevas pruebas para detección de PID.
- Desarrollo de procesos para tecnología fotovoltaica de lámina delgada e hibridación silicio cristalino-orgánica.
- NanoSOL-STA: Solution Processable Nanostructured Solar Cells: Towards enhanced efficiency, stability and large scale devices (Programa Estatal I+D+i orientada a los RETOS de la sociedad).
- OPTISOLAR: Nueva generación de seguidores solares altamente optimizados (Gobierno de Navarra)
- 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).
- «Solar Testing and Certification site» (FV y CFV) para KA CARE (King Abdullah City of Atomic and Renewable Energy), en Arabia Saudita.
- SOLARROK – PHOTOVOLTAIC Clusters Development and Implementation Measures of a Seven Region Strategic Joint Action Plan for Knowledge-based Regional Innovation (FP7 – ROK).
- 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).

• **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 la consolidación como referente internacional en el campo de las tecnologías termosolares contribuyendo a la



mejora del estado del arte de las mismas, tanto en lo que se refiere a la innovación y desarrollo tecnológico, como a medida y caracterización, facilitando de esta forma su implantación en el mercado.

Para alcanzar dicho objetivo durante 2014, además de consolidar la oferta de servicios y asistencias técnicas desarrollados y optimizados durante los últimos años, se ha profundizado en las actividades de I+D con el objeto de desarrollar capacidades que permitan ofertar nuevos e innovadores servicios y asistencias técnicas a la industria solar térmica que responda a sus necesidades a corto y medio plazo. Dentro de la actividad investigadora se ha avanzado en los proyectos de investigación iniciados a finales de 2013 y principios del año 2014 financiados por el 7º programa de la Comisión Europea y cuyos objetivos son, principalmente, la cooperación internacional y de países mediterráneos, en el desarrollo de la tecnología termosolar, donde el departamento lidera tareas científicas de desarrollo de nuevos conceptos para la tecnología de Receptor Central. Además en 2014 se han presentado nuevas propuestas alineadas con los objetivos del departamento tanto en convocatorias nacionales (programa Retos Colaboración) como internacionales (H2020) con una tasa de éxito notable. Esta actividad investigadora nos está permitiendo reforzar el departamento con nuevas capacidades de diseño, y ha servido también para reforzar y crear alianzas con centros de investigación, centros tecnológicos y empresas del sector. El departamento de Energía Solar Térmica ha participado y participa activamente en la European Energy research Alliance (EERA), coordinando el paquete de trabajo denominado Point

focus technologies, de reciente creación dentro del Joint Program de Concentrating Solar Power JP-CSP.

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).
- STAGE-STE- STAGE – STE: Scientific and technological alliance for guaranteeing the European excellence in Concentrating Solar Thermal Energy (FP7).
- ANTHOPHILA. Planta híbrida solar-biomasa 5 MW de pequeña escala automatizada (Retos Colaboración 2014).
- FRIOSOLAR: Desarrollo de un sistema de generación de frío para el sector agroalimentario, utilizando como focos térmicos la energía solar y el calor residual (Plan Nacional de I+D+i, cofinanciado por el Gobierno de Navarra y Fondos FEDER al 50%)
- «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).
- CAPTure: Competitive SOLar Power Towers (H2020)¹¹
- PreFlexMS: Predictable & Flexible Molten Salts Solar Power Plant (H2020)¹²
- Dentro del proyecto «NUMENSA» «Nuevos Métodos de Ensayo», se ha conseguido en 2014 la acreditación ENAC respecto a la nueva revisión de la norma ISO 9806:2013 «Energía Solar-Captadores solares térmicos-Métodos de ensayo» A su vez, el Laboratorio de Ensayos Solares Térmicos (LEST) ha ampliado su alcance de acreditación ENAC para realizar ensayos a captadores solares de aire en ciclo abierto respecto a dicha norma.
- ITR (Inspección automática de Tubos Receptores): Durante el año 2014 se desarrolló un software específico preliminar para realizar inspecciones de los tubos receptores con el fin de controlar la temperatura superficial del vidrio, la cual será un indicativo para determinar las pérdidas térmicas del tubo, lazo y planta

termosolar. Durante el año 2014 se han realizado pruebas en campo en instalaciones de Extresol (ACS) y ENEA que han servido para validar completamente el sistema de inspección desarrollado.

• **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).
- 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 in-

¹¹ Presentado en 2014, concedido en 2015

¹² Presentado en 2014, concedido en 2015



dustria 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).
- BIOTRADE2020plus - Supporting a Sustainable European Bioenergy Trade Strategy (IEE)
- ANTOPHILA- Tecnologías para generación Solar Termoeléctrica a Pequeña Escala con Gestión Sostenible Mediante Hibridación con Biomasa y Almacenamiento Térmico (MINECO- RETOS COLABORACIÓN)
- BIOREFINERIA EN NAVARRA (Gobierno de Navarra)

• **Departamento de Energética Edificatoria**

El Departamento de Energética Edificatoria de CENER desarrolla proyectos de I+D sobre aplicaciones de la energía en la ciudad, y especialmente en los edificios. 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 el concepto de Smart Cities, 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 en el año 2014 han sido:

- 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 en 6 barrios de Europa.
- LIFEZEROSTORE - Supermarket retrofit for zero energy consumption (LIFE).
- ENTRANZE - Policies to enforce the transition to nearly zero energy buildings in the EU-27 (CIP-IEE).
- FRIO SOLAR: Desarrollo de un sistema de generación de frío para el sector agroalimentario, utilizando como focos térmicos la energía solar y el calor residual. (Ayudas I+D Gobierno de Navarra)
- 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 objetivo la investigación y el desarrollo de los sistemas que permitan una mayor y mejor integración de las energías renovables en la red eléctrica.

El departamento cuenta con dos principales áreas de actividad, Área de Integración en Red que incluye aspectos relacionados con generación distribuida, smart grids, estudio de redes y alta tensión y el Área de Almacenamiento de Energía que incluye ensayos y caracterización de equipos en operación real e ingeniería conceptual y modelos de negocio.

Los principales proyectos de I+D en 2014 han sido:

- 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).
- EUROSUNMED - Euro-Mediterranean Cooperation on Research & Training in Sun based Renewable Energies (FP7).
- Life ZAESS – Demonstration of a low cost and environmentally friendly Zinc Air Energy Storage System for renewable energy integration (LIFE+ 2103).
- Life FACTORY MICROGRID - Electric vehicles to grid, renewable generation and Zn-Br flow battery to storage in industry (LIFE+ 2103).
- LProyectos de la microrred ATENEA (Regional)
- Optimización de estrategias de gestión en la microrred ATENEA basado en nuevos algoritmos de predicción.
- Mejora del sistema de adquisición de datos de la microrred ATENEA: análisis y mejora del protocolo de comunicaciones y el sistema de control, supervisión y adquisición de datos (SCADA).
- Desarrollo de nuevos modos de control y gestión de microrredes basados en convertidores con técnica droop.
- Análisis del funcionamiento en modo aislado de una microrred basada en fotovoltaica+diesel con sistema de almacenamiento.
- Caracterización, desarrollo de modelo y simulación de una microturbina de gas con recuperación térmica (calor y frío) para aplicaciones en Microrredes.
- Control de un banco de ensayos con LABVIEW para simulación, estudio y aplicación de algoritmos de seguimiento de máxima potencia en generación eólica aplicado al aerogenerador bipala ubicado en la microrred Atenea.

10.8 CENTRO NACIONAL DE EXPERIMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE (CNH₂)

El Centro Nacional de Experimentación de Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible (en adelante Centro Nacional del Hidrógeno o CNH₂), con sede en Puertollano (Ciudad Real), se creó en 2007 como un Consorcio Público entre el Ministerio de Educación y Ciencia, actualmente Mi-



nisterio de Economía y Competitividad, y la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, con una participación del 50% cada uno.

De acuerdo con el Convenio de Consorcio, su objetivo es la investigación científica y tecnológica en todos los aspectos relativos a las tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible, al servicio de toda la comunidad científica y tecnológica, en todo el ámbito nacional e internacional.

Dentro de este objetivo se incluyen:

- la utilización en la instalación de los avances científicos que se consigan en los grupos de investigación nacionales e internacionales,
- la transmisión del conocimiento científico conseguido y su escalado para su aplicación en desarrollos tecnológicos de utilidad,
- la investigación y demostración de procesos de transformación energética utilizando el hidrógeno como portador energético y su aplicación final en todos los usos posibles.

Igualmente, se incluye el uso de la instalación como centro de los procesos de ensayo, caracterización, homologación, certificación o validación de desarrollos tecnológicos obtenidos por el sector productivo para mejorar la competitividad de las empresas y así fomentar la introducción en el mercado nacional de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible.

Así mismo, el CNH₂ busca ser centro de referencia a nivel nacional en su ámbito, aunando los es-

fuerzos y trabajos de los grupos de investigación, como conexión con la industria y la sociedad, impulsando la transferencia de tecnología, el apoyo a la creación de empresas de base tecnológica, la colaboración en el desarrollo de normativa y estándares tecnológicos, la realización y el fomento de actividades de difusión, formación y divulgación de la tecnología, el actuar como centro de debate para fomentar la implantación de la economía del hidrógeno, la realización de informes, estudios y documentos que lo apoyen y el orientar a otros centros de investigación en las actividades necesarias para el desarrollo del sector. Todo ello, en contacto continuo con centros de referencia a nivel internacional en su ámbito.

El CNH₂ se organiza en un Departamento de Gerencia y siete Unidades que desarrollan actividades específicas dentro de una o varias áreas temáticas:

- El Departamento de Gerencia es responsable de los servicios y de la administración del centro. De él depende la Unidad de Gestión General Técnica, que agrupa los servicios generales, la Prevención y la Calidad.
- La Unidad de Consultoría, Montaje y Mantenimiento que se encarga de los servicios externos de consultoría así como de la adecuación de las instalaciones y del montaje y mantenimiento de dispositivos y sistemas presentes en el mismo.
- La Unidad de Desarrollo y Validación de Sistemas está orientada a la ingeniería de proyectos incluida la escala de demostración, llegando hasta la certificación y homologación.

- La Unidad de Simulación y Control se centra en electrónica de potencia, la simulación eléctrica, la operación de redes eléctricas, los sistemas eléctricos, electrónicos o de control, la ingeniería térmica, la mecánica de fluidos y la simulación TFD.
 - La Unidad de Investigación está orientada a la investigación básica con el desarrollo de plantas piloto de fabricación de componentes o sistemas, teniendo además capacidad para la caracterización de materiales, la fabricación de prototipos, el ensayo y validación de materiales y el escalado desde escala de laboratorio hasta la semi-industrial.
 - La Unidad de Coordinación de Proyectos tiene como misión la coordinación y el seguimiento de todos los proyectos desarrollados por y en el CNH₂, así como, la transferencia y explotación de los resultados y de la tecnología desarrollada.
 - La Unidad de Relaciones Externas es el vínculo entre el CNH₂ y el exterior y también se ocupa de la vigilancia tecnológica, difusión y divulgación científica del CNH₂.
- *Almacenamiento de hidrógeno*: tanto hidrógeno líquido y gaseoso, y a través de diferentes medios (hidruros metálicos, hidruros químicos, materiales porosos).
 - *Transformación de hidrógeno*: básicamente en energía eléctrica a través de pilas de combustible de diferentes tecnologías (tecnología PEMFC, tecnología SOFC), pero sin obviar otros usos como su empleo en sistemas de combustión o su uso directo combinado con gas natural o combinado con CO₂ para la producción de Gas Natural Sintético (GNS, proceso PowerToGas).
 - *Integración de sistemas*: estacionarios, portátiles y transporte.
 - Implantación tecnológica de los procesos y tecnologías investigados.
 - Normativa en el ámbito del hidrógeno y las pilas de combustible.

Las principales líneas de investigación que se desarrollan en el CNH₂ son:

- *Producción de hidrógeno*: mediante diferentes métodos (electrólisis, procesos fotolíticos, procesos químicos de tratamiento de biomasa, tecnologías de combustibles fósiles), siempre buscando priorizar la obtención de hidrógeno a partir de fuentes renovables y con las mínimas emisiones.

El equipamiento científico-técnico del Centro Nacional del Hidrógeno se encuentra actualmente en cinco laboratorios:

- Laboratorio de Electrólisis Alcalina
- Laboratorio de Investigación y Escalado de Tecnología PEM
- Laboratorio de Electrónica de Potencia
- Laboratorio de Microrredes
- Laboratorio de Simulación

Y en fase de desarrollo, equipamiento y puesta en marcha se encuentran otros seis laboratorios:



- Laboratorio de Caracterización de Materiales
- Laboratorio de Óxidos Sólidos
- Laboratorio de Fabricación (FAB-LAB)
- Laboratorio de Almacenamiento
- Laboratorio de Testeo de Tecnología PEM
- Laboratorio de Vehículos e Hidrogeneras

Estos laboratorios forman parte de las nuevas infraestructuras que se crearán entre 2014 y 2015 financiadas con Fondos FEDER. Concretamente, se instalarán 100 kW de paneles fotovoltaicos que se conectarán con la demanda eléctrica del edificio del CNH₂, se crearán los nuevos laboratorios antes citados y se construirá un edificio auxiliar que albergará a 3 de ellos además del Taller de Fabricación de Prototipos y los equipos para la integración de un Demostrador de Edificio Eficiente Energéticamente.

Adicionalmente, el CNH₂ dispone de una Unidad de Cultura Científica y de la innovación, UCC+i-CN₂, perteneciente a la red de UCC+i que la Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología (FECYT) gestiona, y cuyo objetivo principal es acercar la ciencia, la tecnología y la innovación del hidrógeno y pilas de combustible a los ciudadanos, acortando distancias entre el mundo científico y tecnológico y la sociedad en general; facilitando la difusión de la I+D+i de las ciudades tecnológicas y de los proyectos científicos y tecnológicos en desarrollo a través de diferentes actividades y talleres de divulgación.

Actividades y Proyectos de I+D del CNH₂ en 2014

• *Proyectos en colaboración financiados por entidades internacionales*

- Proyecto HyACINTH presentado a la convocatoria FCH-JU-2013-1 de la iniciativa tecnológica conjunta de hidrógeno y pilas de combustible (FCH-JU), cuenta con la participación de diez entidades españolas y europeas y está coordinado por el CNH₂. Su objetivo es alcanzar un mayor conocimiento sobre 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 en el mercado.

• *Proyectos en colaboración financiados por entidades nacionales*

- Proyecto RENOVAGAS, presentado en la anualidad 2014 a la convocatoria Retos-Colaboración del Ministerio de Economía y Competitividad, el objetivo principal del proyecto es el desarrollo de una planta piloto de producción de gas natural sintético (GNS) a partir de la producción electro-lítica de hidrógeno mediante energías renovables y su metanación mediante su combinación con una corriente de biogás, de manera que el gas natural obtenido sea totalmente renovable y pueda ser inyectado directamente en la red de gas natural. El consorcio formado para llevar a cabo este proyecto está formado por: Enagas, FCC-Aqualia, Abengoa Hidrógeno, Gas Natural Fenosa, Tecnaia, ICP-CSIC y CNH₂.

- Proyecto COOPERA, presentado en la anualidad 2013 a la convocatoria de Proyectos de I+D+i del Programa Estatal de Investigación del Ministerio de Economía y Competitividad. El objetivo es el control de sistemas energéticos distribuidos que incluyen fuentes de generación renovable y almacenamiento híbrido de energía tanto estacionaria como de forma distribuida en flotas de vehículos híbridos y eléctricos. El proyecto desarrollará distintas estrategias de control en el marco del Control Predictivo Distribuido para gestionar de manera eficiente la operación de estos sistemas. El proyecto fue presentado por la Universidad de Sevilla y el CNH₂ forma parte de su grupo de investigación.
- **Proyectos financiados por entidades nacionales**
 - Proyecto DIVULGAH₂, desarrollado dentro de la convocatoria 2013 de 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.
 - **Proyectos internos estratégicos**
 - Proyecto EXSIVA (Proyecto de experimentación, simulación y validación): que tiene como principal objetivo obtener y validar un modelo CFD de una celda de electrólisis alcalina mediante el software COMSOL Multiphysics. Para ello, se está realizando la experimentación, simulación y validación de celdas de electrólisis alcalina para la producción de hidrógeno mediante energías renovables. Estas celdas han sido diseñadas y construidas específicamente para tal fin, con partes 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 PRIOXIS (Proyecto Interno celdas OXIdo Sólido): que tiene como finalidad la fabricación de sistemas reversibles con tecnología de óxidos sólidos. Está planteado en tres fases en la que la primera busca desarrollar un stack reversible de hasta 500W para, posteriormente, escalar los procesos de fabricación de las celdas y periféricos y aumentar la potencia.
 - Proyecto ORIGEN (Operador de red inteligente), que busca demostrar la utilidad de la integración del almacenamiento, incluyendo las tecnologías del hidrógeno, con energía eólica para: la estabilización de extremos de redes débiles o saturadas y la integración de energías renovables con funciones de estabilización de red (lo que permitiría trabajar conectado a red o aislado).
 - Proyecto H₂CONV (Desarrollo de electrónica de potencia específica para pilas de combustible) cuyo objetivo principal es el desarrollo de una herramienta de simulación para diseño de convertidores de potencia, el diseño de etapas de adaptación de señal para entradas digitales, salidas digitales, entradas analógicas y salidas analógicas y el desarrollo de la interfaz de usuario bajo entorno LabVIEW y protocolo de comunicaciones RS232.
 - El proyecto DESPHEGA₂ (Estudio de la influencia del balance de planta en el comportamien-



to de un electrolizador alcalino), que busca el desarrollo de la experimentación de celdas de electrolisis alcalina y la optimización de los diferentes sistemas y componentes claves del balance de planta del banco de ensayos donde se desarrolla el testeo del mismo, para ampliar sus prestaciones y capacidad tecnológica.

- El proyecto MOVIPeM (Diseño y fabricación de pila PEM de baja potencia con placas bipolares recubiertas para aplicaciones móviles), cuyo objetivo es el diseño, fabricación, puesta en funcionamiento y caracterización de una pila de combustible PEM de 500W, de alta densidad de potencia específica y volumétrica, utilizando placas bipolares metálicas recubiertas.

También se han realizado diversos servicios a terceros que han supuesto la apertura de sus instalaciones, infraestructuras y equipos para que agentes externos puedan aprovechar también los conocimientos generados hasta la fecha y que puedan ser generados en el futuro por las actividades del Centro. Dentro de esta línea, el CNH₂ pretende convertirse, a lo largo del periodo de vigencia del Plan Estratégico 2015-2018, en una Instalación Científico Técnica Singular e incorporarse al mapa de ICTS que el MINECO acaba de actualizar.

Durante el año 2014 el CNH₂ ha firmado convenios y acuerdos como soporte a sus actividades de I+D+i entre los que destacan:

- Convenios marco con diferentes entidades:
- Universidad Politécnica de Cartagena

- Universidad Española de Educación a Distancia (UNED)
- Universidad de Sevilla, junto con un anexo para realizar estancias
- Universidad de Córdoba
- IDI Eureka, para la realización de actividades conjuntas
- Se ha procedido a la firma de un convenio de formación con el Instituto de Educación Secundaria Virgen de Gracia de Puertollano para la realización de prácticas en el centro de alumnos del instituto.
- Se firmó un acuerdo de cesión de dos bicicletas eléctricas con el fabricante ECOBIKE.
- Se ha firmado con la entidad RED.ES dependiente del MINECO el convenio para el acceso del CNH₂ a REDIRIS.

Participación en foros sectoriales

El Centro Nacional del Hidrógeno como instalación dedicada a la investigación científica y tecnológica 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.
- Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas (ALINNE).
- European Research Grouping on Fuel Cells and Hydrogen (N-ERGHY).
- Safety of Hydrogen as an Energy Carrier (HYS-AFE).
- European Energy Reseach Alliance (EERA), miembro del programa de trabajo de almacenamiento de energía y de hidrógeno y pilas de combustible.

11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



En este Capítulo se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2014 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 2014

En 2014 las inversiones en la red de transporte responden, básicamente, a la necesidad de aumentar la capacidad y el mallado de la red, a prestar apoyo a la distribución en varias zonas del país, así como a la ejecución de proyectos singulares de interconexión internacional e interconexiones submarinas inter-islas. En este ejercicio se han puesto en servicio 600 km de circuito de nuevas líneas, 95 nuevas posiciones de subestación y además se ha aumentado la capacidad de transformación en 3.250 MVA.

En términos de inversión, la ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizada por Red Eléctrica en España ha alcanzado, en cifras

provisionales, los 493 millones de euros, lo que ha supuesto un descenso del 12.6% respecto al año anterior y la continuación de la tendencia decreciente iniciada en 2010 para adecuar el nivel de inversiones a las necesidades reales del sistema eléctrico.

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 construcción del eje Norte, en especial la conexión entre las subestaciones de 400 kV de Boimente y Pesoz por una parte y la conexión en el País Vasco entre Abanto y Gueñes. Además se ha incrementado la capacidad de varias líneas de la red de transporte de 220 kV del interior de Galicia, y se ha conectado una nueva industria en Zamudio 220kV, en el País Vasco.
- **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 2014 continúa el avance de la construcción de las nuevas subestaciones de Valdecarretas 400

CUADRO 11.1 INVERSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE (MILLONES DE EUROS)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	%14/13
Inversiones en la red de transporte	733	865	819	672	564	493	-12,6

(1) No incluye adquisiciones de redes existentes propiedad de otras empresas

(2) Inversiones en la red de transporte

FUENTE: REE Informe Anual 2014.

- kV, Tábara 400 kV y Arbillera 400 kV para completar la conexión del AVE entre la meseta y Galicia; y de Luengos 400 kV y Pola de Gordón 400 kV para la conexión del AVE entre la meseta y Asturias.
- **Castilla La Mancha:** Durante el año 2014 se reforzó el mallado de la red de transporte en 400 kV con una nueva línea entre las subestaciones de Pinilla y Campanario. Igualmente se mejora la alimentación eléctrica del AVE entre Madrid y Levante, al alimentar desde Campanario a una subestación de tracción de este eje ferroviario.
 - **Cataluña:** Continúa el avance en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, con el mallado de la subestación 220 kV Gavarrot con un doble circuito en cable a Nudo Viario 220 kV, así como los nuevos cables Baró de Viver-Gramanet 220 kV y Maragall-Trinitat 220 kV, que colaboran en la mejora de la garantía de suministro, la calidad del servicio en la zona y el control de la potencia de cortocircuito de la zona. Por otro lado, considerar en el 2014, los refuerzos en el 400 kV del área de Girona, con las nuevas subestaciones de Santa Llogaià y La Farga (antes Ramis) y el doble circuito en 400kV Santa Llogaià-La Farga-Bescanó, y asimismo la subestación de conversión de Santa Llogaià y el cable que une la misma con Francia, para avanzar en el refuerzo de las interconexiones internacionales.
 - **Aragón:** En el año 2014 la red de transporte se reforzó con la finalización de los trabajos que han supuesto la repotenciación de los ejes de 220 kV de alimentación al área metropolitana de Zaragoza (Peñaflor-Ave Zaragoza-Montetorrero 220 kV y Peñaflor-Cartujos-Montetorrero 220 kV).
 - **Zona centro:** En Madrid se ha reforzado la red de transporte en 220 kV, continuando con el paso de líneas a la nueva SE GIS Villaverde Bajo. Por otra parte, se incrementa el apoyo a la red de distribución completando los desarrollos previstos en las nuevas subestaciones de 220 kV de Algete, Alcobendas, Polígono C.
 - **Extremadura:** Durante el año 2014 se puso en servicio el doble circuito (DC) Brovales-Guillena 400 kV con el que se finaliza el desarrollo de la principal actuación de la red de transporte planificada en Extremadura, eje de DC Guillena-Almaraz 400 kV, que permite interconectar las zonas centro y sur de la Península. También se refuerza el apoyo a la red de distribución de la zona de Mérida con la puesta en servicio del DC Mérida-San Serván 220 kV.
 - **Andalucía:** Durante el año 2014 se puso en servicio la nueva línea Puebla de Guzmán-Frontera Portuguesa 400 kV, infraestructura que permitió finalizar la nueva interconexión con Portugal por el sur de la Península. En la zona de Huelva se mejoró el apoyo a la red de distribución con la construcción de la línea Onuba-Costa de la Luz 220 kV y también se mejoraron las tensiones de la zona con la puesta en servicio de una reactancia en la subestación de Palos 220 kV.
 - **Levante:** En la Comunidad Valenciana casi se ha finalizado la puesta en servicio del desarrollo de la red de transporte previsto entre las sub-



estaciones de Catadau y Gandía con objeto de mejorar la alimentación de la zona. Además, se han puesto en servicio para mejorar el apoyo desde la red de transporte a la red de distribución las nuevas subestaciones Benicull 220 kV y Murcia 220 kV, así como la entrada/salida en la subestación Parque Central 220 kV de la línea Beniferri-Fuente de San Luis. Por otra parte, se han realizado las obras necesarias en la subestación Nueva Escombreras que transforman esta subestación en un binudo.

- **Baleares:** Se sigue trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. En 2014 se ha puesto en servicio la subestación San Martí 220/66 kV. Este proyecto, que permitirá aumentar la capacidad de evacuación de la generación de la central térmica de Es Murterar y del suministro de la zona norte de Mallorca, incluye además la E/S de SE San Martí en el circuito Alcudia-Sa Pobla 66 kV y el segundo circuito Murterar-San Martí 220 kV.
- **Canarias:** Continúan los trabajos en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. En 2014 se ha mejorado la topología de dos zonas con deficiencias.
- **Interconexión con Portugal:** En junio del año 2014 se ha puesto en servicio la nueva interconexión sur entre Andalucía y el Algarve portugués. 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.

Interconexiones internacionales

Para que el funcionamiento del sistema eléctrico sea realmente eficaz, se hace necesario el fortalecimiento de las interconexiones internacionales, que son fundamentales para reforzar la seguridad de suministro, optimizar los recursos energéticos, proporcionar una mayor y mejor integración de energías renovables en la red europea, e incrementar la competitividad de los mercados eléctricos.

En lo que respecta a Portugal, en el año 2014 se ha puesto en servicio la línea Puebla de Guzmán-Tavira con el objetivo de incrementar la capacidad de interconexión entre España y Portugal y dotarla de mayor seguridad de operación, para la cual se ha mallado la red de 400 kV de los sistemas español y portugués entre las subestaciones de Puebla de Guzmán (España) y Tavira (Portugal). Esta infraestructura, que ha contado con una inversión de 9,5 millones de euros, ha contemplado la ampliación de una posición en la subestación de Puebla de Guzmán y la construcción de una línea de 25 km de trazado.

Al mismo tiempo, continúa el proceso de tramitación de la nueva interconexión norte (Galicia-Oporto) con una inversión prevista de 12,5 millones de euros y con previsión de puesta en servicio para 2017. Con estas interconexiones se mantiene el objetivo de alcanzar una capacidad de intercambio comercial de 3.000 MW con el país vecino.

En 2014 se ha avanzado en la construcción del eje de interconexión con Francia por los Pirineos Orientales, con puesta en servicio prevista para 2015. Durante 2014 se ha completado el túnel así como otros trabajos del tramo Santa Llogaia-frontera

Frencesa. Asimismo se ha avanzado en las obras de la estación convertora y de la subestación eléctrica de Santa Llogaia, y se han iniciado los trabajos en el tramo Bescanó-Ramis- Santa Llogaia 400 kV.

Las principales características técnicas del proyecto son:

- Línea de 400 kV que duplicará la capacidad de intercambio, de 1.400 a 2.800 MW.
- La línea de 65 km, soterrada. En su trazado se ha utilizado, siempre que ello ha sido posible, infraestructuras existentes.
- La línea conecta 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.
- Un túnel (de 8,5 kilómetros de longitud y 3,5 metros de diámetro) para albergar 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.

- Una inversión total de 700 millones de euros, cofinanciados por Francia a través de la sociedad INELFE (participada al 50 % por REE y RTE). Además, el proyecto ha recibido una subvención de 225 millones de euros de la Unión Europea.

Se trata de la primera interconexión que se pone en servicio entre la Península Ibérica y Centroeuropan desde hace casi 30 años. Aun así, la capacidad de intercambio de España respecto a su potencia instalada se encuentra aún por debajo del 10 % recomendado por la Unión Europea para el año 2020, de ahí la importancia del impulso realizado por el Gobierno de España y el Consejo Europeo en materia de interconexiones eléctricas internacionales.

CUADRO 11.2 NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 400 KV PUESTAS EN SERVICIO EN 2014. SISTEMA PENINSULAR

Línea	Empresa	Nº circuitos	km de circuito	Capacidad de transporte (MVA) (1)
E/S Ludrio L/ Montearenas-Puentes	Red Eléctrica	2	0,5	1.398
L/ Bescanó-Santa Llogaia	Red Eléctrica	2	85,1	2.441
L/ Brovales-Guillena	Red Eléctrica	2	237,5	2.441
L/ Guillena-Puebla de Guzmán (modificación)	Red Eléctrica	2	4,2	1.812
L/ Pinilla-Campanario	Red Eléctrica	1	40,3	2.441
L/ Puebla de Guzmán-Interconexión portuguesa	Red Eléctrica	1	24,8	1.812
L/ Santa Llogaia-Interconexión francesa (subterránea)	Red Eléctrica	2	61,9	1.000
Total			454,3	

(1) Capacidad térmica de transporte según el acta de puesta en servicio o el proyecto de ejecución. Esta capacidad puede variar en función de las condiciones de operación y de la estacionalidad (MVA por circuito).

FUENTE: REE.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

CUADRO 11.3 NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 KV EN 2014. SISTEMA PENINSULAR

Línea	Empresa	Nº circuitos	km de circuito	Capacidad de transporte (MVA) (1)
E/S Alcobendas L/ Fuencarral-S.S. Reyes	Red Eléctrica	2	0,7	556
E/S Alcobendas L/ Fuencarral-S.S. Reyes (subterráneo)	Red Eléctrica	2	4,1	556
E/S Algete (subterráneo) L/ Ardoz-S.S. Reyes 1 (subterráneo)	Red Eléctrica	2	1,7	662
E/S Eiris L/ Mesón-Puerto	Red Eléctrica	1	0,2	375
E/S Eiris L/ Mesón-Puerto (subterráneo)	Red Eléctrica	2	5,8	375
E/S Novelda L/ Benejama-Saladas	Red Eléctrica	2	0,8	662
E/S Novelda L/ Benejama-Saladas (subterráneo)	Red Eléctrica	2	1,7	662
E/S Parque Central L/ Beniferrí-Fuente de San Luis (subterráneo)	Red Eléctrica	2	6,7	539
E/S Polígono L/ Ventas del Batán-Aguacate (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,3	539
L/ Baró de Viver-Santa Coloma (subterráneo)	Red Eléctrica	1	1,9	490
L/ Cañuelo-Los Barrios	Red Eléctrica	2	5,9	894
L/ Costa De La Luz-Onuba	Red Eléctrica	2	25,7	894
L/ Gavarrot-Nudo Viario (subterráneo)	Red Eléctrica	2	6,2	500
L/ Maragall-Trinitat (subterráneo)	Red Eléctrica	1	4,4	461
L/ Mérida-San Serván	Red Eléctrica	2	46,1	850
L/ Valle del Cárcer (antes Vilanova) Vallidigna-Gandía	Red Eléctrica	2	30,9	639
L/ Valle del Cárcer (antes Vilanova) Vallidigna-Gandía (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,4	639
L/ Valle del Cárcer (antes Vilanova)-Catadau (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,7	592
Palos: conexión a posición de reactancia (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,1	300
Total			144,0	

(1) Capacidad térmica de transporte según el acta de puesta en servicio o el proyecto de ejecución. Esta capacidad puede variar en función de las condiciones de operación y de la estacionalidad (MVA por circuito).
(S) Subterráneo.

FUENTE: REE.



**CUADRO 11.4 NUEVOS PARQUES EN 2014.
SISTEMA PENINSULAR**

Parque	Empresa	Tensión kV
Campanario	Red Eléctrica	400
Santa Llogaia	Red Eléctrica	400
Benicull	Red Eléctrica	220
Murcia	Red Eléctrica	220
Valle del Cárcer	Red Eléctrica	220
Valldigna	Red Eléctrica	220

FUENTE: REE.

**CUADRO 11.5 AUMENTO DE CAPACIDAD EN LÍNEAS DE TRANSPORTE.
SISTEMA PENINSULAR**

Línea	Tensión (kV)	km de circuito	Aumento de capacidad (MVA) (1)
L/ Ave Zaragoza-Peñaflor	220	21,0	105
L/ Cartujos-Montetorrero	220	1,4	105
L/ Cartujos-Peñaflor	220	26,1	105
L/ Cordovilla-Orcoyen	220	21,3	105
L/ El Sequero-Logroño	220	27,4	105
L/ El Sequero-Quel	220	29,0	105
L/ Mesón do Vento-Portodemouros	220	38,6	105
L/ Mesón do Vento-Sabón	220	24,6	105
L/ Montetorrero-Ave Zaragoza	220	7,1	105
L/ San Pedro-Velle	220	15,6	105
L/ Tajo de la Encantada-Los Ramos	220	32,7	105
Total		244,7	

(1) Capacidad térmica de transporte según el acta de puesta en servicio o el proyecto de ejecución. Esta capacidad puede variar en función de las condiciones de operación y de la estacionalidad (MVA por circuito).



CUADRO 11.6 EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE. SISTEMA PENINSULAR

Año	400 kV	≤ 220 kV	Año	400 kV	≤ 220 kV
1975	4.715	12.925	1995	13.970	15.629
1976	4.715	13.501	1996	14.084	15.734
1977	5.595	13.138	1997	14.244	15.776
1978	5.732	13.258	1998	14.538	15.876
1979	8.207	13.767	1999	14.538	15.975
1980	8.518	14.139	2000	14.918	16.078
1981	8.906	13.973	2001	15.364	16.121
1982	8.975	14.466	2002	16.067	16.296
1983	9.563	14.491	2003	16.592	16.344
1984	9.998	14.598	2004	16.841	16.464
1985	10.781	14.652	2005	16.846	16.530
1986	10.978	14.746	2006	17.052	16.753
1987	11.147	14.849	2007	17.191	16.817
1988	12.194	14.938	2008	17.765	17.175
1989	12.533	14.964	2009	18.056	17.307
1990	12.686	15.035	2010	18.792	17.401
1991	12.883	15.109	2011	19.671	18.001
1992	13.222	15.356	2012	20.109	18.370
1993	13.611	15.442	2013	20.639	18.667
1994	13.737	15.586	2014	21.094	18.811

FUENTE: REE.

CUADRO 11.7 TRANSFORMADORES INVENTARIADOS EN 2014. SISTEMA PENINSULAR

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
La Farga (antes Ramis) - TR1	Red Eléctrica	400	400/220	600
La Farga (antes Ramis) - TR2	Red Eléctrica	400	400/220	600
Torrejón de Velasco - TR1	Red Eléctrica	400	400/220	600
Torrejón de Velasco - TR2	Red Eléctrica	400	400/220	600
Viladecans	Red Eléctrica	400	400/220	600
Total				3.000

(TR) Transformador.

FUENTE: REE.



CUADRO 11.8 NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE PUESTAS EN 2014. SISTEMAS EXTRAPENINSULARES

Línea	Empresa	Tensión (kV)	Nº circuitos	km de circuito
Islas Baleares				
L/Murterar - Sant Martí (S)	Red Eléctrica	220	1	0,7
E/S Sant Martí - L/ Alcudia-Sa Pobla	Red Eléctrica	66	2	0,3
E/S Sant Martí - L/ Alcudia-Sa Pobla (S)	Red Eléctrica	66	2	0,3
San Martí 220-San Martí 66 (S)	Red Eléctrica	66	2	0,2
Islas Canarias				
San Mateo (S)	Red Eléctrica	66	1	0,1
Total				1,5

(S) Subterráneo.
FUENTE: REE.

CUADRO 11.9 NUEVOS PARQUES EN 2014. SISTEMAS EXTRAPENINSULARES

Parque	Empresa	Tensión (kV)
Islas Baleares		
Sant Martí	Red Eléctrica	220
Falca	Red Eléctrica	66
Sant Martí	Red Eléctrica	66
Islas Canarias		
Los Realejos	Red Eléctrica	66

FUENTE: REE.



**CUADRO 11.10 EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN.
SISTEMAS EXTRAPENINSULARES**

		2010	2011	2012	2013	2014
km de circuito a 220 kV	Baleares	185	430	430	430	431
	Canarias	163	163	163	163	163
	Total	348	594	594	594	594
km de circuito ≤ 132 kV	Baleares	1.095	1.110	1.113	1.113	1.114
	Canarias	1.126	1.126	1.126	1.126	1.126
	Total	2.221	2.236	2.239	2.239	2.240
Capacidad de transformación (MVA)	Baleares	1.998	2.248	2.408	2.793	2.793
	Canarias	1.625	1.625	1.625	1.625	1.875
	Total	3.623	3.873	4.033	4.418	4.668

Incluye enlaces submarinos.
FUENTE: REE.

**CUADRO 11.11 TRANSFORMADORES INVENTARIADOS EN 2014.
SISTEMAS EXTRAPENINSULARES**

	Empresa	Tensión (kV)	Transformación	
			kV	MVA
Islas Canarias				
Sabinal (Nueva Jinámar)	Red Eléctrica	220	220/66	250
Total				250

FUENTE: REE.



FIGURA. 11.1







FIGURA. 11.2

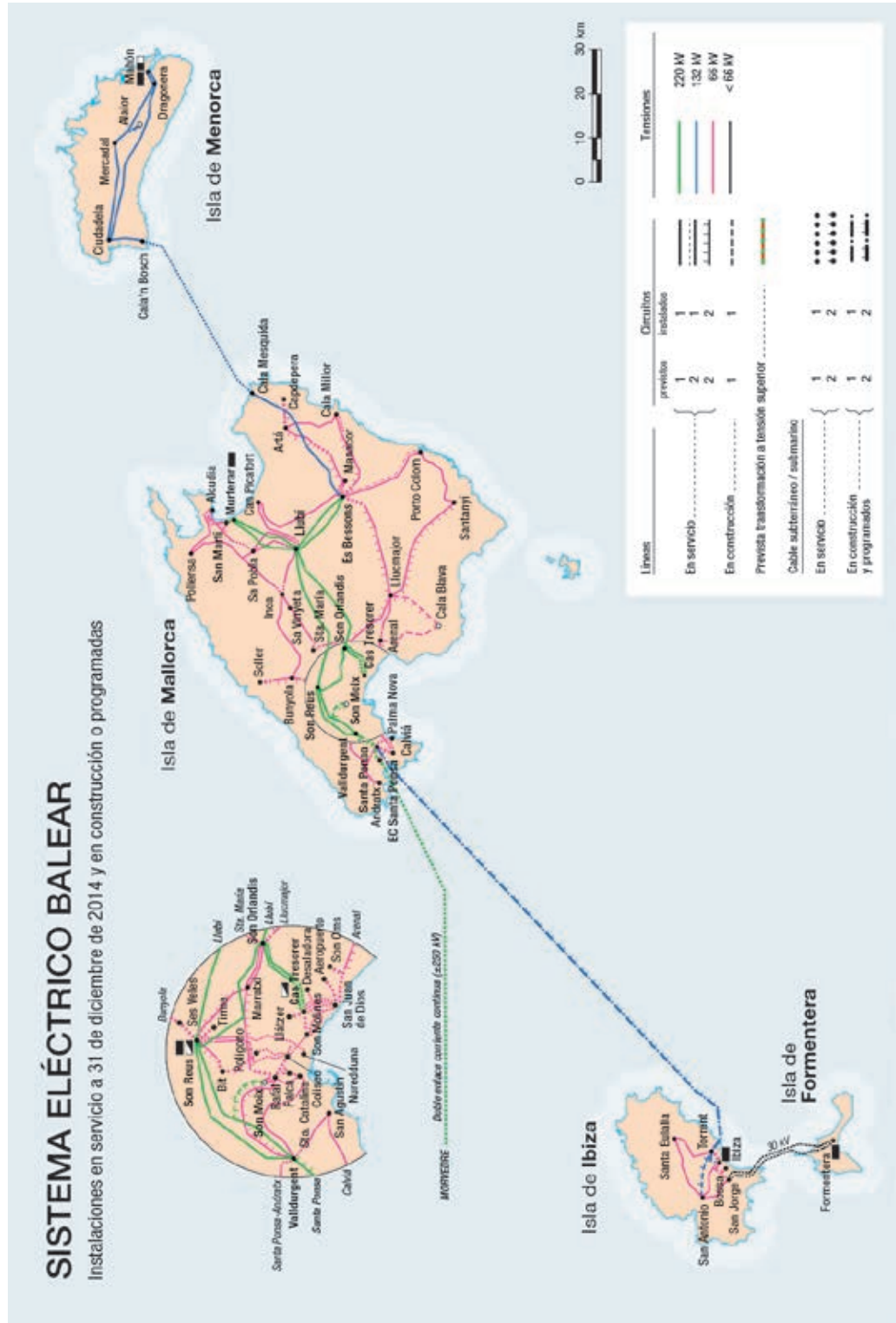
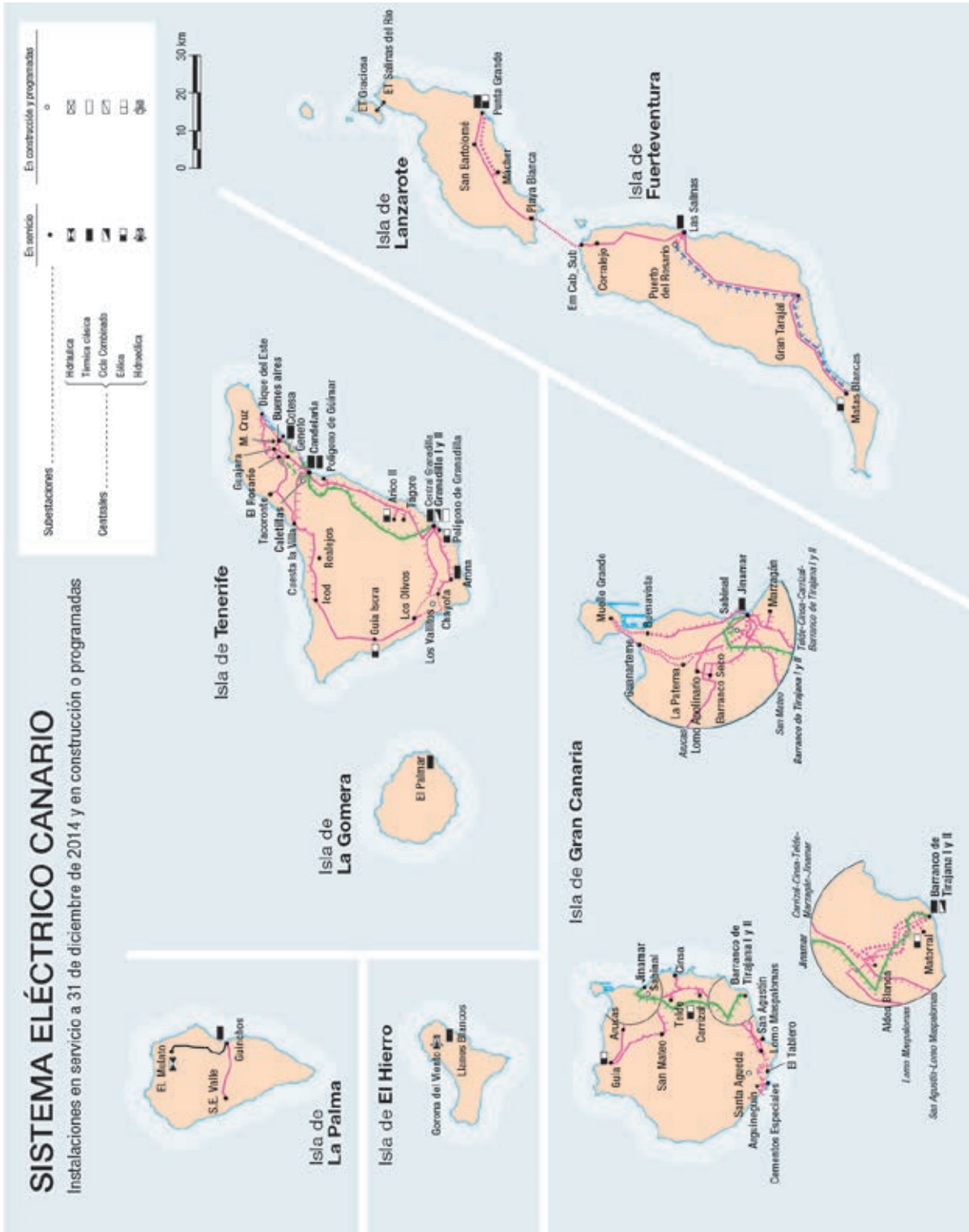




FIGURA. 11.3



**11.2 REDES GASISTAS.
REALIZACIONES EN 2014**

Las inversiones materiales en el sector del gas natural en el ejercicio 2014 ascendieron a 561 millones de euros lo que supone una disminución del 18,7% sobre las inversiones del año anterior, continuando así con la tendencia decreciente iniciada en 2010. Estos valores suponen la vuelta a niveles 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 2014 los 81.806 km de lo que supone un incremento de 0,8% con respecto a 2013.

Durante el año 2014 hay que destacar los siguientes hechos relevantes en lo que respecta a infraestructuras gasistas:

- Las siguientes infraestructuras han obtenido el Acta de puesta en Marcha en el año 2014:
 - **Gasoducto Musel-Llanera:** es una Infraestructura de transporte primario la cual se encuentra incluida en la revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011 y en el documento de Planificación 2008-2016. Es un gasoducto cuya presión de diseño es de 80 bar, consta de una longitud de 18 km aproximadamente y de un diámetro de 30". El titular de dicho gasoducto es Enagás Transporte, S.A.U.

- **Desdoblamiento de la interconexión Llanera-Otero:** forma parte de la red básica de gasoductos de transporte primario. Dicho gasoducto está incluido en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, como transporte primario, con una presión de diseño de 80 bar, una longitud aproximada de 0,952 km y de un diámetro de 26". El titular de esta infraestructura es Enagás Transporte S.A.U. El conjunto de los gasoductos anteriores tiene como principal objetivo solventar la saturación que existe desde 2008 en las redes de distribución en los municipios de Gijón, Oviedo y Avilés, no limitando el desarrollo industrial de la zona. Adicionalmente, permite integrar la Planta de Regasificación de El Musel en el Sistema Gasista.

- **Tercer tanque en la Planta de Regasificación de Bilbao:** es una infraestructura incluida en la revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011 así como la Planificación 2008-2016. Su incorporación incrementa la capacidad de almacenamiento de GNL en 150.000 m3, hasta los 450.000 m3, contando el Sistema con un total de 3.316.500 m3 de GNL. El tanque se incorpora con todas sus instalaciones auxiliares asociadas (tuberías de llenado y vaciado, bombas primarias de trasiego, ampliación de las instalaciones eléctricas, protección contraincendios, generador de emergencia diésel...). Adicionalmente, se

CUADRO 11.12 INVERSIONES MATERIALES Y EVOLUCIÓN DE LA RED DE GASODUCTOS

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	%14/13
Inversiones (millones de €)	1.422	1.453	1.084	1.616	1.148	690	561	-18,7%
Km de red	68.173	71.077	74.273	76.108	79.041	81.188	81.806	0,8%

Fuente: SEDIGAS.



incorporan dos bombas secundarias y un nuevo compresor de boil-off. El titular de la infraestructura es Bahía de Bizkaia Gas, S.L.

- Puesta en servicio de los siguientes gasoductos de transporte primario:

- **Gasoducto Baza-Guadix (Fase II del gasoducto Huércal-Overa-Baza-Guadix):** forma parte de la red básica de gasoductos de transporte primario, se incluye en las infraestructuras para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia incluidas en el documento de Planificación 2008-2016. Es un gasoducto con una presión de diseño de 80 bares, 52 km y un diámetro de 16". El titular de esta instalación es Redexis Infraestructuras S.L.U. Dicho gasoducto da suministro de gas natural al municipio de Guadix.

- **Ramal a Mariña-Lucense:** forma parte de la red básica de gasoductos de transporte primario, se incluye en las infraestructuras para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia incluidas en la revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011. Es un gasoducto con una presión máxima de servicio de 80 bares, 52 km en su primer tramo y un diámetro de 16". El titular de esta instalación es Gas Natural Transporte SDG, S.L. Permite suministrar gas natural a los municipios de Ribadeo, Barreiros, Foz, Burela, Cervo, Xove y Viveiro.

- Infraestructuras de transporte secundario:

- **Gasoducto Son Reus-Andratx:** Es un gasoducto con una presión máxima de servicio

de 59 bares, 41 km y un diámetro de 10". Da suministro a los municipios de Palma, Calviá y Andratx. El titular de esta instalación es Redexis Gas Transporte S.L.

- **Gasoducto Elche-Monóvar-La Algueña:** Es un gasoducto con una presión máxima de servicio de 49,5 bares, 60 km y un diámetro de 10". Este gasoducto satisface la demanda de los términos municipales de Elche, Monforte del Cid, Novelda, Monóvar, Pinoso y La Algueña. El titular de esta instalación es Redexis Gas Transporte S.L.

En resumen, a finales del año 2014 las principales infraestructuras gasistas integradas en la red básica de gas natural eran las siguientes:

- Las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugaros. Disponían, a finales de 2014, de una capacidad total de almacenamiento de 3.316.500 m³ de GNL frente a los 3.166.500 m³ del año 2013 y de una capacidad de emisión de 6.862.800 m³(n)/h, la misma que en 2013.

- 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.

CUADRO 11.13 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

		2010	2011	2012	2013	2014	%14/13
Capacidad de regasificación (m³(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	
	Mugardos	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 (m³)	Barcelona	540.000	690.000	840.000	760.000 (1)	760.000 (1)	-
	Cartagena	437.000	587.000	587.000	587.000	587.000	-
	Huelva	460.000	619.500	619.500	619.500	619.500	-
	Bilbao	300.000	300.000	300.000	300.000	450.000	50%
	Sagunto	450.000	450.000	600.000	600.000	600.000	-
	Mugardos	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	-
	Total	2.487.000	2.937.000	3.237.000	3.166.500	3.316.500	5%

(1) Cierre de 2 tanques de 40.000 m³ cada uno.
FUENTE: ENAGAS GTS.

- Eje Occidental hispano-portugués: Córdoba-Badajoz-Portugal (Campo Maior-Leiria-Bragança) -Tuy-Pontevedra-A Coruña-Oviedo.
 - Eje del Ebro: Tivissa-Zaragoza-Logroño-Calahorra-Haro.
 - Eje Transversal: Alcázar de San Juan-Villarrobledo-Albacete-Montesa
 - Conexión a Medgaz: Almería-Lorca-Chinchilla
 - Gasoducto a Baleares: Montesa-Denia-Ibiza-Mallorca
 - Las siguientes entradas de gas al sistema por gasoductos:
 - *Conexiones internacionales:*
 - Portugal (Badajoz y Tuy) y con el norte de África (Tarifa y Almería).
 - *Conexiones internacionales bidireccionales:*

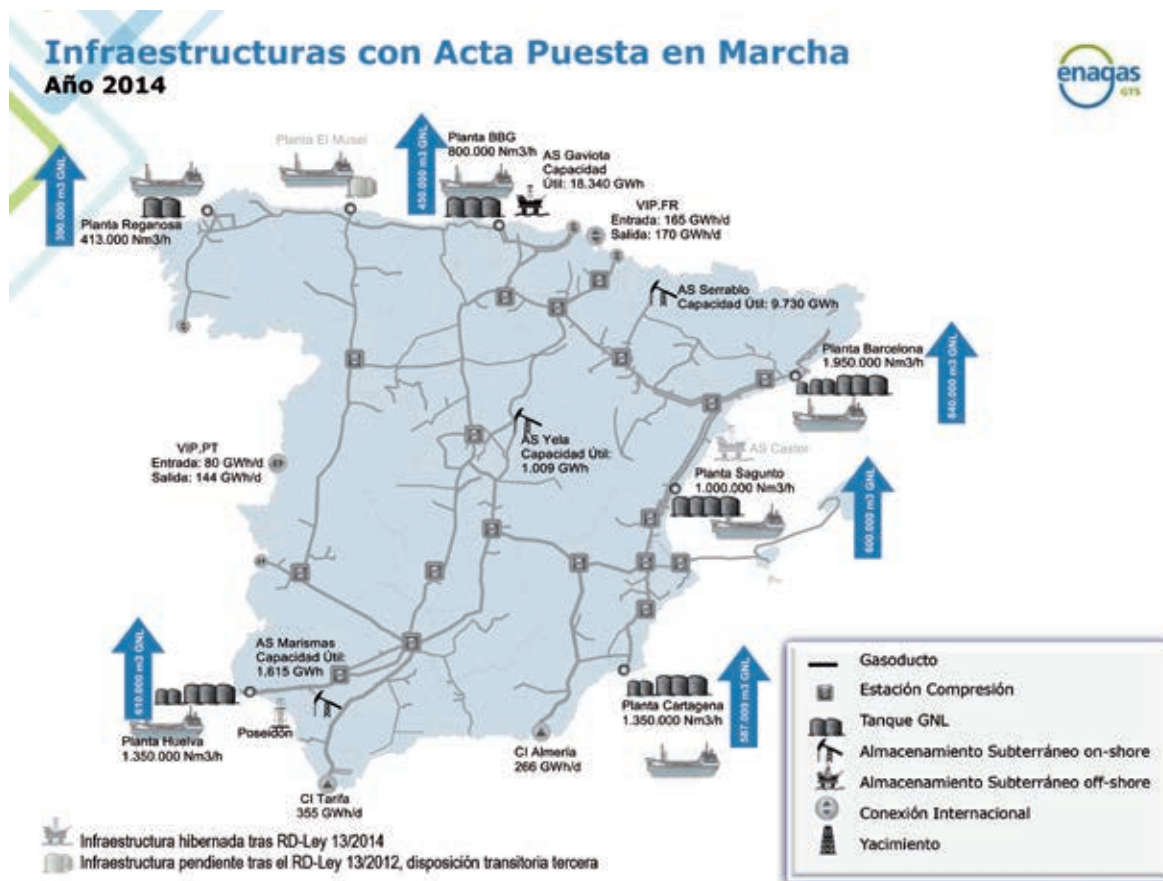
La conexión internacional con Portugal, se denomina VIP.PT.IBÉRICO (punto de interconexión virtual), y engloba las capacidades de los puntos de interconexión de Tuy y Badajoz.

Por su parte, la conexión internacional con Francia, se denomina VIP.FR.PIRINEOS (punto de interconexión virtual) y, engloba las capacidades de los puntos de interconexión de Larrau e Irún.
 - *Conexiones internacionales unidireccionales:*

Tarifa (Marruecos-España), conexión internacional de Almería (Argelia-España) (gasoducto de Medgaz) conexión con los yacimientos de Marismas-Palancares en el valle del Guadalquivir.
- En la actualidad España cuenta con interconexiones gasistas con Francia (Larrau e Irún),



FIGURA 11.4 INFRAESTRUCTURAS CON ACTA PUESTA EN MARCHA. AÑO 2014



FUENTE: ENAGAS GTS.

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 Corporación 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 2014, se disponía de unas reservas equivalentes a 57,0 días de consumos. En el cuadro 11.12 se indica la evolución de las reservas estratégicas propiedad de CORES en el periodo 2005-2014.

11.4 PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Durante el año 2014 se ha mantenido en vigor el documento de **Planificación de los sectores**



CUADRO 11.14 EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (M³) (PERÍODO 2005-2014)

Fecha	12/31/2005	12/31/2006	12/31/2007	12/31/2008	12/31/2009	12/31/2010	12/31/2011	12/31/2012	12/31/2013	12/31/2014
Gasolinas	683.882	668.882	668.882	668.882	699.536	699.536	699.536	675.200	673.911	673.053
Querosenos	296.784	326.784	326.784	348.784	427.884	427.884	427.884	427.015	426.148	425.243
Gasóleos	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	3.997.797
Fuelóleos	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.554	230.249	230.018	215.950
Crudo (t)	1.954.424	1.953.819	2.586.162	2.513.887	2.515.776	2.265.666	2.437.436	2.433.511	2.429.876	2.437.025

Nota: Existencias a las 24:00h del último día del año.

FUENTE: CORES.

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 instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.

Durante 2014 se ha seguido avanzando en el procedimiento de planificación de la red de transporte de energía eléctrica que fue comenzado 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.

El cambio de escenario macroeconómico motivado por la crisis iniciada en 2007, la adopción de nuevos compromisos con la Unión Europea en materia de eficiencia energética para 2020 y la reforma regulatoria del sector eléctrico, supu-

so que las proyecciones de demanda energética recogidas en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 se alejaron del escenario realmente acontecido, haciendo necesaria la revisión de la Planificación.

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 2014 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



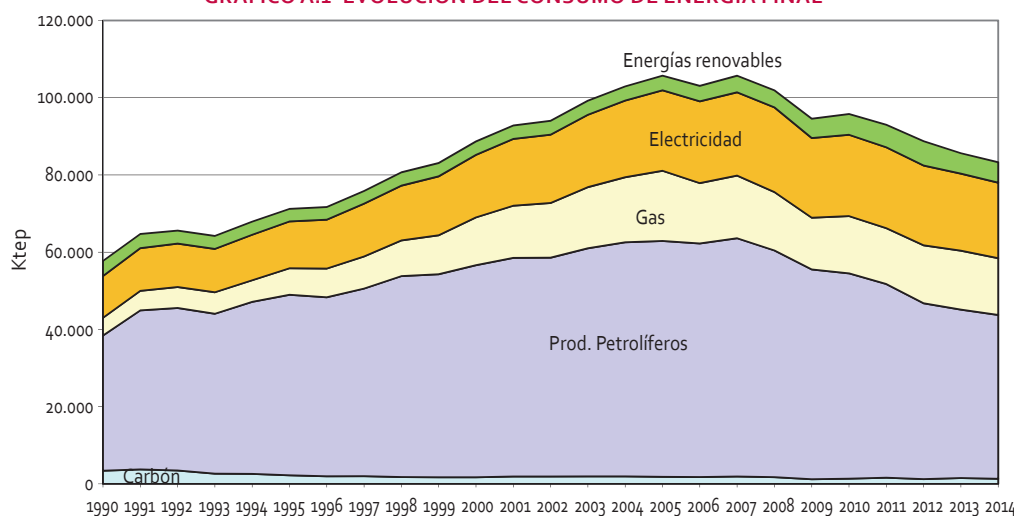
ANEXO ESTADÍSTICO

CUADRO A.1 EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA FINAL EN ESPAÑA.

Año	Carbón		Gases Derivados del Carbón		Productos Petrolíferos		Gas		Electricidad		Energías renovables y residuos		TOTAL Ktep.
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	
1.990	3.416	5,8%	673	1,2%	34.989	59,9%	4.603	7,9%	10.819	18,5%	3.913	6,7%	58.413
1.991	3.742	5,7%	654	1,0%	41.172	63,0%	5.063	7,7%	11.063	16,9%	3.671	5,6%	65.364
1.992	3.469	5,2%	653	1,0%	42.092	63,6%	5.425	8,2%	11.246	17,0%	3.345	5,1%	66.231
1.993	2.635	4,1%	714	1,1%	41.411	63,8%	5.561	8,6%	11.239	17,3%	3.354	5,2%	64.915
1.994	2.589	3,8%	490	0,7%	44.533	65,1%	5.606	8,2%	11.779	17,2%	3.387	5,0%	68.384
1.995	2.234	3,1%	347	0,5%	46.723	65,3%	6.874	9,6%	12.118	16,9%	3.256	4,6%	71.553
1.996	1.968	2,7%	355	0,5%	46.351	64,3%	7.440	10,3%	12.658	17,6%	3.276	4,5%	72.047
1.997	1.984	2,6%	383	0,5%	48.606	63,8%	8.298	10,9%	13.676	17,9%	3.288	4,3%	76.237
1.998	1.767	2,2%	379	0,5%	52.036	64,2%	9.236	11,4%	14.205	17,5%	3.428	4,2%	81.050
1.999	1.702	2,0%	225	0,3%	52.587	63,1%	10.091	12,1%	15.244	18,3%	3.448	4,1%	83.298
2.000	1.723	1,9%	236	0,3%	54.893	61,7%	12.377	13,9%	16.207	18,2%	3.469	3,9%	88.906
2.001	1.915	2,1%	361	0,4%	56.611	60,8%	13.511	14,5%	17.282	18,5%	3.486	3,7%	93.166
2.002	1.924	2,0%	350	0,4%	56.656	60,0%	14.172	15,0%	17.674	18,7%	3.593	3,8%	94.367
2.003	1.930	1,9%	327	0,3%	59.080	59,3%	15.824	15,9%	18.739	18,8%	3.654	3,7%	99.555
2.004	1.931	1,9%	346	0,3%	60.627	58,7%	16.847	16,3%	19.838	19,2%	3.685	3,6%	103.274
2.005	1.833	1,7%	284	0,3%	61.071	57,6%	18.171	17,1%	20.831	19,7%	3.790	3,6%	105.979
2.006	1.768	1,7%	271	0,3%	60.483	58,5%	15.635	15,1%	21.167	20,5%	4.005	3,9%	103.328
2.007	1.902	1,8%	291	0,3%	61.708	58,2%	16.222	15,3%	21.568	20,4%	4.279	4,0%	105.970
2.008	1.731	1,7%	283	0,3%	58.727	57,5%	15.112	14,8%	21.938	21,5%	4.409	4,3%	102.200
2.009	1.197	1,3%	214	0,2%	54.317	57,3%	13.418	14,2%	20.621	21,8%	5.005	5,3%	94.771
2.010	1.338	1,4%	265	0,3%	53.171	55,4%	14.848	15,5%	21.053	21,9%	5.367	5,6%	96.042
2.011	1.609	1,7%	306	0,3%	50.119	53,7%	14.486	15,5%	20.942	22,5%	5.815	6,2%	93.277
2.012	1.233	1,4%	274	0,3%	45.543	51,2%	14.987	16,8%	20.661	23,2%	6.297	7,1%	88.995
2.013	1.523	1,8%	230	0,3%	43.603	50,8%	15.254	17,8%	19.953	23,2%	5.293	6,2%	85.855
2.014	1.315	1,6%	232	0,3%	42.413	50,8%	14.695	17,6%	19.576	23,4%	5.294	6,3%	83.525

FUENTE: SEE.

GRÁFICO A.1 EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA FINAL



ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA

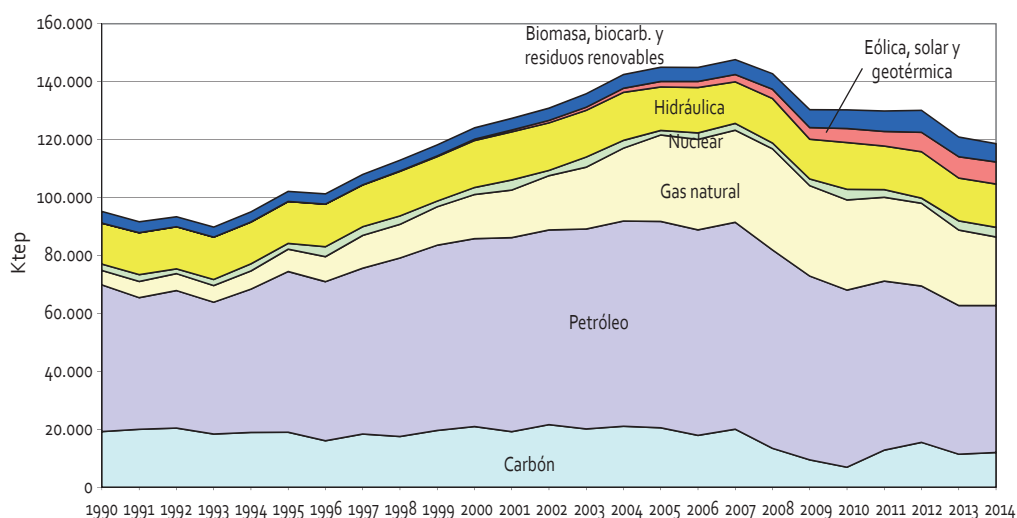


CUADRO A.2 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA.

Año	Carbón		Petróleo		Gas natural		Nuclear		Hidráulica		Eólica, Solar y Geot.		Biomasa, biocarb. y residuos renovables		Residuos no renovables		Saldo(±)		TOTAL
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.
1990	19.212,4	20,2%	50.643,0	53,2%	4.969,4	5,2%	14.142,6	14,9%	2.190,4	2,3%	5,4	0,0%	4.005,8	4,2%	40,5	0,0%	-36,1	-0,0%	95.173,4
1991	19.999,0	21,8%	45.440,3	49,6%	5.598,5	6,1%	14.484,0	15,8%	2.343,1	2,6%	5,6	0,0%	3.764,1	4,1%	40,5	0,0%	-58,4	-0,1%	91.616,5
1992	20.404,4	21,8%	47.485,8	50,8%	5.853,8	6,3%	14.537,1	15,6%	1.626,8	1,7%	13,7	0,0%	3.447,0	3,7%	43,3	0,0%	55,1	0,1%	93.466,9
1993	18.354,2	20,4%	45.509,0	50,6%	5.742,0	6,4%	14.609,6	16,2%	2.100,1	2,3%	14,9	0,0%	3.456,6	3,8%	43,3	0,0%	109,0	0,1%	89.938,7
1994	18.921,7	19,9%	49.449,7	51,9%	6.295,6	6,6%	14.414,9	15,1%	2.428,3	2,5%	44,0	0,0%	3.486,2	3,7%	57,9	0,1%	159,5	0,2%	95.257,9
1995	18.967,2	18,5%	55.480,5	54,1%	7.720,8	7,5%	14.451,9	14,1%	1.984,9	1,9%	53,3	0,1%	3.468,8	3,4%	93,7	0,1%	385,8	0,4%	102.606,9
1996	16.027,3	15,8%	54.918,8	54,1%	8.640,6	8,5%	14.679,9	14,5%	3.421,6	3,4%	61,7	0,1%	3.501,4	3,5%	105,5	0,1%	91,2	0,1%	101.447,9
1997	18.354,6	17,0%	57.256,3	53,1%	11.306,0	10,5%	14.411,0	13,4%	2.988,8	2,8%	91,9	0,1%	3.562,9	3,3%	96,8	0,1%	-264,3	-0,2%	107.804,0
1998	17.491,4	15,4%	61.624,5	54,4%	11.606,8	10,2%	15.373,9	13,6%	2.923,1	2,6%	146,9	0,1%	3.711,8	3,3%	93,2	0,1%	292,6	0,3%	113.264,1
1999	19.603,3	16,5%	63.928,6	53,8%	13.286,8	11,2%	15.337,2	12,9%	1.962,8	1,7%	270,7	0,2%	3.794,2	3,2%	99,4	0,1%	491,8	0,4%	118.774,7
2000	20.936,4	16,8%	64.875,3	52,1%	15.216,2	12,2%	16.211,3	13,0%	2.430,0	2,0%	444,6	0,4%	3.940,2	3,2%	114,7	0,1%	381,9	0,3%	124.550,6
2001	19.168,3	15,0%	67.003,6	52,4%	16.396,8	12,8%	16.602,7	13,0%	3.516,4	2,8%	624,4	0,5%	4.015,8	3,1%	139,3	0,1%	296,7	0,2%	127.763,8
2002	21.597,8	16,4%	67.205,7	51,1%	18.747,6	14,3%	16.422,4	12,5%	1.825,3	1,4%	851,4	0,6%	4.217,1	3,2%	97,4	0,1%	458,3	0,3%	131.422,9
2003	20.129,0	14,8%	69.008,1	50,7%	21.348,9	15,7%	16.125,0	11,9%	3.481,5	2,6%	1.092,2	0,8%	4.621,9	3,4%	113,7	0,1%	108,6	0,1%	136.028,9
2004	21.049,1	14,8%	70.837,8	49,8%	25.166,9	17,7%	16.576,1	11,6%	2.673,2	1,9%	1.413,6	1,0%	4.728,6	3,3%	122,2	0,1%	-260,4	-0,2%	142.307,1
2005	20.512,7	14,1%	71.241,0	49,1%	29.838,3	20,6%	14.995,0	10,3%	1.581,8	1,1%	1.893,4	1,3%	4.922,3	3,4%	189,2	0,1%	-115,5	-0,1%	145.058,1
2006	17.907,7	12,4%	70.937,1	49,0%	31.227,3	21,6%	15.669,2	10,8%	2.232,5	1,5%	2.095,0	1,4%	4.836,3	3,3%	252,1	0,2%	-282,1	-0,2%	144.875,0
2007	20.036,6	13,6%	71.429,7	48,5%	31.777,5	21,6%	14.360,2	9,7%	2.348,6	1,6%	2.517,6	1,7%	5.141,2	3,5%	309,1	0,2%	-494,6	-0,3%	147.426,0
2008	13.407,6	9,4%	68.506,4	48,2%	34.903,0	24,6%	15.368,7	10,8%	2.009,3	1,4%	3.193,1	2,2%	5.349,8	3,8%	328,0	0,2%	-949,4	-0,7%	142.116,7
2009	9.430,0	7,3%	63.473,1	48,8%	31.219,0	24,0%	13.749,8	10,5%	2.271,3	1,7%	4.002,0	3,1%	6.192,1	4,8%	319,1	0,2%	-696,9	-0,5%	129.959,6
2010	6.897,1	5,3%	61.160,0	47,1%	31.123,4	24,0%	16.155,0	12,5%	3.638,1	2,8%	4.858,1	3,7%	6.447,6	5,0%	174,2	0,1%	-716,6	-0,6%	129.736,9
2011	12.790,6	9,9%	58.371,6	45,1%	28.930,4	22,3%	15.041,7	11,6%	2.631,3	2,0%	5.060,6	3,9%	7.036,1	5,4%	195,0	0,2%	-523,8	-0,4%	129.533,3
2012	15.492,0	12,0%	53.978,0	41,7%	28.568,9	22,1%	16.019,5	12,4%	1.766,9	1,4%	6.679,3	5,2%	7.584,0	5,9%	175,6	0,1%	-963,1	-0,7%	129.301,0
2013	11.396,8	9,5%	51.317,7	42,6%	26.077,5	21,7%	14.784,4	12,3%	3.163,1	2,6%	7.331,3	6,1%	6.810,3	5,7%	146,1	0,1%	-580,6	-0,5%	120.446,6
2014	11.975,1	10,1%	50.740,3	42,9%	23.663,6	20,0%	14.932,6	12,6%	3.360,9	2,8%	7.617,4	6,4%	6.296,3	5,3%	119,2	0,1%	-292,9	-0,2%	118.412,5

FUENTE: SEE.

GRÁFICO A.2 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA



ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA

CUADRO A.3 PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA (KTEP).

Año	Carbón	Petroleo	Gas Natural	Nuclear	Hidráulica	Eólica, solar y geoterm.	Biomasa, biocarbur. y residuos	TOTAL	Tasa de variación
2009	3.810	107	12	13.750	2.271	4.002	6.325	30.278	
2010	3.296	125	45	16.155	3.638	4.858	6.209	34.326	13,4%
2011	2.648	102	45	15.042	2.631	5.061	6.354	31.883	-7,1%
2012	2.460	145	52	16.019	1.767	6.679	6.270	33.392	4,7%
2013	1.762	375	50	14.784	3.163	7.331	6.956	34.422	3,1%
2014	1.577	311	21	14.933	3.361	7.617	5.804	33.623	-2,3%

FUENTE: SEE.

CUADRO A.4 PRODUCCIÓN INTERIOR DE CARBÓN (MILES DE TONELADAS).

Año	Carbón	Petroleo	Gas Natural	Nuclear	Hidráulica	Eólica, solar y geoterm.	Biomasa, biocarbur. y residuos	TOTAL	Tasa de variación
2009	3.810	107	12	13.750	2.271	4.002	6.325	30.278	
2010	3.296	125	45	16.155	3.638	4.858	6.209	34.326	13,4%
2011	2.648	102	45	15.042	2.631	5.061	6.354	31.883	-7,1%
2012	2.460	145	52	16.019	1.767	6.679	6.270	33.392	4,7%
2013	1.762	375	50	14.784	3.163	7.331	6.956	34.422	3,1%
2014	1.577	311	21	14.933	3.361	7.617	5.804	33.623	-2,3%

FUENTE: SEE.

CUADRO A.5 PRODUCCIÓN INTERIOR DE CARBÓN (KTEP).

Año	Antracita	Hulla	Lignito Negro	Lignito Pardo	TOTAL	Tasa de variación
2009	4.061	2.891	2.493	0	9.445	
2010	3.209	2.777	2.444	0	8.430	-10,7%
2011	2.487	1.775	2.359	0	6.621	-21,5%
2012	2.258	1.652	2.271	0	6.181	-6,6%
2013	762	1.780	1.826	0	4.368	-29,3%
2014	1.337	1.332	1.240	0	3.909	-10,5%

FUENTE: SEE.

CUADRO A.6 PROCEDENCIA DEL GAS NATURAL IMPORTADO EN ESPAÑA (GWH).

Año	África				Europa		Oriente Medio		América	Resto	Total	Tasa de variac.
	Argelia	Libia	Nigeria	Egipto	Noruega	Qatar	Oman	Trinidad y Tobago				
2009	128.360	7.642	44.274	45.506	35.307	45.669	14.345	44.930	3.356	369.390		
2010	121.473	5.868	75.493	28.592	33.766	59.075	3.445	32.312	11.473	371.496	0,6%	
2011	135.805	870	70.698	23.332	29.423	46.618	1.725	24.892	25.623	358.987	-3,4%	
2012	150.190	0	54.842	5.636	40.769	40.962	0	23.957	38.282	354.639	-1,2%	
2013	98.148	0	33.455	422	11.252	36.957	1.745	21.230	154.818	358.027	1,0%	
2014	117.193	0	28.543	0	12.656	31.536	1.650	21.083	155.533	368.192	2,8%	

FUENTE: SEE.

ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA

CUADRO A.7 PROCEDENCIA DEL PETRÓLEO CRUDO IMPORTADO EN ESPAÑA (MILES DE TONELADAS).

Año	Oriente Medio						Africa					
	Arabia Saudí	Irán	Irak	Otros	Total	Tasa de variac.	Argelia	Libia	Nigeria	Otros	Total	Tasa de variac.
2009	5.807	6.270	2.250	731	15.058	-2,5%	1.081	5.041	5.398	4.731	16.251	-16,6%
2010	6.571	7.671	1.905	412	16.559	10,0%	1.010	6.826	5.579	5.319	18.734	15,3%
2011	7.661	7.493	3.863	397	19.414	17,2%	537	1.159	6.914	5.567	14.177	-24,3%
2012	7.936	1.103	4.869	0	13.908	-28,4%	1.647	4.891	8.430	5.080	20.047	41,4%
2013	8.140	0	2.008	0	10.148	-27,0%	3.182	2.849	7.611	5.527	19.169	-4,4%
2014	7.242	0	1.867	0	9.109	-10,2%	2.082	1.427	9.900	7.765	21.174	10,5%

CUADRO A.8 CONSUMO FINAL DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (KTEP).

Año	GASOLINAS		QUEROSENO		GASOLEOS		GLP		NAFTAS		COQ. DE PETRÓLEO		OTROS		TOTAL	
	Ktep.	Tasa de Variación	Ktep.	Tasa de Variación	Ktep.	Tasa de Variación	Ktep.	Tasa de Variación	Ktep.	Tasa de Variación	Ktep.	Tasa de Variación	Ktep.	Tasa de Variación	Ktep.	Tasa de Variación
2009	5.930	-6,2%	5.271	-8,8%	30.590	-7,2%	2.003	-7,2%	2.100	14,1%	2.743	-7,9%	5.681	-15,0%	54.317	-7,5%
2010	5.462	-7,9%	5.388	2,2%	29.988	-2,0%	2.006	0,2%	2.246	7,0%	3.015	9,9%	5.066	-10,8%	53.171	-2,1%
2011	5.080	-7,0%	5.746	6,7%	27.737	-7,5%	1.798	-10,4%	2.125	-5,4%	2.726	-9,6%	4.907	-3,1%	50.119	-5,7%
2012	4.734	-6,8%	5.420	-5,7%	25.473	-8,2%	1.742	-3,1%	1.485	-30,1%	2.095	-23,1%	4.594	-6,4%	45.543	-9,1%
2013	4.510	-4,7%	5.268	-2,8%	25.905	1,7%	1.728	-0,8%	1.575	6,1%	1.269	-39,5%	3.348	-27,1%	43.603	-4,3%
2014	4.452	-1,3%	5.409	2,7%	25.774	-0,5%	1.785	3,3%	1.582	0,5%	1.104	-12,9%	2.306	-31,1%	42.413	-2,7%

FUENTE: SEE.

METODOLOGÍA

La AIE expresa sus balances de energía en una unidad común que es la tonelada equivalente de petróleo (tep). Una tep se define como 10^7 Kcal. La conversión de unidades habituales a tep se hace en base a los poderes caloríficos inferiores de cada uno de los combustibles considerados.

Carbón: Comprende los distintos tipos de carbón, (hulla, antracita, lignito negro y lignito pardo), así como productos derivados (aglomerados, coque, etc). En el consumo final de carbón se incluye el consumo final de gas de horno alto y de gas de

coquería. El consumo primario de carbón recoge, además del consumo final, los consumos en el sector transformador (generación eléctrica, coque-rías, 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.



Europa					América					Resto	Total	
Reino Unido	Rusia	Otros	Total	Tasa de variac.	Méjico	Venezuela	Otros	Total	Tasa de variac.		Miles de toneladas	Tasa de variac.
1.193	8.201	1.809	11.203	-8,5%	5.657	2.680	312	8.649	-12,5%	1.136	52.297	-10,6%
405	6.585	1.704	8.694	-22,4%	5.928	789	982	7.699	-11,0%	775	52.461	0,3%
159	7.977	845	8.981	3,3%	6.135	419	2.161	8.715	13,2%	860	52.147	-0,6%
0	8.178	651	8.830	-1,7%	8.678	2.579	4.005	15.263	75,1%	759	58.807	12,8%
399	8.127	1.574	10.100	14,4%	8.941	2.371	4.234	15.546	1,9%	2.909	57.871	-1,6%
1.357	7.074	2.751	11.182	10,7%	8.559	2.917	5.431	16.907	8,8%	688	59.060	2,1%

FUENTE: SEE.

El consumo final, en el sector transporte, comprende todo el suministro a aviación, incluyendo a compañías extranjeras. En cambio los combustibles de barcos (bunkers) tanto nacionales como extranjeros, para transporte internacional, se asimilan a una exportación, no incluyéndose en el consumo nacional.

Gas: En consumo final incluye el gas natural y gas manufacturado procedente de cualquier fuente. En consumo primario incluye únicamente gas natural, consumido directamente o manufacturado.

Energía hidráulica: Recoge la producción bruta de energía hidroeléctrica primaria, es decir, sin contabilizar la energía eléctrica procedente de las centrales de bombeo. En la metodología empleada, su conversión a tep se hace en base a la energía contenida en la electricidad generada, es decir, 1 Mwh = 0,086 tep.

Energía nuclear: Recoge la producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear. Su conversión a tep se hace considerando un rendimiento medio de una central nuclear (33%), por lo que 1 Mwh = 0,2606 tep.

Electricidad: Su transformación a tep, tanto en el caso de consumo final directo como en el saldo de comercio exterior se hace con la equivalencia 1 Mwh = 0,086 tep.

El consumo de energía primaria se calcula suponiendo que las centrales eléctricas mantienen el rendimiento medio del año anterior. Salvo en el caso de electricidad o de grandes consumidores (generación eléctrica, siderurgia, cemento, etc.) en que se contabilizan los consumos reales, en el resto se consideran como tales las ventas o entregas de las distintas energías, que pueden no coincidir con los consumos debido a las posibles variaciones de existencias, que en períodos cortos de tiempo pueden tener relevancia.

ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA

COEFICIENTES DE PASO A TONELADAS EQUIVALENTES DE PETROLEO (TEP)

Valores estimados	(Tep/Tm)	Coefficientes recomendados por la AIE	(Tep/Tm)
CARBÓN:		PRODUCTOS PETROLÍFEROS:	
Generación eléctrica:		– 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 SÍMBOLOS

AIE	Agencia Internacional de la Energía.
EUROSTAT	Oficina Estadística de las Comunidades Europeas.
FOB \$/Bbl	Precio "Free on Board" en Dólares/barril.
CIF	Precio "Cost-Insurance-Freight".
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
INE	Instituto Nacional de Estadística.
CLH	Compañía Logística de Hidrocarburos.
R.E.E.	Red Eléctrica de España, S.A.
SEE	Secretaría de Estado de Energía.
DGPEM	Dirección General de Política Energética y Minas.
UE	Unión Europea.
UNESA	Asociación Española de la Industria Eléctrica.
b.c.	Barras de central.
b.g.	Bornes de generador.
Gcal. PCS	Gigacalorías de Poder Calorífico Superior.
GWh.	Gigawatio hora.
MWh.	Megawatio hora.
Ktep.	Miles de toneladas equivalentes de petróleo.
Kt.	Miles de toneladas.
tep.	Toneladas equivalentes de petróleo.



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

