

La Energía en España 2015



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO

SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA



LA ENERGÍA

EN ESPAÑA

2015



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO**

**SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA**

© Fotografías de cubierta:

1. Bosque. Campaña de promoción de la biomasa 2010. (Propiedad: IDAE)
2. Central termosolar de Puertollano. (Propiedad: IDAE)
3. Trabajos submarinos para la salida del cable a tierra en la playa de Santa Ponsa. (Propiedad: REE)
4. Planta de regasificación Saggas. (Propiedad ENAGAS)
5. Línea de doble circuito de la red de transporte. (Propiedad REE)
6. Recarga de vehículo eléctrico. (Propiedad: IDAE)
7. Planta de regasificación BBG. (Propiedad ENAGAS)
8. Biomasa. (Propiedad IDAE)
9. Central Nuclear de Cofrentes. (Propiedad: Foro Nuclear)
10. Planta termosolar Gemasolar, desarrollada por SENER, propiedad de Torresol Energy. (Fuente: SENER)
11. Parque eólico. (Propiedad 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 30585-2016

ISSN: 2444-7110

E-ISSN: 2444-7102

NIPO: 070-15-020-3

E-NIPO: 070-15-021-9

Diseño de cubierta: S.E. de Energía

Maquetación: DiScript Preimpresión, S. L.

Impresión: DiScript Preimpresión, S. L.

Papel:

Exterior: Estucado ecológico
(70.100/300)

Interior: Offset ecológico
(65.90/100)

(Certificados EFC y FSC)

ECPMINETUR: 1.ª ed./180/0916

EUAEVF: 0,00 €



INTRODUCCIÓN: ÁMBITO DE ACTUACIÓN DEL MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO.....	5
1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES.....	7
1.1 Mercados energéticos internacionales.....	9
1.2 Evolución en la normativa de la Unión Europea en 2015.....	21
1.3 Presentación del informe de la AIE «Energy Policies of IEA Countries Spain 2015 Review».....	27
2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA.....	29
2.1 Demanda de energía final.....	31
2.2 Demanda de energía primaria.....	33
2.3 Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento.....	34
3. SECTOR ELÉCTRICO.....	37
3.1 Demanda eléctrica.....	39
3.2 Oferta eléctrica.....	39
3.3 Evolución del mercado de producción de la electricidad.....	40
3.4 Evolución de peajes y tarifas eléctricas y comparación con otros países.....	41
3.5 Relación de normativa.....	42
4. SECTOR NUCLEAR.....	51
4.1 Generación eléctrica de origen nuclear.....	53
4.2 Primera parte del ciclo del combustible nuclear.....	53
4.3 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear.....	53
4.4 Fabricación de equipos.....	57
4.5 Centrales nucleares paralizadas y desmantelamiento de instalaciones.....	58
4.6 I+D.....	60
4.7 Normativa aprobada y en elaboración.....	62
4.8 Aplicación de salvaguardias integradas a las instalaciones nucleares españolas.....	67
4.9 Actividad de organismos internacionales.....	68
5. SECTOR CARBÓN.....	83
5.1 Situación actual.....	85
5.2 Estructura del sector.....	88
5.3 La política carbonera en el año, en España y en la UE.....	89
5.4 Actividad del instituto para la reestructuración de la minería del carbón y desarrollo alternativo de las comarcas mineras.....	93
6. INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS.....	95
6.1 Investigación de hidrocarburos.....	97
6.2 Explotación de hidrocarburos.....	99
6.3 Almacenamiento subterráneo de gas natural.....	101

7. SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO	103
7.1 Sector gas natural	105
7.2 SECTOR PETRÓLEO.....	128
7.3 NORMATIVA	134
8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	145
8.1 Eficiencia energética	147
8.2 Cogeneración.....	176
8.3 Energías renovables.....	186
8.4 Desarrollo normativo.....	195
9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE.....	211
9.1 Ámbito internacional	213
9.2 Unión Europea.....	215
9.3 Ámbito nacional	222
10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO.....	231
10.1 Estrategia española de ciencia, tecnología e innovación.....	233
10.2 Dirección General de Investigación Científica y Técnica. Subdirección General de Proyectos de Investigación y Subdirección General de Proyectos Internacionales....	237
10.3 Dirección General de Innovación y Competitividad. Subdirección General de Colaboración Público-Privada	240
10.4 Secretaría General de Ciencia, Tecnología e Innovación. Centro Para el Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI).....	246
10.5 Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)....	251
10.6 Centro Nacional de Energías Renovables (CENER).....	295
10.7 Centro Nacional del Hidrógeno (CNH ₂)	304
11. REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA	311
11.1 Redes eléctricas. Realizaciones en 2015	313
11.2 Redes Gasistas. Realizaciones en 2015	326
11.3 Almacenamiento de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos	329
11.4 Planificación de las Infraestructuras de Transporte de Energía	330
ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA	339



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 *Entidad Pública Empresarial de Gestión 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 de 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

1.1 MERCADOS ENERGÉTICOS INTERNACIONALES

En este primer capítulo, se explican los aspectos más relevantes de la energía y los mercados energéticos a nivel global desde el punto de vista de los organismos internacionales, así como las perspectivas futuras de acuerdo con los análisis efectuados por la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Asimismo, se incluyen las novedades en otros temas relacionados con la energía: Carta de la Energía, la Unión Por el Mediterráneo (UPM), y la COP 21 sobre cambio climático, asimismo se incluyen las principales novedades en la legislación comunitaria en materia de energía.

1.1.1 Agencia Internacional de la Energía: la Conferencia Ministerial de la AIE

Con frecuencia bianual se celebra la *Conferencia Ministerial* de los miembros de la AIE. La correspondiente al año 2015 tuvo lugar en París los días 17 y 18 de noviembre. Como asuntos sustantivos que marcarán el rumbo futuro de la AIE, cabe destacar:

- El consenso alcanzado para modernizar la Agencia, transformándola en una organización verdaderamente global que sea un referente, ya no sólo para sus 29 países miembros, sino en todo el mundo, en la gobernanza del sector energético y su transición en respuesta al reto que plantea el cambio climático, no sólo reforzando los ámbitos tradicionales de acción a la hora de coordinar una respuesta colectiva ante graves interrupciones en el suministro de petróleo, como originariamente se concibió, sino ampliando el alcance de su mandato a la seguridad de suministro de gas, considerando la creciente importancia del Gas Natural Licuado (GNL) en los mercados energéticos y el comercio mundial.
- Acuerdo en convertir a la AIE en punto de referencia («global hub») en el desarrollo de las tecnologías limpias y de la eficiencia energética, reforzando el papel que ya desempeña con sus programas «Technology Cooperation Projects» (TCPs) que ya incorporan una red de más de 6.000 expertos e investigadores, tanto dentro como fuera del perímetro de los actuales países miembros de la AIE.
- Apertura de la AIE a terceros países no miembros de la OCDE: presentación formal de la solicitud de adhesión de México a la AIE y la firma de una Declaración sobre una Activación de la Asociación con China, Indonesia y Tailandia.
- La AIE se postula asimismo ante la COP21 como una organización con capacidad, reputación y autoridad para llevar a cabo el seguimiento, análisis de los impactos y revisión de los acuerdos a de dicha Conferencia, considerando también la estrecha relación entre energía y cambio climático, con el sector energético responsable de los 2/3 de las emisiones de gas invernadero, y la necesidad de promover políticas y acelerar la innovación tecnológica que permitan una transformación más rápida y efectiva de los sistemas energéticos

1.1.2 Principales temas en el *Word Energy Outlook (WEO) 2015*

1.1.2.1 Contexto general: Escenarios Planteados en el WEO 2015

Dentro de las múltiples publicaciones de la AIE relacionadas con la energía tanto en cuestión de estadísticas, como estudios de los mercados energéticos, informes de proyecciones, etc. destaca entre todas ellas la publicación anual **Word Energy Outlook (WEO)**. El WEO constituye la valoración anual que la Agencia hace del estado de situación y evolución futura del funcionamiento de los sistemas energéticos a nivel global, al objeto de que quienes son responsables de las políticas energéticas puedan hacer análisis apropiados y extraer conclusiones. Mediante esta publicación se pretende evaluar las perspectivas de los mercados mundiales de energía para a un horizonte de 25 años y señalar sus implicaciones para la seguridad energética, la protección del medio ambiente y el desarrollo económico. El WEO de cada año tiene en cuenta los últimos datos disponibles en lo que refiere a estadísticas de demanda y suministro energético, así como los acontecimientos que pueden interferir en los mercados energéticos (por ejemplo, este año 2015 destaca la COP 21 de París), y a partir de estos parámetros proporciona una visión de las tendencias y trayectorias de las diferentes fuentes energéticas (combustibles fósiles, las energías renovables y la energía nuclear), la eficiencia del sector eléctrico, el análisis de las tendencias de CO₂ relacionadas con la energía, la inversión en infraestructura energéticas y el acceso universal a la energía así como la eliminación gradual de los subsidios a los combustibles fósiles.

La base del WEO está soportada por una serie de escenarios en donde se conjugan la tecnología, la economía y la política a nivel regional y mundial. Para el WEO 2015 los escenarios abarcan el período 2013-2040. Hay varios escenarios principales ya utilizados en las versiones de años anteriores del WEO.

Current Policies Scenario (CPS) Tiene en cuenta sólo aquellas políticas adoptadas formalmente a mediados de 2015 y hace la suposición de que estas políticas persisten sin cambios.

New Policies Scenario (NPS); Es el escenario central de este Outlook. Este escenario, además de incorporar las políticas y medidas que afectan a los mercados de energía y que habían sido adoptadas a mediados de 2015 tiene también en cuenta otras propuestas relevantes que se han presentado por los gobiernos (**INDCs**) con objetivos en el horizonte 2025-2030, aún sin definir de una manera precisa su ejecución¹. Estas políticas incluyen programas de apoyo a las energías renovables y mejora de la eficiencia energética, la promoción de combustibles y vehículos alternativos, precios del carbono, la reforma de los subsidios a la energía, y la introducción, ampliación o eliminación gradual de la energía nuclear. Aunque estas medidas tendrán un impacto positivo en las tendencias futuras del sector de la energía, no consiguen la corrección de tendencia necesaria para lograr el objetivo climático acordado. Se estima que los INDC's llevarían a un aumento medio de la temperatura global de unos 2,7°C para 2100 respec-

¹ La AIE presentó para la COP 21 un estudio de los INDCs de unos 150 países con objetivos en el horizonte 2025- 2030, aún sin definir de una manera precisa su ejecución.

to a niveles preindustriales, por lo tanto, aún son necesarias acciones adicionales. En el monográfico *Energy and Climate Change* ya se puso de manifiesto esta necesidad de rellenar el «gap» para lo cual se propusieron cinco medidas en el sector energético (que dependen sólo de tecnologías probadas y políticas) que podrían ayudar a reducir el total de las emisiones de GEI relacionadas con la energía, sin coste económico. Estas medidas, que se presentaron como una «*Bridge Strategy*» constituyendo un nuevo escenario complementario «*Bridge Scenario*» y pretende ser un puente para nuevas medidas ya que aunque muchas se incluyen dentro de algunos de los INDCs presentados, hay margen para su adopción a ampliarse y a un nivel de ambición más exigente.

Las cinco medidas son:

- *la mejora de la eficiencia energética en la industria, los edificios y el transporte;*
- *la eliminación del uso de las centrales eléctricas de carbón menos eficientes;*
- *impulsar una mayor inversión en las tecnologías de generación de energía a base de energías renovables (a \$ 400 mil millones en 2030);*
- *la eliminación gradual de subsidios a los combustibles fósiles; y,*
- *la reducción de las emisiones de metano procedentes de la producción de petróleo y gas.*

Además, debido a una situación persistente a medio plazo de bajos precios y, en consecuencia, de

demanda de petróleo para transporte superior al normal, con la consiguiente ralentización en la sustitución del mismo por fuentes menos contaminantes, se ha formulado el escenario ***Low Oil Price Scenario*** con una demanda mundial de petróleo (principalmente para el transporte) superior al escenario central. La hipótesis de un nuevo equilibrio en el mercado de petróleo con precios \$ 50-60/bbl que duraría hasta bien entrada la década de 2020 y con precios del orden de \$ 85 / bbl en 2040. Entre los supuestos que irían asociados a este escenario sería un menor crecimiento económico a corto plazo y una eliminación más rápida de los subsidios al consumo de combustibles fósiles; dificultad para países no-OPEP para suministrar en un entorno de precios más bajos, (en especial el tight oil de EEUU) y un mantenimiento en primera línea de suministro de los países OPEP (petróleos a bajo coste) que con precios bajos no facilitarían la sustitución por otros combustibles. Asimismo, disminuirían las inversiones en eficiencia y para el cambio a combustibles alternativos.

450 Scenario (450S). El escenario asume un conjunto de políticas consistente con el objetivo internacional para limitar el aumento a largo plazo de la temperatura media global a dos grados centígrados (2 °C) en comparación con niveles preindustriales. Las políticas aseguran una trayectoria coherente de las emisiones llegando a la estabilización de la concentración de gases de efecto invernadero en el horizonte 2100 en alrededor de 450 partes por millón (ppm).

Según este escenario, la AIE, prevé para 2040, un peso de las energías fósiles en la demanda global de energía primaria del 60% (16% carbón, 22%

petróleo, 22% gas natural). La demanda mundial de petróleo prevista alcanza los 74,1 mbb/d (83,4 mbb/d incluyendo los biocombustibles) y la de gas natural se mantiene por encima de los 4.000 bcm. Estas cifras indican que en la primera mitad del siglo XXI, el suministro de hidrocarburos continuará siendo un factor geoestratégico central y deberá, por tanto, seguir recibiendo una atención especial en los análisis de la geopolítica de la energía.

La tasa de crecimiento del GNL duplica la del resto del gas y se estima que antes del 2050 duplicará su actual cuota del 10% del total del gas comercializado en el mundo, con lo que consolidará su papel de globalización del mercado de energía y contribuirá de forma decisiva a su diversificación y a la seguridad de suministro de muchas regiones del mundo.

1.1.2.2 Principales hipótesis y parámetros considerados en el escenario NPS

- **Energía primaria:** Crece la demanda de energía primaria para todas las fuentes; las energías renovables representan en conjunto el 34%, el gas natural el 31%, la nuclear el 13%, el petróleo 15% y el carbón 10%.
- **Petróleo:** Aumento de la demanda a corto plazo, derivada de los bajos precios. Reducciones importantes de demanda en EEUU y UE (por eficiencia). Asia sube un 35%, India y China (desplaza como mayor demanda a EEUU) son los países con mayores aumentos de la demanda.
- **Carbón:** Aumento de la demanda del 15%. Es el balance de una disminución o demanda estable

en algunos mercados (UE, EEUU) y la creciente demanda en otros (India, Sudeste Asiático y África). China, aunque se ha ralentizado el aumento de la demanda todavía aumenta en un 14% antes de la estabilización a mediados de la década de 2030. Es notorio que de los casi de 2 100 GW de nueva potencia de generación eléctrica en la OCDE, sólo 95GW (5%) es de carbón y el 35% estarán equipados con la tecnología de Captura y almacenamiento (CCS).

- **Gas Natural:** los mercados de gas natural continuarán mostrando una diversidad significativa entre regiones. Los países no-OCDE tendrán el 85% de la cuota de mercado de gas en 2040. La demanda casi se duplica en Oriente Medio, EEUU y China, y hay un aumento de demanda más moderado en Europa. El mercado mundial de gas natural se expande en un 47% hasta alcanzar los 5.160 bcm en 2040, acercándose a rivalizar con el carbón como el segundo combustible en el mix energético, sobre todo para generación de electricidad.
- **Nuclear:** Va a tener lugar una estabilidad de la energía nuclear en el mix de generación con aumento importante en algunos países: China, India y Japón con la restauración de parte de su parque nuclear, y la disminución en otros (la UE tiene balance negativo).
- **Renovables:** el año 2040, las energías renovables representarían un tercio de la generación total de electricidad. Todo ello debido a una combinación de políticas gubernamentales de apoyo y los avances tecnológicos que ayudarían a mejorar su posición competitiva.



- **Electricidad:** la potencia instalada crecería más del 70% en 2040, sobre todo en los países no OCDE con una cuota de más del 85%, China (un tercio del aumento global), seguido por la India, el sudeste Asia, África, Oriente Medio y América Latina. La UE crecería menos de 10% en 2040. Aunque la potencia instalada se expande en todas las regiones, en los países OCDE se centran más en la sustitución de potencia retirada (2.300 GW), mientras que en los países no OCDE se centra en la ampliación de la potencia instalada (nueva potencia 4.630GW). La tasa de incremento global de la producción de electricidad es del orden de 2,0% por año. En 2040, aumentando en casi un 70% a nivel mundial hasta llegar a unos 39.500 TWh. La generación por energías renovables crece a un promedio de 3.6% por año, para llegar alrededor de los 13.400 TWh en 2040 (casi un 34% del total). La participación de los combustibles fósiles en el mix de generación pasa del 67% al 54%.

1.1.3 Temas actuales de energía que se han destacado últimamente en la situación política mundial

- **La transición energética y las repercusiones respecto al cambio climático, la COP 21**

Las negociaciones de la COP 21 de París en diciembre de 2015 iban orientadas a un compromiso para no subir más de 2°C la temperatura global en 2100. Tras el éxito de la COP 21 las futuras acciones van a impactar en la transición energética hacia economías bajas en carbono. Ya hay señales de que la transición energética

mundial está en marcha, pero todavía no al ritmo necesario para invertir de manera eficaz la tendencia de emisiones crecientes de CO₂. Según los primeros resultados a partir de los compromisos de los países firmantes: *Intended Nationally Determined Contributions* (INDC's) sólo se podría limitar el crecimiento de las temperaturas hasta los 2,7°C, por tanto de manera insuficiente respecto del objetivo de los 2°C.

Para alcanzar un objetivo inicial en 2030 que permita avanzar con seguridad hacia el objetivo final la AIE ha propuesto una «*Bridge Strategy*» para alcanzar un tope temprano en el total de las emisiones de GEI relacionadas con la energía, hay una propuesta de 5 medidas y aunque muchas de ellas se incluyen dentro de los INDCs presentados, hay margen para su adopción a ampliarse y elevar su nivel de ambición.

- **China sigue estando en el centro de la demanda energética mundial**

El panorama energético global puede cambiar según se confirme la tendencia de estos últimos años de un crecimiento menor de su economía, la transición a un modelo productivo en China hacia sectores menos intensivos en energía y con la transformación en curso de su sistema energético.

El peso de China en el mundo de la energía es enorme: sigue siendo con mucho el mayor productor y consumidor de carbón del mundo; el país instalará más potencia de generación eléctrica renovable que cualquier otro país; y hacia

2030, superará a Estados Unidos como mayor consumidor de petróleo y tendrá un mercado de gas más grande que el de la Unión Europea. La demanda energética total de China en 2040 será casi el doble que la de Estados Unidos. Pero los cambios estructurales de su economía, que favorecerán la expansión del sector de los servicios más que de la industria pesada (es probable que la producción de acero y cemento hayan alcanzado su punto máximo en 2014), significan que se requerirá un 85% menos de energía que en los últimos 25 años para generar cada unidad del futuro crecimiento económico. Las decisiones en materia de política energética también cambiarán la fisonomía del sistema energético chino y su ritmo de expansión. China introducirá un sistema de comercio de emisiones en 2017, que cubrirá el sector eléctrico y la industria pesada, y ayudará a moderar el consumo de carbón. La mitad del uso energético de China actualmente, frente a solo un 3% en 2005, está ya sujeta a estándares de eficiencia energética obligatorios y las continuas mejoras en este ámbito, junto con el despliegue a gran escala de las energías eólica, solar, hidráulica y nuclear, conducirán a un estancamiento, seguido de un pico de emisiones de CO₂ alrededor de 2030.

- **Papel de la India en los mercados energéticos futuros**

La India —país en el que se centra uno de los estudios en profundidad del *WEO-2015*— contribuye con la mayor proporción de crecimiento, en torno a un cuarto, de la demanda energética mundial. Actualmente India cuenta con

un sexto de la población mundial y constituye la tercera economía más grande del mundo; sin embargo, representa solamente el 6% del uso de energía mundial y uno de cada cinco habitantes —240 millones de personas— todavía carece de acceso a la electricidad. Las políticas en marcha para acelerar la modernización del país y desarrollar su base industrial, están generando un período sostenido de rápido crecimiento del consumo energético. En especial la participación de carbón en el mix energético de generación, aumentará casi el doble convirtiendo a este país en de mayor crecimiento en la demanda de carbón. India será a partir del año 2020 el mayor importador de carbón del mundo (superando incluso a China) y el segundo productor. La demanda de petróleo aumentará más que en ningún otro país, rondando los 10 millones de barriles diarios (Mbb/d) a finales del período y con una dependencia del 90% en 2040. Aunque también intensificará también su desarrollo de tecnologías de bajas emisiones de CO₂, hay incertidumbre sobre el ritmo de penetración de las renovables o la nuclear (objetivo de alcanzar, para 2030, que fuentes no fósiles supongan el 40% de la potencia del sector eléctrico).

- **Los precios de la energía, en especial del petróleo, y su tendencia**

Las implicaciones de los actuales y futuros escenarios de precios del petróleo han generado incertidumbres en los mercados. Aunque la AIE apuesta por un aumento hasta los 80\$/b en 2020 como punto de equilibrio del mercado, se ha desarrollado un Escenario de precios

bajos de petróleo (**Low Oil Price Scenario**) con posibilidades de mantenerse en el entorno de los 50 \$/bbl hasta el final de la presente década, antes de aumentar progresivamente hasta los 85 USD/barril en 2040. Esto daría lugar a un crecimiento más bajo de la economía global a corto plazo; un Oriente Medio más estable y un cambio duradero de la estrategia de producción de la OPEP a favor de asegurar una cuota más elevada del mercado petrolífero. Esta situación puede ser positiva para los países consumidores pero también puede comportar a más largo plazo cambios en los flujos del comercio, una concentración de la producción y las exportaciones en ciertas áreas (Oriente Medio), en detrimento de una producción más diversificada (menor actividad en EE.UU. y en los países con recursos más caros para su extracción) y mayor fragilidad desde el punto de vista de la seguridad de suministro (creciente dependencia del crudo importado de Oriente Medio y el riesgo de un fuerte repunte de los precios si las inversiones se reducen demasiado. También repercutirá en las inversiones, las políticas y los planes de reducción de emisiones (comportamiento del consumidor, inversiones en eficiencia energética y en renovables). Habrá una demanda mayor, liderada por el sector del transporte, que eleva el uso del petróleo hasta los 107 Mbbbl/d en 2040.

La perspectiva para los biocombustibles en un Escenario de precios bajos se ve afectada por la disponibilidad de combustibles convencionales para transporte más baratos, y una ralentización de las inversiones en tecnologías más eficientes para la mejora energética de coches,

camiones, aviones y otros (se estima casi el 15% del ahorro energético del escenario central, renunciando a un ahorro por un valor de unos 800.000 M\$ y retrasando así la necesaria transición energética.

En el lado positivo, también, la oportunidad abierta para la reducción o eliminación de subsidios al uso ineficiente de petróleo (con una factura que ya se ha reducido por debajo de los 550.000 M\$ en 2014).

La durabilidad de este escenario depende de la capacidad y la voluntad de los mayores poseedores de recursos de bajo coste para producir a niveles mucho más elevados que en el escenario central. En el Escenario de precios bajos, la cuota de Oriente Medio en el mercado del petróleo acaba siendo más elevada que en los últimos cuarenta años.

- **El sector eléctrico y las emisiones de CO₂**

La electricidad gana terreno en muchos sectores de uso final y, en 2040, representará casi un cuarto del consumo energético final; el sector eléctrico lidera el camino hacia un sistema energético sin emisiones de CO₂. Los países no-OCDE son responsables de siete de cada ocho unidades adicionales de demanda de electricidad.

En cuanto a las energías renovables, su desarrollo depende de las inversiones en estas tecnologías. La hipótesis de inversión en nueva potencia instalada Renovable/No renovable (60/40) hasta 2040, la generación eléctrica

mundial basada en renovables aumentará unos 8300 TWh (más de la mitad del aumento de la generación total). Con una mayor producción a partir de las energías renovables y la nuclear, y plantas térmicas más eficientes, las emisiones de CO₂ procedentes de la generación eléctrica crecerán con una tendencia mucho menor (hasta 0,2tCO₂/MWh); durante los últimos 25 años, esta relación fue de 1/1.

- **Papel del carbón y del gas natural**

Carbón: La proporción del carbón ha aumentado en el mix energético mundial de un 23% en 2000 al 29% actual, y seguirá aumentando hasta cerca del 41% pero parece hay un cambio de tendencia bajando a 30%. Asia consumirá cuatro de cada cinco toneladas del carbón mundial, y el carbón seguirá siendo la base del sistema eléctrico en muchos países en el escenario central, aunque descenderá en otras regiones (EEUU y UE).

Gas Natural: el gas natural constituye una buena opción para reducir gradualmente las emisiones de CO₂ del sistema energético: un aumento del consumo de casi el 50% lo convierte en el combustible fósil de más rápido crecimiento. China y Oriente Medio son los principales centros de crecimiento de la demanda de gas, convirtiéndose en mayores consumidores que la Unión Europea, donde el consumo de gas no volverá al punto máximo alcanzado en 2010. A corto/medio plazo y con gas a precios bajos hay mucho gas a precios competitivos, pero la expansión a largo plazo se ve limitada por políticas de eficiencia, sobre todo en el

sector de los edificios, y por la competencia de las renovables y (en algunos países) del carbón en la generación de electricidad; La mayor expansión del gas correspondería a GNL. El gas no convencional representa en torno al 60% del crecimiento del suministro mundial de gas, pero la extensión de su desarrollo más allá de Norteamérica, es muy incierta.

- **La eficiencia está entrando en las políticas energéticas: las medidas de eficiencia están ganando fuerza**

La eficiencia energética desempeña un papel clave a la hora de limitar a un tercio el crecimiento de la demanda mundial de energía hacia 2040, mientras la economía mundial crece en un 150%.

Las medidas de eficiencia de los países OCDE e iniciativas en varios países clave no-OCDE (China, India etc...) van cubriendo una faceta que aún tiene un gran potencial así como cambio del diseño del producto, la reutilización y el reciclaje en los procesos de producción.

1.1.4 Cambio climático y energía: la COP 21 de París

1.1.4.1 Antecedentes

El proceso de lucha contra el cambio climático a nivel global comenzó con la firma en 1992 del Convenio Marco de Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC). La Convención es un documento «marco», es decir, un texto que

debe enmendarse o desarrollarse con el tiempo para que los esfuerzos frente al calentamiento atmosférico y el cambio climático puedan orientarse mejor y ser más eficaces. Entró en vigor el 21 de marzo de 1994. Las denominadas «Partes en la Convención» son actualmente los 195 países que la han ratificado. En esta Convención se estableció una división entre **países Anexo I** (los países de la OCDE y los más avanzados de la antigua URSS) que deberían establecer políticas y medidas para la mitigación del cambio climático y **países no-Anexo I** que únicamente deberían informar de sus inventarios de emisiones. La idea principal era que los países desarrollados empezaran a tomar medidas para limitar o reducir las emisiones de los gases de invernadero de origen antropogénico. En esta primera etapa a los países no-Anexo I se les liberaba de cualquier obligación en cuanto a reducción o limitaciones de gases de efecto invernadero.

A partir de la entrada en vigor de la UNFCCC se generó un mecanismo para la participación de los miembros en asambleas generales anuales denominadas **Conferencias de las Partes (CoP)** en las que se tomarían las decisiones sobre medidas, regulación, funcionamiento de los acuerdos, etc. La primera CoP que tuvo relevancia fue la **CoP 3 de Kioto** en 1997 en la que se firmó el **Protocolo de Kioto**² (adoptado el 11 de diciembre de 1997, y que entró en vigor el 16 de febrero de 2005).

A partir de la entrada en vigor del Protocolo de Kioto el proceso de negociación se volvió muy

complejo y difícil de seguir ya que se establecieron grupos ad-hoc para cada tema: mecanismos flexibles, seguimiento del protocolo, extensión del periodo de cumplimiento del protocolo, negociación siguiente periodo, etc.) y aunque había avances en temas puntuales y de procedimiento, no se avanzaba en temas clave tales como la participación de todos los países, o a la eventual continuidad del protocolo a partir de su finalización en 2012. Por otra parte los informes del Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) daban pruebas cada vez más fiables y certeras de las consecuencias del calentamiento global de origen humano en el futuro, estableciendo el límite de subida a 2 °C la temperatura en el año 2100 respecto a los niveles preindustriales (aprox. 1850) para evitar los efectos irreversibles del calentamiento global.

En la CoP de Copenhague (2009) había muchas expectativas de encauzar las negociaciones para conseguir un acuerdo post-Kioto pero no se cumplieron los objetivos: ni la firma de un acuerdo de reducciones cuantificadas para 2050, ni tampoco se consiguieron acuerdos a corto plazo para dar continuidad al Protocolo de Kioto, no obstante, sí hubo avances en cuanto a la mención por primera vez del objetivo de 2 °C y que habría un Fondo para mitigación.

En las siguientes CoPs ya se comenzaron las negociaciones para llegar a: un nuevo protocolo legalmente vinculante, otro instrumento legal o una solución pactada con fuerza legal" (aunque sin precisar el alcance), que se aplicaría a todas las Partes de la UNFCCC, que se decidiría en 2015 y entraría en vigor en 2020.). En el ámbito del Pro-

² <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

protocolo de Kioto varias³ partes aceptaron la **continuidad del Protocolo a través de un segundo periodo de compromiso** que comenzaría el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2020.

1.1.4.2 La CoP 21 de París

El acuerdo adoptado es el primer acuerdo universal de lucha contra el cambio climático: 186 firmantes, tanto países desarrollados como en vías de desarrollo (se abandona la distinción Anexo I/ no-Anexo I), se comprometen de manera conjunta a tomar las medidas necesarias hacia una economía baja en carbono.

El Acuerdo de París, **es jurídicamente vinculante, aunque no en su totalidad**: no lo son los objetivos nacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (las trabas puestas por varios países (China, Estados Unidos o la India entre otros) no lo permitieron).

Para asegurar que se alcanza el objetivo de menos 2 °C, la primera revisión de las contribuciones nacionales tendrá lugar en 2018, y la primera actualización de las mismas será en 2020.

Las características del Acuerdo son:

- **Objetivo:** Mantener la temperatura media mundial «muy por debajo (*well beyond*)» de

³ Los países industrializados que firmarán el segundo periodo son Australia, Islandia, la Unión Europea, Nueva Zelanda, Suiza, Noruega y los países en transición a una economía de mercado son Ucrania, Kazakstán, Bielorrusia y Croacia. Japón y Rusia Canadá declararon que no lo aceptarían.

2 °C respecto a los niveles preindustriales, aunque los países se comprometen a realizar «todos los esfuerzos necesarios» para que no se rebasen los **1,5 °C** y evitar así «los impactos más catastróficos del cambio climático».

- **Forma legal:** El acuerdo adoptado es **legalmente vinculante pero no la decisión que lo acompaña ni los objetivos nacionales de reducción de emisiones**. No obstante, el mecanismo de revisión de los compromisos de cada país, sí es jurídicamente vinculante para así garantizar el cumplimiento.
- **Reducción de emisiones:** 187 países han entregado compromisos nacionales de lucha contra el cambio climático para 2020-2025: ***Intended Nationally Determined Contributions (INDC's)*** que deberán formalizarse en el momento en que se acceda / ratifique el acuerdo. Los países que no lo han hecho deberán presentarlos para poder formar parte del acuerdo. Cada Estado se compromete a tomar las medidas necesarias para cumplir con su contribución. Se permite el uso de mecanismos de mercado (compraventa de emisiones) para cumplir sus objetivos.
- **Revisión:** Los países revisarán sus compromisos al alza **cada cinco años**, con la idea de ir aumentando la ambición con el tiempo para asegurar que se alcanza el objetivo de mantener la temperatura «muy por debajo» de 2 °C. **La primera revisión de las contribuciones nacionales tendrá lugar en 2018, y la primera actualización de las mismas será en 2020 (para el período 2025-2030).**



- **Cumplimiento:** No habrá sanciones, pero habrá un mecanismo transparente de seguimiento del cumplimiento y que advierta antes de que expiren los plazos si los países van o no por la senda del cumplimiento.
- **Objetivo a largo plazo:** Las Partes se proponen que las emisiones toquen techo «tan pronto como sea posible», reconociendo que esta tarea llevará más tiempo para los países en vías de desarrollo, y que se efectúen reducciones rápidas a partir de ese momento. Además, los países se comprometen a lograr «un equilibrio entre los gases emitidos y los que pueden ser absorbidos» en la segunda mitad de siglo, lo que viene a suponer cero emisiones netas o, dicho de otro modo: no se pueden emitir más gases que los que puedan ser absorbidos sumideros naturales (bosques y vegetación) o por técnicas de captura y almacenamiento geológico.
- **Financiación:** El acuerdo dice que los países desarrollados «deben» contribuir a financiar la mitigación y la adaptación en los Estados en desarrollo, y anima a otros países que estén en condiciones económicas de hacerlo a que también aporten voluntariamente. Las naciones ricas deberán movilizar un mínimo de 100.000 millones anualmente desde 2020 para apoyar la mitigación y adaptación al cambio climático en los países en desarrollo, así como revisar al alza esa cantidad antes de 2025.
- **Pérdidas y daños:** Se reconoce la necesidad de poner en marcha el «Mecanismo de Pérdidas y Daños» asociados a los efectos más adversos del cambio climático, pero no detalla ninguna herramienta financiera para abordarlo.
- **Adopción y entrada en vigor:** La adopción formal (firma) tendrá lugar en una ceremonia de alto nivel en la sede de Nueva York de las Naciones Unidas, el 22 de abril de 2016. El Acuerdo de París entrará en vigor 30 días después de que al menos 55 Partes, que sumen en total al menos 55% de las emisiones globales, lo hayan ratificado.

1.1.4.3 Otras Iniciativas paralelas a La CoP 21 de París

Durante las negociaciones de la COP 21 también surgieron una serie de iniciativas relacionadas con la Innovación y las energías limpias.

- **Alianza Geotérmica Mundial:** auspiciada por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) aspira a lograr un aumento del 500% de la potencia instalada mundial de geotérmica en generación de energía (60 GW instalados y operativos en 2030 frente a 20GW actuales), y un aumento del 200% en calefacción geotérmica para el 2030. La integran 38 países y más de 20 socios industriales.
- **African Renewable Energy Initiative (AREI): 300 GW 2030 target.** El objetivo general de AREI es 300 GW de electricidad para África en 2030 a partir de fuentes limpias, asequibles y adecuadas de energía. En 2020 se pretende tener 10 GW de potencia nueva instalada de energía renovable. Está apoyado por los paí-



ses africanos y se complementa con el anuncio por parte de Francia de proporcionar 2.000 M€ para energías renovables en África entre 2016 y 2020.

- **International Solar Alliance (ISA)** promovida por el Gobierno de la India y firmada por 120 países.
- **Mission Innovation (MI)** «para acelerar la revolución de las energías limpias» Liderada por EEUU. Varios países⁴ se han comprometido a acelerar la revolución de la energía limpia doblando las inversiones gubernamentales en innovación en este tipo de energías, incrementando la colaboración público-privada y fomentando la transferencia tecnológica.
- **Breakthrough Energy Coalition**, proyecto para el que ha conseguido poner de acuerdo a una treintena de los empresarios más poderosos del mundo. El plan es la inversión para el desarrollo de las primeras fases de fuentes de energía limpias y baratas y que aún no son económicamente rentables.
- Creación del **Consejo Solar Global**, compuesto fundamentalmente por asociaciones de energías renovables y de energía solar de los cinco continentes, y con sede en China. El Consejo nace con el objetivo de impulsar la energía fotovoltaica a nivel mundial a través

de la búsqueda de una voz única del sector ante los organismos internacionales, de incrementar la colaboración entre los diferentes países y de dar apoyo a los mercados solares emergentes.

1.1.5. **Firma de la Carta Internacional de la Energía (20 mayo 2015)**

El 20 de mayo de 2015 se firmó, durante una Conferencia Ministerial celebrada en La Haya, **la Carta Internacional de la Energía (IEC)**, una declaración de intención política cuyo objetivo es reforzar la cooperación entre los signatarios y definir principios comunes para la cooperación energética internacional.

La IEC se enmarca dentro del proceso de modernización de la Carta de la Energía que tiene, entre otros objetivos, su extensión a un mayor número de países. El texto se negoció a lo largo de 2014 y contó con la participación de más de 70 países, incluyendo actuales signatarios y terceros países potenciales signatarios. La base del texto es la Carta Europea de la Energía de 1991, cuyos principios básicos se han mantenido. España es signataria de la Carta Europea de la Energía de 1991, así como del Tratado de la Carta de la Energía de 1994 que ha firmado y ratificado al igual que las Comunidades Europeas y los Estados Miembros de la UE.

La Carta Internacional de la Energía refleja algunos de los desafíos más importantes a los que tiene que enfrentarse el sector energético del siglo XXI, como por ejemplo:

⁴ Australia, Brasil, Canadá, Chile, China, Dinamarca, Francia, Alemania, India, Indonesia, Italia, Japón, México, Noruega, Corea, Arabia Saudita, Suecia, Reino Unido, E.A.U. y EE.UU.



- El peso cada vez mayor de los países emergentes en lo relativo a la seguridad energética.
- El trilema entre seguridad energética, desarrollo económico y protección medioambiental.
- El papel del comercio energético en el desarrollo sostenible.
- La necesidad de promover el acceso a servicios energéticos modernos, reducir la pobreza energética y fomentar las energías limpias.
- La necesidad de diversificar las fuentes y rutas de suministro energético.
- El papel de la integración regional de los mercados energéticos.
- La convivencia y búsqueda de sinergias entre los documentos multilaterales y acuerdos sobre energía desarrollados en las dos últimas décadas, además de la articulación de la cooperación entre los distintos foros y organizaciones multilaterales del sector energético.

La Carta Internacional de la Energía fue firmada-adoptada por: Afganistán, Albania, Armenia, Austria, Bangladesh, Bielorrusia, Bélgica, Benin, Bosnia y Herzegovina, Bulgaria, Burundi, Camboya, Chad, Chile, China, Colombia, Croacia, Chipre, República Checa, Dinamarca, La Comunidad Económica de los Estados de África Occidental (ECOWAS), Estonia, Unión Europea, Euratom, Finlandia, Francia, Georgia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Japón, Jordania, Kazajistán, República de Corea, Kirguistán, Letonia,

Liechtenstein, Lituania, Luxemburgo, Malta, Mauritania, Moldavia, Mongolia, Montenegro, Marruecos, Países Bajos, Nigeria, Noruega, Paquistán, Palestina, Polonia, Portugal, Rumanía, Serbia, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suiza, Suecia, Tanzania, Macedonia, Turquía, Turkmenistán, Uganda, Ucrania, Reino Unido, Estados Unidos, Uzbekistán y Yemen.

1.2 EVOLUCIÓN EN LA NORMATIVA DE LA UNIÓN EUROPEA EN 2015

1.2.1 Nueva legislación energética

Durante 2015 la Unión Europea ha aprobado la siguiente legislación en materia de energía:

- REGLAMENTO (UE) 2015/1017 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de junio de 2015 relativo al Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas, al Centro Europeo de Asesoramiento para la Inversión y al Portal Europeo de Proyectos de Inversión, y por el que se modifican los Reglamentos (UE) n o 1291/2013 y (UE) n o 1316/2013 —el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas—.

En el marco de una estrategia global dirigida a reducir la incertidumbre que rodea las inversiones públicas y privadas y reducir el déficit de inversión de la Unión se establece el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas, una garantía de la UE, un Fondo de Garantía de la UE, un Centro Europeo de Asesoramiento para la Inversión y un Portal Europeo de Proyectos de Inversión.



La estrategia tiene tres pilares: movilizar fondos para inversiones, hacer llegar las inversiones a la economía real y mejorar el entorno de inversión en la Unión.

- REGLAMENTO (UE) 2015/848 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 20 de mayo de 2015 sobre procedimientos de insolvencia.
- REGLAMENTO (UE) 2015/1222 DE LA COMISIÓN de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones.
- DIRECTIVA (UE) 2015/652 DEL CONSEJO de 20 de abril de 2015 por la que se establecen métodos de cálculo y requisitos de notificación de conformidad con la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo.
- DIRECTIVA (UE) 2015/1513 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 9 de septiembre de 2015 por la que se modifican la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo, y la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- DIRECTIVA (UE) 2015/1535 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 9 de septiembre de 2015 por la que se establece un procedimiento de información en materia de regulaciones técnicas y de reglas relativas a los servicios de la sociedad de la información (versión codificada).

- DIRECTIVA (UE) 2015/1787 DE LA COMISIÓN de 6 de octubre de 2015 por la que se modifican los anexos II y III de la Directiva 98/83/CE del Consejo, relativa a la calidad de las aguas destinadas al consumo humano.

1.2.2 Unión Energética

A pesar de que la Unión Europea cuenta con una política energética cuyo núcleo principal es el Tercer Paquete de Clima y Energía, la evaluación del mismo junto con la situación de crisis del gas de Ucrania de 2014 han demostrado que para cumplir los objetivos energéticos en el 2020 y posteriores, asegurar la sostenibilidad, seguridad de suministro y competitividad de la energía y poder completar el mercado interior de la energía se requiere dar un paso más.

Durante el Consejo Europeo de octubre de 2014, los jefes de Estado y de Gobierno de los Veintiocho señalaron la necesidad de realizar con urgencia todos los esfuerzos posibles para completar y conectar el mercado interior de la energía. Además, se invitaba a la Comisión a tomar medidas urgentes para lograr el objetivo mínimo del 10% en interconexión eléctrica para el 2020, así como de informar regularmente al Consejo con el objetivo de alcanzar el 15% de interconexión en el 2030.

El Consejo Europeo de diciembre de 2014 invitaba a la Comisión a presentar una propuesta coherente de Unión de la Energía antes del Consejo Europeo de marzo. El Presidente de la Comisión proponía el 25 de febrero el paquete de febrero sobre la **Unión de la energía**, que continuaba su



desarrollo con el **paquete de verano** adoptado el 15 de julio de 2015 y con el **paquete de otoño** de 18 de noviembre de 2015.

Paquete de primavera: 25 de febrero de 2015

- La Estrategia Marco para una Unión de la Energía Contiene los 5 pilares fundamentales: Seguridad energética, solidaridad y confianza / Un mercado europeo de la energía completamente integrado / Eficiencia energética que contribuya a moderar la demanda / La Descarbonización de la economía: Investigación, Innovación y Competitividad.
- **La Comunicación:** «Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10%. Preparación de la red eléctrica europea de 2020» de 25 de febrero de 2015, que establece las medidas necesarias para alcanzar el objetivo del 10 % de interconexión eléctrica de aquí a 2020. En ella se indican los Estados miembros que actualmente cumplen ese objetivo y los proyectos que podrían colmar lagunas de aquí a 2020. Se reconoce a las interconexiones como partes fundamentales de la Unión Energética, que aumentarán la seguridad de suministro de la UE y permitirán tener unos precios más competitivos en la región. También es un aspecto crucial para el desarrollo sostenible y la des-carbonización del mix energético. Estas razones hacen de las interconexiones de los mercados eléctricos una prioridad política para la UE.
- **La Comunicación:** «El Protocolo de París, un plan rector para combatir el cambio climático más allá

de 2020» acerca de un acuerdo mundial sobre el clima con miras a la reunión de la COP que se celebra en París en diciembre de 2015. Lo que se pretende es alcanzar un acuerdo mundial transparente, dinámico y jurídicamente vinculante en el que todas las partes suscriban compromisos ambiciosos.

La implementación de este primer paquete ha abierto frentes nuevos : La Consulta sobre una Estrategia para el Gas Natural Licuado y el almacenamiento de gas, con el objetivo de explorar el potencial del GNL y su almacenamiento a medio y largo plazo e identificar cómo se puede aumentar la seguridad de suministro y competitividad de la oferta en la UE. La Estrategia cubre tanto la dimensión UE como la internacional. Estrategia calefacción y refrigeración/ Strategic Energy Technology (SET) Plan Conference.

Paquete de verano: 15 de julio de 2015

La Comisión Europea presentó el llamado Paquete de Verano, que incluye diversas propuestas articuladas en torno a 4 iniciativas (3 de la DG ENERGY y una de la DG CLIMA):

- **La Comunicación sobre los consumidores de energía**, se basa en 3 pilares estratégicos: Ayudar a los consumidores a ahorrar dinero y energía mediante más información/dar a los consumidores mayores opciones a la hora de seleccionar su participación en los mercados energéticos /mantener el más alto nivel en la protección de los consumidores. Está acompañado del documento de trabajo. Se centra en sistemas



a escala micro y pequeña, con una capacidad eléctrica instalada generalmente por debajo de 500 kW.

- La *Comunicación sobre cómo debería ser el nuevo diseño del mercado de la electricidad* se iniciaba con una consulta pública que contempla cómo satisfacer las expectativas de los consumidores. Dicha consulta se complementa con la consulta sobre la prevención de riesgos en el área de la seguridad de suministro de electricidad.
- La propuesta de *Reglamento que revisa la Directiva de etiquetado de eficiencia energética* (se publica junto con sus Anexos, Análisis de Impacto, y el Resumen Ejecutivo del Análisis de Impacto) que pretende garantizar la coherencia y la continuidad, y asegurar que los consumidores son capaces de tomar decisiones razonadas que les ayuden a ahorrar energía y dinero. En el consejo de Energía de 26 de noviembre de 2015 se ha iniciado el proceso legislativo para su aprobación.
- El régimen de comercio de derechos de emisión (*Emissions Trading System, ETS*). La propuesta incluye una propuesta de Directiva, Anexos, Análisis de Impacto, y un Resumen Ejecutivo del Análisis de Impacto. La Comisión revisó el régimen de comercio de derechos de emisión a fin de garantizar que siga siendo la manera más eficaz y rentable de reducir las emisiones en la próxima década. Este es el primer paso legislativo hacia la aplicación del compromiso de la UE de reducir al menos un 40 % sus emisiones de gases de efecto invernadero antes de 2030. La Comisión también ha publicado un

documento con preguntas y respuestas detalladas sobre el ETS.

Paquete de otoño: 18 de noviembre de 2015

Documentos adoptados por la Comisión en el paquete de otoño.

- *Comunicación de la Comisión sobre el Estado de la Unión energética 2015*. Evalúa el progreso realizado durante los últimos 9 meses, identifica los puntos clave sobre los que fijar la atención política en el 2016. Se estructura sobre las cinco dimensiones de la Unión energética:
 1. Descarbonización de la economía: progreso en el mercado de derechos de emisión; nuevo diseño del mercado eléctrico con un aumento de la cuota de energías renovables; y la necesidad de inversiones en redes, generación, eficiencia e innovación. Al menos un 20% del presupuesto UE para 2014-2020 debe ser relativo al clima. Más de 110.000 mill € estarán disponibles a través de los fondos europeos estructurales y de inversión.
 2. Eficiencia energética: se ha progresado adecuadamente en cuanto al objetivo del 20% de eficiencia para el 2020. en 2016: La Comisión prevé presentar propuestas legislativas sobre la Directiva de EE para adaptarla al objetivo del 27% para 2030. Se revisará la Directiva de EE en Edificios. Se presentará una Estrategia para la calefacción y refrigeración.



3. Un mercado interior de la energía completamente integrado proyectos acabados: el cable eléctrico entre Italia y Malta, finalización del enlace entre los países bálticos con Finlandia y Suecia permitiendo su acceso al Nord Pool y la inauguración de la interconexión entre España y Francia doblando la capacidad de transmisión entre ambos países. También recoge los últimos logros en materia gasista (terminal de GNL en Lituania, acuerdo sobre la nueva interconexión entre Polonia y Lituania y la interconexión entre Hungría y Eslovaquia). Las conclusiones de este apartado señalan: la diferencia que existe entre los EEMM en materia de infraestructuras y ratio de interconexión, España está dentro de los 8 EEMM que permanecen por debajo del objetivo de interconexión establecido para el 2020 (10%); aún hacen falta interconexiones para desarrollar el mercado interior de la electricidad.

4. Seguridad energética, solidaridad y confianza. En 2016: la Comisión revisará el Reglamento de Seguridad de Suministro de gas, propondrá una estrategia de GNL y almacenamiento de gas y la revisión de la Decisión sobre Acuerdos Intergubernamentales, la Comisión propondrá también un nuevo instrumento legislativo sobre la seguridad de suministro eléctrico designado para aumentar la transparencia. En el ámbito nuclear se publicará un nuevo programa (PINC). En las Conclusiones se menciona explícitamente que hay que mejorar la conexión entre España y Francia y que hay que asegurar que todos los EEMM tienen acceso a hubs *líquidos* y que se pueden beneficiar de las capacidades

de GNL que han desarrollado o que tienen el potencial de desarrollar los países.

5. Investigación, innovación y competitividad. En 2016 la Comisión presentará una estrategia integrada para la I+i+competitividad.

En los anexos se recogen tanto la hoja de ruta para la Unión energética como la Guía para los EEMM sobre los planes nacionales de clima y energía como parte de la gobernanza de la Unión energética. Establece un calendario para el desarrollo de dichos planes. Recoge los objetivos generales y ámbito de aplicación de los planes nacionales: cubrirán el periodo de 2021-2030 así como una perspectiva a 2050.

- La segunda lista de **Proyectos de Interés Común (PCI)** que contiene los proyectos de infraestructuras que se precisan urgentemente para alcanzar las metas y objetivos de la política energética.
- Un informe sobre los avances conseguidos en materia de **eficiencia energética**, según el cual, el esfuerzo colectivo de los Estados miembros corresponde a un ahorro de energía primaria de 17,6% en 2015, y se sigue confiando en la posibilidad de alcanzar el 20% en 2020.
- Un informe sobre los avances logrados en materia de **acción por el clima**, el cual pone de manifiesto que la UE ha conseguido resultados particularmente favorables en el desacoplamiento entre crecimiento económico y emisiones de gases de efecto invernadero. La UE, además, se encuentra en vías de alcanzar tanto



los objetivos fijados en el Protocolo de Kioto, como el objetivo de reducir en un 20 % esas emisiones de aquí a 2020. Se necesitan, sin embargo, más medidas para poder realizar el objetivo de 2030.

- Un documento de trabajo de los servicios de la Comisión sobre las tendencias en el **consumo de energía** que muestra que, a pesar de las mejoras logradas, los mercados de la electricidad y el gas siguen sin funcionar como deberían hacerlo.
- Un informe sobre la aplicación de la **Estrategia Europea de Seguridad Energética**, informe este que actualiza la situación de la Unión Europea en lo referente a la seguridad energética y expone las medidas que se han tomado para mejorarla desde la adopción de la Estrategia en mayo de 2014.
- Un informe sobre la aplicación de la **Directiva de seguridad nuclear** de 2009, según el cual se observa, en general, un buen nivel de cumplimiento de sus disposiciones.
- Un resumen de las **existencias de petróleo** disponibles en los Estados miembros, existencias de las que la Directiva en la materia obliga a la Comisión a informar periódicamente. El documento de trabajo de los servicios de la Comisión da respuesta a esta obligación ofreciendo una actualización de esas existencias en la UE.
- Una propuesta de Reglamento sobre **estadísticas de precios** de la electricidad y el gas natural

que, tras su adopción, mejorará las estadísticas europeas de los precios de la energía.

- Una consulta pública sobre la futura **revisión de la Directiva de las energías renovables**.

1.2.3 Interconexiones energéticas

1.2.3.1 *Cumbre para las Interconexiones energéticas entre España, Francia, Portugal, la Comisión Europea y el BEI (Madrid, 4 de marzo de 2015)*

El Presidente de Francia, François Hollande, el Presidente del Gobierno de España, Mariano Rajoy, el Primer Ministro de Portugal, Pedro Passos Coelho y el Presidente de la Comisión Europea, Jean Claude Juncker, se reunieron en Madrid, el día 4 de marzo de 2015, para firmar la llamada Declaración de Madrid. Los compromisos del acuerdo son:

- En interconexiones eléctricas, aumentar la capacidad actual de intercambio entre España y Francia (2.800 MW) hasta los 8.000 MW. Para ellos realizarán 3 proyectos:
 - Línea submarina por el Golfo de Vizcaya, con la que se alcanzarán los 5000 MW.
 - Dos interconexiones por los Pirineos: Cante-grit-Navarra y Marsillon y Aragón, para alcanzar los 8.000 MW.
- En interconexiones gasistas, estudiar la adecuación de los sistemas nacionales para aumentar

la actual capacidad de interconexión España-Francia mediante el gasoducto MIDCAT.

- Con respecto a la financiación de los proyectos podrán optar a las ayudas recogidas en el «Plan Juncker», los fondos CEF y a los instrumentos financieros del Banco Europeo de inversiones (BEI).

1.2.3.2 Grupo de Alto Nivel del Suroeste de Europa sobre interconexiones

Se constituyó el 30 de Junio de 2015 en París. Su objetivo es la supervisión de los proyectos incluidos en la Declaración de Madrid.

1.3 PRESENTACIÓN DEL INFORME DE LA AIE «ENERGY POLICIES OF IEA COUNTRIES SPAIN 2015 REVIEW»

Una parte importante de los cometidos de la AIE, es el proceso de las revisiones en profundidad de las políticas energéticas de los países miembros que se realizan cada 4 o 5 años. Un equipo oficial compuesto por expertos de los países miembros coordinados por la secretaria de la AIE, visitan el país, y posteriormente preparan un informe en el que se describe la situación de la política energética, su evolución desde la última revisión y en el que se sugieren una serie de recomendaciones y críticas para conseguir los objetivos.

En España, la revisión se realizó a lo largo del año 2014 y la presentación oficial de la publicación «Energy Policies of IEA Countries Spain 2015

Review»⁵ se hizo en Madrid el día 23 de julio de 2015 por parte de la Directora Ejecutiva de la AIE y del Ministro de Industria, Energía y Turismo. Las principales conclusiones de la AIE sobre España son las siguientes:

- Desde la última revisión de la política energética española por parte de la AIE, que tuvo lugar en 2009, España ha conseguido reducir del 80% al 70% su dependencia de las **importaciones energéticas**, en parte por el rápido incremento de las energías renovables.
- La AIE destaca que la magnitud del déficit acumulado en el **sistema eléctrico** español llevó al Gobierno a afrontar desde 2012 una profunda reforma del sector eléctrico con la que se ha conseguido resolver este problema estructural. Por ello insta a España a continuar aplicando el principio de no permitir nuevos costes en el sistema si no se compensan con los correspondientes ingresos para mantener su equilibrio y la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.
- En relación al **sector gasista**, la AIE felicita a España por las medidas adoptadas en 2014 para atajar el déficit que acumulaba el sistema gasista debido a la reducción de los ingresos principalmente, por la caída de la demanda en los últimos años. El informe subraya el alto nivel de seguridad de suministro de España, tanto de petróleo como de gas, debido a la elevada diversificación de las importaciones y a su gran

⁵ http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/IDR_Spain2015.pdf

capacidad de almacenamiento. En relación con el sistema gasista español, destaca que España cuenta con un tercio de la capacidad de regasificación de la UE y con la estructura de importación más diversificada de Europa. Apoya la puesta en marcha de un hub organizado de gas durante 2015 como medida para proporcionar un precio nacional de referencia y mejorar la transparencia del mercado.

- En materia de **interconexiones eléctricas y gasistas**, la AIE considera necesario que España incremente su nivel de interconexiones con el resto de la UE, especialmente con Francia, a fin de fomentar la integración de mercados, mejorar la seguridad de suministro y facilitar la integración de energía renovable. Reconoce en

este sentido la importancia que tendrá el apoyo político y económico de la Unión Europea a la hora de implementar estos proyectos.

- En cuanto a la **eficiencia energética**, el informe recomienda que España desarrolle una estrategia a largo plazo, centrada sobre todo en la gestión de la demanda y la mejora de la eficiencia energética, que permita alcanzar los objetivos de energía y clima de la UE para 2030, así como desarrollar incentivos para favorecer la reducción de emisiones y la transición hacia una economía de bajo carbono. En este sentido, destaca la puesta en marcha en julio de 2014 del Fondo Nacional de Eficiencia Energética como una importante fuente de financiación para el desarrollo de acciones en esta materia.

2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



2.1 DEMANDA DE ENERGIA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2015, incluyendo el consumo para usos no energéticos fue de 87.739 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 0,7% superior al de 2014. 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 se inició una continua tendencia de descenso de la demanda energética en la industria de los últimos años, al bajar su actividad. Los datos aún muy provisionales que se disponen para 2015, parecen indicar que no continúa esta tendencia, manteniéndose niveles de demanda energética en 2015 similares a los de 2014. En los sectores residencial y terciario, la demanda se ha incrementado por la mayor actividad en servicios, dado que no ha habido influencia significativa en las condiciones

climáticas. La demanda en el transporte ha aumentado, confirmando el cambio de tendencia del año pasado.

La demanda final de energía eléctrica ha aumentado un 1,2% en 2015 respecto al año anterior, donde ha sido determinante la actividad económica y las diferencias estructurales del consumo. En relación con los combustibles, de nuevo se produce una disminución de un 2,9% en el consumo final de gas. El consumo de productos petrolíferos por el contrario aumenta un 1,5% respecto al 2014. 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.

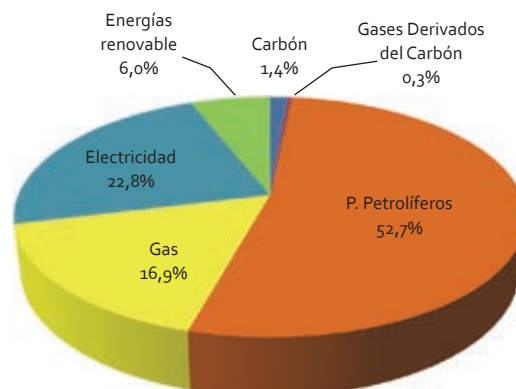
CUADRO 2.1 CONSUMO DE ENERGÍA FINAL (KTEP)

	2014	2015	Tasa de variación %
Carbón	1.143	1.160	1,5
Gases Derivados del Carbón	224	239	6,7
P.Petrolíferos	42.264	42.879	1,5
Gas	14.778	14.344	-2,9
Electricidad	19.513	19.999	2,5
Energías renovables	5.109	5.302	3,8
Total usos energéticos	83.031	83.923	1,1
Usos no energéticos:			
Carbón	0	43	
Prod. Petrolíferos	3.622	3.368	-7,0
Gas natural	485	448	-7,6
Total usos finales	87.138	87.739	0,7

FUENTE: SEE.



GRÁFICO 2.1 CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN 2015



FUENTE: SEE

CUADRO 2.2 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (KTEP)

	2014	2015	Tasa de variación %
Carbón	11.639	14.426	23,9
Petróleo	50.447	52.434	3,9
Gas natural	23.662	24.590	3,9
Nuclear	14.934	14.927	-0,0
Hidráulica	3.369	2.397	-28,9
Eólica, Solar y Geotérmica	7.599	7.476	-1,6
Biomasa, biocarb. y resid. renovables	6.828	7.371	8,0
Residuos no renovables	204	260	27,5
Saldo imp-exp electricidad	-293	-13	-95,6
TOTAL	118.389	123.868	4,6

FUENTE: SEE.

CUADRO 2.3 PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA (KTEP)

	2014	2015	Tasa de variación %
Carbón	1.628	1.202	-26,1
Petróleo	311	236	-23,9
Gas Natural	21	54	160,2
Nuclear	14.934	14.927	-0,0
Hidráulica	3.369	2.397	-28,9
Eólica, solar y geotérmica	7.599	7.476	-2
Biomasa, biocarburantes y residuos	6.668	7.014	5,2
TOTAL	34.529	33.306	-3,5

FUENTE: SEE.



Intensidad energética final

El cuadro 2.4 recoge la evolución de la intensidad energética final, expresada como consumo de energía final por unidad de PIB, desde el año 2000. En 2015 bajó un 2%, continuando así la tendencia de mejora observada desde 2004 (gráfico 2.5).

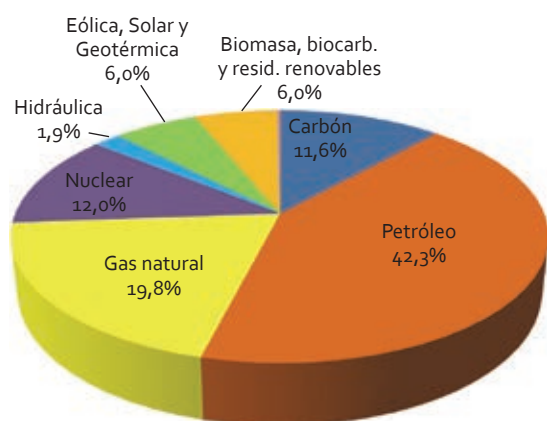
CUADRO 2.4 INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL

Año	Energía final/PIB tep/millón €2010	Energía final/PIB %variación anual
2000	102,4	1,6%
2001	103,2	0,8%
2002	101,6	-1,5%
2003	103,9	2,2%
2004	104,5	0,5%
2005	103,4	-1,1%
2006	96,7	-6,4%
2007	95,6	-1,2%
2008	91,2	-4,6%
2009	87,7	-3,8%
2010	88,9	1,3%
2011	87,2	-1,9%
2012	85,4	-2,0%
2013	83,4	-2,3%
2014	79,9	-4,1%
2015	78,3	-2,0%

Nota: incluidos usos energéticos y no energéticos.

FUENTE: SEE

GRÁFICO 2.2 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN 2015 (SIN INCLUIR SALDO ELÉCTRICO)



FUENTE: SEE

2.2 DEMANDA DE ENERGIA PRIMARIA

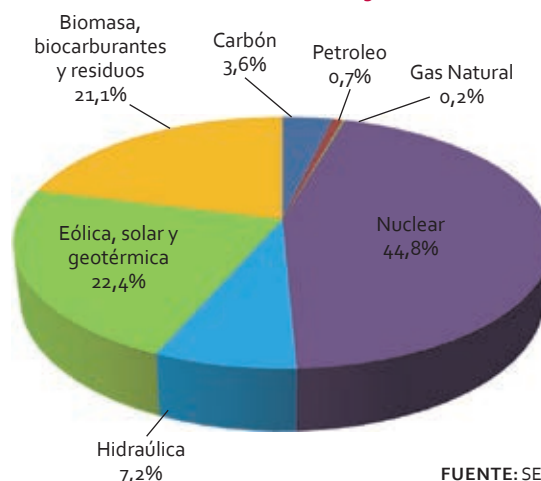
El consumo de energía primaria en España en 2015 fue de 123.868 Ktep (cuadro 2.2 y gráfico 2.2), con aumento del 4,6% sobre el de 2014. Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final, los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica y refinerías de petróleo) y las pérdidas.

En este aumento registrado en 2015, superior al de la energía final, ha tenido relevancia el mix de generación eléctrica. En concreto, en 2015 subió por segundo año consecutivo la generación con carbón, aumentando también la de petróleo y la de gas natural ante un año especialmente bajo en recurso hídrico y eólico.

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2015:

- El consumo total de carbón fue de 14.426 Ktep, con un incremento del 23,9% sobre el de 2014,

GRÁFICO 2.3 PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA EN 2015



FUENTE: SEE



debido fundamentalmente a la mayor generación eléctrica con este combustible.

- El consumo total de petróleo fue de 52.434 Ktep, con aumento del 3,9% respecto al del año anterior, algo superior al aumento de los consumos finales de productos petrolíferos.
- La demanda total de gas natural fue de 24.590 Ktep con un aumento del 3,9% respecto a 2014, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 19,82%.
- La aportación de las energías renovables, sufre un ligero descenso respecto el año anterior, como resultado del descenso de la producción hidráulica y eólica en 2015 debido a una menor disponibilidad del recurso. Esta aportación se debe a la generación hidroeléctrica, eólica. Con excepción de estas dos fuentes energéticas, la evolución de las restantes tecnologías renovables ha sido favorable.
- La energía hidroeléctrica en 2015 fue un 28,9% inferior a la de 2014, rompiendo la tendencia de los dos años anteriores en los cuales se habían mantenido niveles medios, tras los años 2011 y 2012 muy secos.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear no ha tenido variación respecto al año 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 intensidad energética sufre más oscilaciones que

CUADRO 2.5 INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA

	E. Primaria/PIB tep/millón €2010	Energía primaria/PIB %variación anual
2000	143,6	-0,3%
2001	141,5	-1,4%
2002	141,5	0,0%
2003	142,0	0,3%
2004	143,9	1,4%
2005	141,5	-1,7%
2006	135,6	-4,1%
2007	132,9	-2,0%
2008	126,7	-4,7%
2009	120,3	-5,1%
2010	120,1	-0,2%
2011	121,1	0,9%
2012	124,1	2,5%
2013	118,1	-4,8%
2014	114,0	-3,5%
2015	115,6	1,4%

FUENTE: SEE.

el de energía final por unidad de PIB antes citado, al no depender únicamente de la actividad económica sino también de la hidráulica y eolicidad del año.

En 2015 aumentó el 1,4%, rompiendo la tendencia de descenso de esta ratio. La mejora de la intensidad primaria en 2015 fue mayor que la final debido al mix de generación eléctrica, la menor participación de energías renovables y la mayor eficiencia de la transformación.

2.3 PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO

Como se indica en el cuadro 2.3 y gráfico 2.3, la producción interior de energía primaria en 2015

DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



GRÁFICO 2.4 EVOLUCIÓN DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA (METODOLOGÍA EUROSTAT)

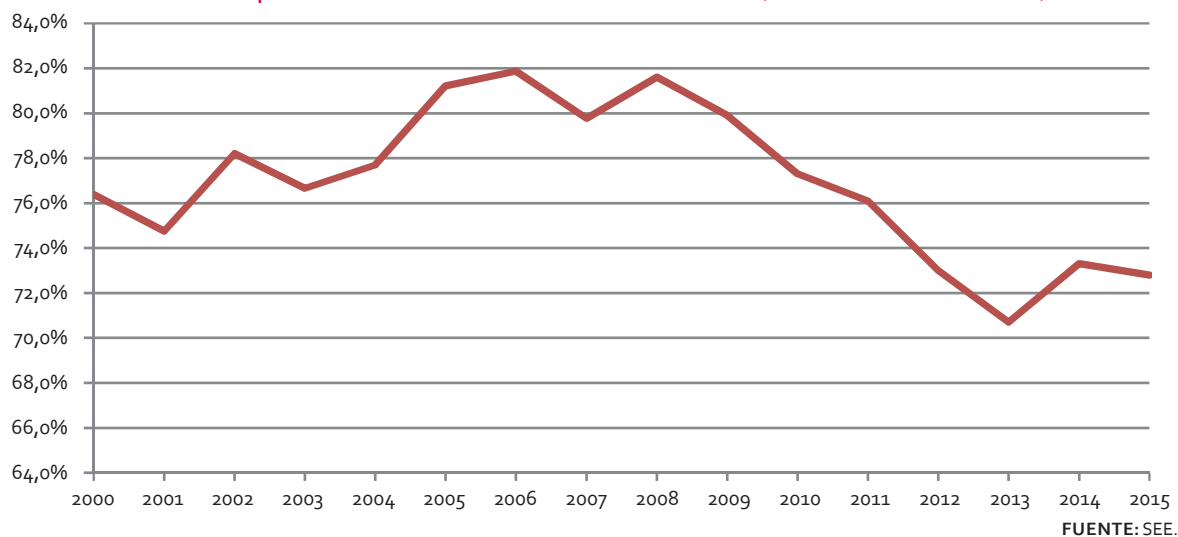


GRÁFICO 2.5 INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL

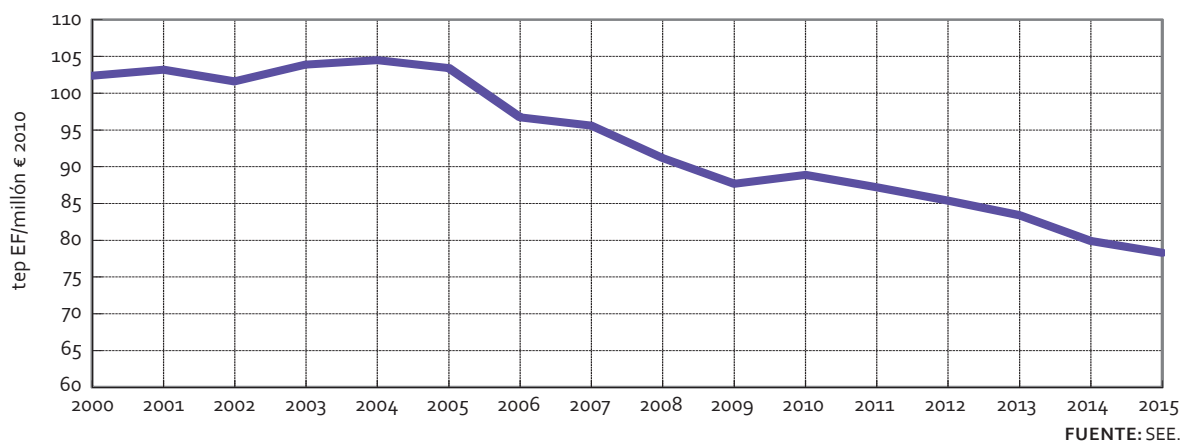
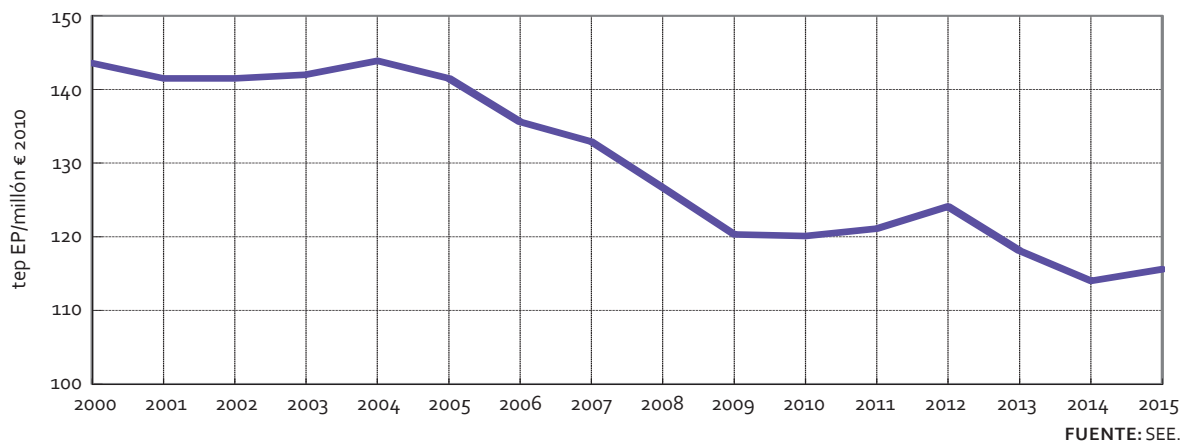


GRÁFICO 2.6 INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA



fue de 33.306 Ktep, un 3,5% inferior a la del año anterior, debido principalmente a que la disminución en hidráulica, carbón y petróleo fueron superiores a los incrementos en gas natural y biomasa.

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un 26,1%. La producción de petróleo y gas continúa manteniéndose en niveles muy bajos con respecto al consumo, reduciéndose en un 23,9% la de petróleo respecto al 2014. Como se ha indicado, la producción de energía hidroeléctrica se redujo

un 28,9%, la de energía nuclear se mantuvo similar respecto al año anterior y la de otras energías renovables tuvo una ligera reducción en su conjunto.

Empleando la metodología Eurostat para medir el indicador de dependencia energética, se observa en el gráfico 2.4 que tras la ruptura en el 2014 de la tendencia de mejora continua que venía produciéndose desde el año 2008, y que en 2014 alcanzó un valor de 73,2%, vuelve en 2015 a mejorarse consiguiendo un valor de 72,8%.

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 y que figuran 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 2015 fue de 228.837 GWh, con aumento del 1,2% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1).

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.

3.2 OFERTA ELÉCTRICA

La producción eléctrica bruta en el conjunto nacional ascendió en 2015 a 280.481 GWh, un 0,6% superior a la del año anterior. Como puede observarse en el cuadro 3.2, la estructura de generación no muestra un aumento de la producción de energías renovables significativo como sí había ocurrido en años anteriores, sino que en el caso de

la hidroeléctrica el descenso es significativo (alrededor de un 27% respecto al año 2014). La generación eólica ha disminuido su aportación alrededor de un 5%, siguiendo la tendencia de reducción observada el año anterior.

La producción en centrales nucleares se mantuvo constante en relación con el año anterior. La producción con carbón aumentó un 20,52%, dando lugar a un aumento de la participación del carbón dentro del conjunto total nacional y situándose en el 19,46% en 2015.

La producción con productos petrolíferos, incluyendo su uso como combustible de apoyo en centrales que utilizan principalmente otras energías, ha subido un 8,3% y su peso en la estructura de generación es del 5,5%. Ha aumentado la generación en centrales de ciclo combinado con gas en un 19%, y ha disminuido la cogeneración con gas un 1,58%.

Los consumos en generación han sido un 8,7% superiores a los del año anterior, por la mayor participación de las centrales de gas natural y carbón, y menor 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, subió un 1,8% en relación con la de 2014, con descenso del saldo exportador de intercambios internacionales y del consumo en bombeo.

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

	2014	2015	2015/2014
Consumo final nacional	226.229	228.837	1,2%

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

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.2 PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (POR COMBUSTIBLES) (UNIDAD: GWH)

	2014	2015	2015/2014
Hidroeléctrica	35.855	23.993	-33,1%
Térmica	136.474	151.837	11,3%
Nuclear	57.305	57.277	-0,0%
Antracita	4.393	6.332	44,1%
Lignito negro	2.924	3.547	21,3%
Hulla	35.831	42.488	18,6%
Gas siderúrgico	1.347	1.381	2,5%
Gas natural	23.309	27.966	20,0%
Prod. petrolíferos	11.365	12.847	13,0%
Hidroeléctrica	7.115	7.164	0,7%
Eólica	52.013	49.335	-5,1%
Fotovoltaica	8.218	8.198	-0,2%
Termosolar	5.455	5.680	4,1%
Carbón	635	563	-11,5%
Gas siderúrgico	164	277	69,2%
Gas natural	23.964	23.339	-2,6%
Prod. petrolíferos	2.756	2.445	-11,3%
Biomasa	3.821	3.818	-0,1%
Biogas	907	1.174	29,4%
R.S.U. renovable	686	883	28,7%
R.S.U. no renovable	686	883	28,7%
Otras fuentes	-00	892	-
Total producción bruta	278.750	280.481	0,6%
Consumos propios	10.369	11.267	8,7%
Consumo en bombeo	5.202	4.565	-12,2%
Importación -exportación	-3.406	-154	-95,5%
Demanda nacional (GWh bc)	259.773	264.494	1,8%

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

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 2015, ha ascendido a

175.968 GWh, lo que supone un aumento del 1,2% respecto al año 2014, con precio medio de 50,32 €/MWh, un incremento del 19,44%.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario en el mismo periodo se ha situado en 28.324 GWh,



con descenso del 8,98% respecto al año 2014, con precio medio de 51,40 €/MWh, un aumento del 18,98%.

El precio horario final medio del sistema en 2015 fue de 62,95 €/MWh, con aumento del 14,35% respecto del año anterior. El 80%, aproximadamente, de este precio en 2015 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 2015

Durante el año 2015 se mantuvieron los precios de los peajes de acceso ya establecidos mediante la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

Mediante el Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de la Personas Físicas y otras medidas de carácter económico, se revisaron los precios en concepto de pagos por capacidad que soportan los consumidores, ajustando los valores unitarios, lo que supone una reducción de la cantidad que venían pagando en términos anuales.

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 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, valor que se mantuvo para 2015, de acuerdo con la Orden IET/2444/2014, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015) 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 2015 fue, de acuerdo con la información facilitada por la CNMC, se muestra en el cuadro 3.3.

Comparación con otros países

En los cuadros 3.4 y 3.5, 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 2015 relativos a peajes de acceso, precios voluntarios para el pequeño consumidor y bono social

- Orden IET/2182/2015, de 15 de octubre, por la que se aprueban los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social correspondientes a 2015.
- Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban de-

terminadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Resolución de 8 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema eléctrico 14.12 «Estimación del coste de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor».
- Resolución de 23 de diciembre de 2015, 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 2016.

3.5 RELACIÓN DE NORMATIVA

Entre las principales disposiciones publicadas durante el año 2015 cabe señalar, además de las ya

CUADRO 3.3 FACTURACIÓN ESTIMADA (C€/KWH) DE LOS CONSUMIDORES ACOGIDOS AL PVPC

2015	Modalidad sin discriminación horaria	Modalidad con discriminación horaria en 2 periodos	Modalidad con discriminación horaria en 3 periodos
Tarifa de acceso	11,56	5,53	3,58
Margen de comercialización	0,75	0,36	0,18
Coste de la energía ⁽¹⁾	7,87	6,92	6,78
Total	20,18	12,81	10,55

(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 abril de 2016. CNMC

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.4 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES

Precios en Euros/kWh (excluidos impuestos y tasas). 2º semestre 2015							
PAÍSES UE	CONSUMIDORES TIPO						
	IA < 20 MWh	IB > 20 < 500 MWh	IC > 500 < 2.000 MWh	ID > 2.000 < 20.000 MWh	IE > 20.000 < 70.000 MWh	IF > 70.000 < 150.000 MWh	IG > 150.000 MWh
European Union (28 countries)	0,147	0,109	0,088	0,079	0,071	0,065	:
Belgium	0,146	0,123	0,092	0,080	0,066	0,059	:
Bulgaria	0,114	0,102	0,077	0,069	0,064	0,059	0,058
Czech Republic	0,157	0,121	0,077	0,071	0,074	0,076	:
Denmark	0,078	0,064	0,059	0,059	0,047	0,046	:
Germany	0,133	0,101	0,081	0,071	0,064	0,054	:
Estonia	0,094	0,085	0,082	0,075	0,060	0,056	:
Ireland	0,169	0,147	0,123	0,103	0,092	0,084	:
Greece	0,154	0,124	0,102	0,083	0,069	0,044	:
Spain	0,257	0,144	0,108	0,091	0,078	0,076	0,072
France	0,123	0,091	0,070	0,065	0,059	0,054	:
Croatia	0,117	0,103	0,088	0,076	0,063	0,052	:
Italy	0,165	0,109	0,092	0,085	0,077	0,066	0,066
Cyprus	0,166	0,152	0,132	0,115	0,113	0,098	:
Latvia	0,135	0,104	0,092	0,080	0,070	0,056	:
Lithuania	0,114	0,093	0,083	0,074	0,067	0,066	:
Luxembourg	0,135	0,094	0,080	0,056	0,049	:	:
Hungary	0,097	0,088	0,078	0,077	0,075	0,077	0,074
Malta	0,204	0,153	0,137	0,120	0,109	0,096	:
Netherlands	0,109	0,087	0,071	0,066	0,063	0,067	:
Austria	0,121	0,092	0,073	0,065	0,057	0,051	0,045
Poland	0,147	0,109	0,081	0,071	0,064	0,058	0,054
Portugal	0,168	0,123	0,100	0,091	0,075	0,071	:
Romania	0,098	0,084	0,068	0,089	0,053	0,050	:
Slovenia	0,112	0,090	0,071	0,063	0,057	0,056	:
Slovakia	0,201	0,134	0,108	0,094	0,097	0,088	0,061
Finland	0,083	0,077	0,064	0,061	0,046	0,043	:
Sweden	0,140	0,070	0,059	0,051	0,044	0,034	:
United Kingdom	0,177	0,164	0,146	0,135	0,133	0,129	0,127
% DIFERENCIA ESPAÑA/UE	74,084	32,291	22,639	14,918	8,989	16,795	

FUENTE: Eurostat.

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.5 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS

Precios en Euros/kWh (incluidos impuestos y tasas). 2º semestre 2015					
PAÍSES UE	CONSUMIDORESTIPO				
	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)	0,326	0,228	0,211	0,202	0,194
Belgium	0,308	0,253	0,235	0,211	0,178
Bulgaria	0,098	0,096	0,096	0,096	0,096
Czech Republic	0,286	0,200	0,129	0,111	0,097
Denmark	0,333	0,333	0,304	0,222	0,222
Germany	0,436	0,321	0,295	0,280	0,268
Estonia	0,132	0,133	0,129	0,124	0,118
Ireland	0,481	0,307	0,245	0,211	0,181
Greece	0,225	0,181	0,177	0,188	0,196
Spain	0,529	0,285	0,237	0,209	0,200
France	0,284	0,186	0,168	0,156	0,153
Croatia	0,205	0,141	0,131	0,126	0,122
Italy	0,293	0,213	0,243	0,303	0,341
Cyprus	0,213	0,183	0,184	0,184	0,185
Latvia	0,165	0,166	0,165	0,164	0,162
Lithuania	0,128	0,126	0,124	0,120	0,113
Luxembourg	0,240	0,192	0,177	0,163	0,152
Hungary	0,129	0,119	0,115	0,112	0,119
Malta	0,323	0,140	0,127	0,153	0,374
Netherlands	:	0,102	0,183	0,224	0,163
Austria	0,353	0,239	0,198	0,175	0,149
Poland	0,179	0,150	0,142	0,137	0,135
Portugal	0,397	0,248	0,229	0,217	0,207
Romania	0,136	0,134	0,132	0,130	0,128
Slovenia	0,222	0,196	0,163	0,143	0,129
Slovakia	0,252	0,175	0,152	0,132	0,116
Finland	0,302	0,200	0,153	0,133	0,114
Sweden	0,344	0,209	0,187	0,155	0,134
United Kingdom	0,267	0,243	0,218	0,202	0,186
% DIFERENCIA ESPAÑA/UE	62,243	24,923	12,589	3,469	3,143

FUENTE: Eurostat.



indicadas al detallar los desarrollos normativos sobre peajes de acceso, precios voluntarios para el pequeño consumidor y bono social, las siguientes:

- Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica.
- Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en los reales decretos de retribución de redes eléctricas.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2015.
- Corrección de errores de la 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/931/2015, de 20 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- Orden IET/997/2015, de 27 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de los costes en los que se incurra por el Gobierno Balear por la adopción de las medidas necesarias para garantizar el suministro en la isla de Formentera.
- Orden IET/1178/2015, de 16 de junio, por la que se regula el proceso de extinción de la Comisión Liquidadora de la Oficina de Compensaciones de Energía Eléctrica.
- Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico.

- Orden IET/1953/2015, de 24 de septiembre, por la que se modifica la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, por el que se aprueba el documento de Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.
- Orden IET/2208/2015, de 20 de octubre, por la que se reconocen derechos de cobro del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética correspondientes a aportaciones indebidas realizadas en los años 2014 y 2015 al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.
- Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos.
- Orden IET/2388/2015, de 5 de noviembre, por la que se autorizan determinados modelos de conectores de recarga para el vehículo eléctrico.
- Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica.
- Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales.
- Orden IET/2732/2015, de 11 de diciembre, por la que se designa a Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, SA, como operador designado para el mercado eléctrico, al amparo de lo previsto en el reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión.
- Resolución de 4 de febrero de 2015, 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 de los sistemas eléctricos no peninsulares a los que resulta de



aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, durante el primer trimestre de 2015.

- Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Resolución de 1 de abril de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2014, de los derechos de cobro cedidos al fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico.
- Resolución de 27 de abril de 2015, 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 2014, y para la modificación de la retribución de las instalaciones existentes cuyos parámetros retributivos hubieran cambiado durante dicho año.
- Resolución de 29 de abril de 2015, 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 2015.
- Resolución de 29 de abril de 2015, 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 de los sistemas eléctricos no peninsulares a los que resulta de aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, durante el segundo trimestre de 2015.
- Resolución de 2 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 a efectos de facturación y de liquidación de la energía.
- Resolución de 8 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación del procedimiento de operación del sistema eléctrico 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema».
- Resolución de 10 de junio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba modelo de comunicación previa y declaración responsable específico relativo al desarrollo de la actividad de comercialización en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Resolución de 3 de julio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se esta-



blece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2011, correspondiente a la aplicación del 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 9 de julio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el calendario 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, para la temporada eléctrica 2016.
- Resolución de 15 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación las instalaciones incluidas en el cupo previsto en la disposición adicional cuarta 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; y se declaran no inscritas o inadmitidas el resto de instalaciones que solicitaron su inclusión en dicho cupo.
- Resolución de 20 de julio de 2015, 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 de los sistemas eléctricos no peninsulares a los que resulta de aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, durante el tercer trimestre de 2015.
- Resolución de 30 de julio de 2015, 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, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, para la temporada eléctrica 2016.
- Resolución de 30 de julio de 2015, 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 en las subastas.
- Resolución de 31 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a Elcogás, SA el cierre de la central termoeléctrica de gasificación integrada en ciclo combinado de Elcogás de 320 MW, en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real).
- Resolución de 9 de septiembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Mi-



nas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2014, del derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005.

- Resolución de 9 de octubre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se corrigen errores en la de 30 de julio de 2015, 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, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, para la temporada eléctrica 2016.
- Resolución de 30 de octubre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se concede a Elcogás, SA, una prórroga de tres meses del plazo otorgado para el cierre de la central termoeléctrica de gasificación integrada en ciclo combinado de Elcogás de 320 MW, en el término municipal de Puerto llano (Ciudad Real).
- Resolución de 1 de octubre de 2015, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores dominantes en los sectores energéticos.
- Resolución de 16 de octubre de 2015, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos.
- Resolución de 22 de octubre de 2015, 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 de los sistemas eléctricos no peninsulares a los que resulta de aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, durante el cuarto trimestre de 2015.
- Resolución de 30 de noviembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y a instalaciones de tecnología eólica, y se establecen el procedimiento y las reglas de la misma, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y en la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre.
- Resolución de 2 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del segundo semestre de 2013 y primer semestre de 2014 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los

servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al 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/2810/2015, de 22 de diciembre, por la que se determinan el traspaso de los clientes de Europa Global Energy, SLU, a un comercializador de referencia y las condiciones de suministro a dichos clientes, en cumplimiento del artículo 47 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y de la sanción accesoria impuesta por Resolución de 19 de febrero de 2015, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Resolución de 23 de diciembre de 2015, 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.
- Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el calendario de instalación y verificación de los equipos de medida, control y comunicaciones (EMCC) 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, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.
- Corrección de errores de la Resolución de 23 de diciembre de 2015, 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 2016.

4. SECTOR NUCLEAR



4.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

En España hay 8 reactores nucleares, situados en 6 emplazamientos, que suponen una potencia instalada de 7.864,7 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 2015 ha sido de 57.277 GWh, lo que supone una contribución del 20,4% al total de la producción nacional (280.481 GWh).

En cuanto a la cobertura de la demanda, la generación nuclear es la tecnología que en 2015 ha tenido una mayor participación (21,66%).

4.2 PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2015 la fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de la empresa ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., ha fabricado 854 elementos combustibles de ellos 616 correspondían al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 238 al tipo BWR (reactor de agua en ebullición). Estos elementos llevan 347,2 toneladas de uranio, de ellos el 38% para el mercado nacional y el 62% para la exportación, con destino a Francia, Bélgica y Suecia.

Las cantidades compradas por ENUSA en 2015 para las centrales nucleares españolas han sido las siguientes: 1.901 toneladas de concentrados de uranio (U₃O₈), 1.034 toneladas en servicios

de conversión y 1.152 miles 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 2015, 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 una 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.

El procedimiento se inició en agosto de 2013, con la presentación por ENRESA de la solicitud de sometimiento del proyecto a Evaluación de Impacto Ambiental, ante el MINETUR, que es el órgano

sustantivo en dicho procedimiento. Una vez efectuados, durante los pasados años 2014 y 2015, los trámites establecidos en la Ley, incluido el trámite de información pública y consultas al Estudio de Impacto Ambiental (EslA), 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 MINE-TUR, 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 durante el año 2014. Posteriormente, en julio de 2015, el CSN informó favorablemente la solicitud de autorización previa, mediante la emisión del correspondiente informe, preceptivo y vinculante, de fecha 27 de julio de 2015.

No obstante lo anterior, el proceso de concesión de autorizaciones fue paralizado como consecuencia del Acuerdo de Consejo de Gobierno de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, de fecha 28 de julio de 2015, que inició el procedimiento para la ampliación del Espacio Protegido Red Natura 2000 Laguna de El Hito (ZEPA) y la consiguiente modificación del Plan de Or-

denación de los Recursos Naturales (PORN). El Acuerdo, cuyo objeto es ampliar la ZEPA, que se encuentra situada a unos kilómetros del emplazamiento previsto para la instalación del ATC, de forma que la nueva ZEPA incluya dicho emplazamiento, estableció para el territorio afectado un régimen preventivo de protección según el cual durante la tramitación del PORN ninguna Administración pública puede otorgar autorizaciones que habiliten para realizar actos de transformación de la realidad física o biológica sin informe favorable de la Consejería competente en temas medioambientales, lo cual, en la práctica, implica no poder otorgar la DIA.

En respuesta a dicho Acuerdo, la Abogacía del Estado, en representación de la Administración General del Estado, interpuso, en octubre de 2015, un recurso contencioso administrativo ante el Tribunal Superior de Justicia de Castilla-La Mancha, que está pendiente de resolución. Dicho recurso solicitaba, como medida cautelar, suspender la ejecución del Acuerdo recurrido, medida que fue desestimada por dicho Tribunal mediante auto de fecha 22 de diciembre de 2015.

Adicionalmente, la Consejería de Fomento de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha procedió a anular, el 11 de noviembre de 2015, el Plan de Ordenación Municipal (POM) de Villar de Cañas, que había sido aprobado por la Comisión Provincial de Ordenación del Territorio y Urbanismo de Cuenca el 16 de junio de ese mismo año.

Se estima que las circunstancias anteriores supondrán un retraso mínimo de dos años en el desarrollo del proyecto.



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

Mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 13 de octubre de 2015, se autorizó la ejecución y montaje del Almacén Temporal Individualizado (ATI) para el combustible gastado en la central nuclear de Santa María de Garoña, al objeto de resolver las necesidades de almacenamiento de combustible gastado en el emplazamiento de la Central hasta que sea posible su traslado al ATC. El proyecto del ATI se ajustará a lo establecido en la Resolución de 30 de septiembre de dicho año, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, por la que se formuló Declaración de Impacto Ambiental.

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, la entrada en servicio de este ATI requiere la autorización de explotación, concedida por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del CSN. Además, conforme a lo dispuesto en el artículo 12 del referido Reglamento, la documentación relativa a esta autorización será remitida a las Comunidades Autónomas de Castilla-León, País Vasco y Rioja, al objeto de que formulen alegaciones en el ámbito de sus competencias.

Construcción de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) para el combustible gastado en la central nuclear de Almaraz

En noviembre de 2015, Centrales Nucleares Almaraz-Trillo A.I.E. (CNAT), titular de esta central

nuclear, solicitó en la Dirección General de Política Energética y Minas la autorización de ejecución y montaje de un ATI para el almacenamiento de combustible gastado, en su emplazamiento, con el fin de poder garantizar la continuación de la operación de la central más allá del año 2018, debido a la saturación de sus piscinas de combustible gastado y ante un eventual retraso de la entrada en operación del ATC. Esta autorización requiere informe preceptivo del CSN y Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

En relación con la DIA, a efectos de lo previsto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, CNAT, en agosto de 2015, solicitó al MINETUR el inicio de la tramitación de la Evaluación de Impacto Ambiental para la construcción de este ATI. Finalizado el plazo de información pública, el proyecto se ha remitido al Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, al objeto de que este Departamento formule la DIA.

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 el ATI existente en su emplaza-

CUADRO 4.1 URANIO IRRADIADO ALMACENADO EN LAS CENTRALES NUCLEARES

Reactor	Uranio (total) almacenado a 31-12-15 (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	602.390	
Ascó I	527.335	55.142
Ascó II	476.497	67.773
Cofrentes	723.053	
Vandellós II	491.437	
Trillo	224.023	280.944

miento. En el cuadro 4.1 se muestra la cantidad total de uranio irradiado almacenado en las centrales nucleares.

Residuos radiactivos de baja y media actividad

La instalación de almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de Sierra Albarrana, Centro de Almacenamiento «El Cabril», situado en la provincia de Córdoba y propiedad de 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 2015 se encontraban completas y cerradas las 16 estructuras de la plataforma norte de la instalación y 4 estructuras de la plataforma sur, tras el cierre de una de ellas en el mes de septiembre, estando operativa una celda más y otras tres adicionales que albergan residuos procedentes de incidentes acaecidos en industrias relacionadas con la transformación de materiales metálicos.

En relación al almacenamiento de residuos de muy baja actividad, ya se ha completado la primera sección de la única celda disponible para el almacenamiento de este tipo de residuos, y en el año 2015 finalizó la obra civil de la construcción de una nueva celda de este tipo, así como el montaje de su cubierta, y se iniciaron los trabajos de suministro eléctrico, servicios y telecomunicaciones, entre otros. La entrada en explotación de la nueva celda está prevista para el año 2016, y condicionada a la obtención de la apreciación favorable por el CSN de la documentación requerida por el Organismo asociada al seguimiento de la construcción de la celda, actualmente en fase de evaluación.

Durante 2015, El Cabril ha recibido un total de 953 m³ de residuos de baja y media actividad y 249,62 m³ de residuos de muy baja actividad (1.188,66 m³ procedentes de instalaciones nucleares, y 13,96 m³, de instalaciones radiactivas).

Con la cantidad recibida en 2015, El Cabril almacena definitivamente un total de 40.242 m³ de residuos radiactivos, de los que 31.600 m³ co-



responder a residuos de baja y media actividad, almacenados en celdas con un porcentaje de ocupación del 73% de su capacidad total. Los restantes 8.642 m³ corresponden a residuos de muy baja actividad, almacenados en la celda independiente, siendo la capacidad ocupada de dicha celda del 22%.

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 multi-sistema con una gran orientación internacional, capaz de fabricar equipos de diferentes tecnologías, incluyendo diseños propios, bajo estrictos estándares y normas internacionales.

Durante 2015 continuaron las actividades de fabricación en ENSA de los generadores de vapor de remplazo contratados (tres de tipo 900 MWe y ocho de tipo 1300 MWe) para plantas de EDF en Francia y tres para el mercado de los EEUU. La entrega de los generadores de vapor para EEUU está prevista en 2016. En cuanto al sector del reemplazo de tapas de vasija del reactor, ENSA continuó la fabricación de la tapa para la central de Beaver Valley, y ha comenzado la fabricación de la tapa de Shearon Harris, ambas con destino a los EEUU.

En lo relativo a contenedores de combustible usado, ENSA continuó la fabricación de cuatro contenedores del tipo DPT de diseño propio

para la central española de Trillo, cinco del tipo ENUN52B, también de diseño propio, para la central de Santa María de Garoña y siete contenedores para la central de Ascó. Igualmente se ha comenzado la fabricación de diez contenedores ENUN 32P para las centrales de Trillo y Almaraz, tras obtener la licencia para almacenamiento de dicho diseño. También finalizaron las actividades de diseño del contenedor ENUN 24P para el mercado chino, cuya licencia se ha solicitado tanto a las autoridades españolas como a las chinas. Un nuevo contrato fue firmado con ENUSA para el suministro de cabezales de 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 2015, ENSA y ENWESA realizaron la carga de contenedores en las centrales de Trillo y Ascó.

En el ámbito de la gestión de combustible, ENSA ha instalado satisfactoriamente los bastidores de combustible fresco para el almacenamiento en húmedo de elementos combustibles en la central Finlandesa de Olkiluoto y continúa fabricando durante el 2015 para centrales francesas y coreanas bastidores de diseño propio.

ENSA ha continuado en el 2015 el estudio de viabilidad de fabricación de los contenedores del reactor ASTRID para Francia. En el sector de la

fusión, ENSA ha entregado los primeros grandes componentes Europeos (Tanques de Tritio) en las instalaciones del ITER en Cadarache (Francia) mientras continúa desarrollando los procedimientos y técnicas que serán utilizadas durante el montaje de los sectores de la cámara de vacío. Asimismo, ENSA está comenzando la fabricación de los intercambiadores del reactor experimental Jules Horowitz Reactor (JHR).

Desde un punto de vista comercial, ENSA mantiene expectativas de colaboración con los grandes tecnólogos internacionales (Westinghouse, AREVA, GE-Hitachi, Candú 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 2015 ENSA firmó un acuerdo de colaboración con ENUSA, que afianza la posición de ambas empresas en el sector de la gestión del combustible gastado.

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 30 de diciembre, de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional, la anualidad correspondiente al ejercicio 2015 para la compensación al «Fondo de Titulización de Activos resultantes de la Moratoria Nuclear», titular de los derechos de compen-

sación cedidos por los titulares de las centrales paralizadas, fue de 52,5 M€, habiéndose anulado el importe pendiente de compensación a dicho Fondo el 26 de octubre de 2015.

Ello ha sido debido a que, con fecha 26 de octubre de 2015, se ha amortizado el último préstamo que quedaba pendiente del pasivo del Fondo de Titulización de Activos resultantes de la moratoria nuclear, tal como su Sociedad Gestora (TdA), ha comunicado a la DGPEM y a la CNMC, renunciando al importe pendiente de compensación existente a esa fecha, que era de 132,2 M€, de acuerdo con lo previsto en la estipulación 17ª de la escritura de constitución de este Fondo.

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 de abril de 2006 cesó su explotación.

Por Orden Ministerial de 1 de febrero de 2010 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 de febrero de ese mismo año.

Previamente a la transferencia de titularidad y al inicio de las actividades de desmantelamiento



to, 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 ATI situado en el emplazamiento de la central, que fue autorizado mediante Resolución de la DGPEM de fecha 15 de diciembre de 2006. Se trata del primer desmantelamiento completo (nivel 3 del OIEA) de una central nuclear en España.

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

Durante el año 2015 los trabajos más destacados fueron la finalización de la segmentación de grandes componentes (vasija del reactor, generador de vapor) cifrando el avance actual de la actividad de desmontajes radiológicos en un 99% del total, y en un 75% el avance global del proyecto. Los próximos trabajos se centrarán en el corte y retirada de hormigón activado, la descontaminación de superficies del edificio de contención y auxiliar taller de descontaminación, y la campaña de caracterización del emplazamiento.

Desde que comenzaron los trabajos, la masa total generada de materiales ha sido de, aproximadamente, 10.293,570 Kg, de los que 5.958,217 (59%) corresponden a material convencional, 1.217,512 (28%) a residuos de baja y media actividad, 2.026,519 (47%) a residuos radiactivos de

muy baja actividad y 1.091,322 (25%) a material desclasificable.

Se prevé que el proyecto de desmantelamiento de la instalación finalice a finales de 2018.

- **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 2015, las actividades realizadas se han centrado fundamentalmente en la descontaminación del subsuelo de la Planta de reproceso M-1 (IR-18) y locales anexos al edificio 18, así como en la descontaminación de terrenos en el vial entre el edificio 13 y 18.

A lo largo del año se han llevado a cabo actividades de caracterización de materiales residuales generados en las obras realizadas, se han realizado 9 expediciones de residuos radiactivos de muy baja actividad y 2 expediciones de residuos

de baja y media actividad con destino al almacén centralizado de El Cabril.

Se ha realizado la inmovilización de aproximadamente 114 m³ de líquidos contaminados acopiados en el área restringida, que ha dado lugar a la generación de 959 bultos de residuos de muy baja actividad. También se han realizado trabajos de trituración de material compactable desclasificable, en torno a 231 m³ en origen.

Respecto al Estudio Hidrogeológico del CIEMAT han continuado las campañas de toma de muestras de las aguas subterráneas y revisión del nivel freático.

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 2015, se ha trabajado en los objetivos definidos en el plan de actuaciones de la plataforma, basados 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.

Los principales 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.
3. Iniciativa Jules Horowitz Reactor.
4. ESNII (Participación española en European Sustainable Nuclear Industry Initiative).
5. Grupo de trabajo Formación +.
6. Grupo de trabajo KEEP (gestión del conocimiento nuclear).
7. Grupo de trabajo sobre Degradación de Materiales (GTDM).
8. Grupo de trabajo de usuario de laboratorios de calibración de patrones neutrónicos.
9. Actualización del catálogo de códigos de cálculo utilizados en el sector nuclear español.

Durante el año 2015, se han realizado las siguientes actividades:

- Se ha celebrado la Asamblea General de la Plataforma en octubre (ETSIIIM), cuya apertura fue realizada por D. Javier Arana, S.G. de Energía Nuclear del MINETUR.
- Se han mantenido tres reuniones del Consejo Gestor (en las sedes de ENRESA y CIEMAT y en el marco del foro Transfiere, en Málaga).



- Se han realizado las siguientes jornadas CEIDEN:
 - Japón, 15 de Enero 2015, CIEMAT.
 - Reino Unido, 28 de Enero de 2015, Londres.
 - JRC, 24 de Septiembre de 2015, Reunión Anual SNE, A Coruña.
 - ENRESA, 11 de Junio, presentación Laboratorio asociado al ATC.
- Se ha finalizado el ejercicio ALINNE «Análisis del Potencial de Desarrollo Tecnológico de las Tecnologías Energéticas en España».
 - Publicado un artículo en la revista de la SNE con los resultados del ejercicio.
 - Presentación de los resultados del ejercicio el 29 de Enero de 2015 en MINECO.
 - Participación en la Mesa Redonda del Foro Transfiere «Estrategias para una Energía Competitiva, Sostenible y Segura», el 12 de Febrero en Málaga.
- Se han realizado las siguientes presentaciones monográficas en los Consejos Gestores:
 - Gestión del Conocimiento Nuclear: ICA2.
 - Mecanismos de ayuda a la I+D+i nuclear: CDTI.
- Se ha realizado el refuerzo de cooperación con entidades y asociaciones del máximo interés:
 - Foro Nuclear.
 - SNE.
 - Tecnólogos: Areva / GEH / Westinghouse.
 - SNCG (presentación de CEIDEN en China).
- Se ha realizado el refuerzo del posicionamiento nacional en la UE.
 - Participación en el ejercicio «roadmap 2050», promovido por la OECD/NEA.
 - Secretario del CEIDEN, punto de contacto nacional en el roadmap 2050.
 - Coordinación de comentarios españoles al programa EURATOM 2016/17 y al SET Plan (con MINECO).
- Se han realizado las siguientes Actividades de Difusión del CEIDEN.
 - Nota de Divulgación Técnica CEIDEN en la Web de la SNE: 22 de Mayo.
 - Presentación del CEIDEN en reunión del CSNI de la OECD/NEA: 5 de Junio.
 - Presentación CEIDEN-Grupo F+ en encuentro del Bureau del SC sobre «Regulatory Capacity Building and Knowledge Management» de la OIEA.
 - Presentación del CEIDEN en reuniones bilaterales organizadas por el Foro Nuclear: Japón 6 de Mayo, y Francia 9 de Junio.

- Sesión Plenaria de la 41ª Reunión Anual de la SNE, en A Coruña, Jueves 24 de Septiembre, «Necesidades de I+D para abordar los retos del sector Nuclear», presidida por la Presidenta del CEIDEN.
 - Sesión Técnica de la 41ª Reunión Anual de la SNE, en A Coruña, Viernes 25 de Septiembre, ponencia «Plataforma Tecnológica CEIDEN: Retos y Respuestas».
 - Reunión con el Presidente de la Plataforma Tecnológica Europea SNE-TP, Hamid Aït Abderrahim, en la 41ª Reunión Anual de la SNE.
 - Presencia del CEIDEN en la Conferencia Anual de la IAEA en Viena, 14 a 18 de Septiembre del 2015, en el Stand de Tecnatom.
- Se han analizado los recursos destinados por las entidades españolas a la I+D+i nuclear, siendo 45 M€ el resultado para 2014.
- Se ha realizado un seguimiento periódico de las actividades de la plataforma europea «Sustainable Nuclear Energy Technology Platform» SNE-TP.
 - 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.
 - Se ha realizado un seguimiento periódico de los objetivos definidos en el Plan 2014-2015, y preparado un informe de resultados para el

2016, que permitirá definir los objetivos para el bienio 2016-2017.

De acuerdo con los objetivos definidos para el bienio 2014-2015, en 2015 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 2015 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. Adicionalmente, se han incrementado los contactos con otras plataformas tecnológicas, tanto del sector energético, como plataformas horizontales (materiales avanzados).

Información adicional sobre los proyectos y actividades de esta plataforma se puede encontrar en su página web (www.ceiden.com).

4.7 NORMATIVA APROBADA Y EN ELABORACIÓN

Normativa nacional aprobada

- **Real Decreto 177/2015, de 13 de marzo, por el que se modifica el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, para su adaptación a la Ley 20/2013, de 9 de diciembre, de garantía de la unidad de mercado (BOE 26-3-15).**

Mediante este real decreto se reducen las cargas administrativas de los titulares de instalaciones radiactivas de segunda y tercera categoría que,



habiendo sido autorizados por una Comunidad Autónoma, quieran operar en otra Comunidad Autónoma, ya que se elimina la posibilidad de que esta última pueda oponerse a la actuación en su territorio.

- **Real Decreto 1086/2015, de 4 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1308/2011, de 26 de septiembre, sobre protección física de las instalaciones y los materiales nucleares, y de las fuentes radiactivas (BOE 18-12-15).**

El objetivo de esta modificación reglamentaria es reforzar la protección contra posibles sabotajes o atentados en las centrales nucleares y en aquellas instalaciones nucleares que en el futuro se determine por Ley, como el ATC.

Para ello, mediante este Real Decreto se establece la implantación, de forma permanente, de una unidad de respuesta inmediata, compuesta por personal de la Guardia Civil, dentro de estas instalaciones.

El coste de la implantación de estas unidades de respuesta de la Guardia Civil será asumido por los titulares de estas instalaciones mediante la aplicación de una tasa creada por la Ley 34/2015, de 21 de septiembre, que modifica parcialmente Ley General Tributaria.

Estas unidades de respuesta, que estarán en coordinación permanente con los servicios de seguridad privada existentes en estas instalaciones, se implantarán progresivamente en todas las centrales nucleares en el plazo de 4 años.

Asimismo, con el objetivo de reforzar la protección de las instalaciones nucleares, en este caso frente a eventuales ciberataques, mediante este Real Decreto se introduce la descripción de los medios informáticos que han de ser empleados como parte del contenido que debe recoger el Plan de Protección Física de la instalación.

Por último, se establece que en los Planes de Protección Física se integrarán los Planes de Protección Específicos previstos en el Reglamento de protección de infraestructuras críticas.

- **Orden IET/458/2015, de 11 de marzo, por la que se regulan las asignaciones a los municipios del entorno de las instalaciones nucleares, con cargo al Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos (BOE 17-3-15).**

Por Orden de 13 de julio de 1998, se autorizó a ENRESA a la asignación de fondos con destino a los municipios en cuyo término se ubicasen instalaciones específicamente concebidas para el almacenamiento de residuos radiactivos, o centrales nucleares que almacenasen el combustible gastado generado por ellas mismas en sus propias instalaciones, o bien centrales nucleares que no almacenando combustible gastado en su emplazamiento, se encontrasen en fase de desmantelamiento, así como aquellos otros municipios del entorno definidos como afectados en la misma. Dicha Orden sustituyó a sucesivas Órdenes que, desde el año 1988, tenían por objeto la asignación de fondos a los municipios del entorno de las instalaciones nucleares. Estas asignaciones se efectúan con cargo al Fondo para la financiación

de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos.

Dada la baja incidencia que las asignaciones que vienen percibiendo los municipios han tenido en el desarrollo económico de los mismos, al haber sido escasa su aplicación a la ejecución de proyectos de inversión que contribuyan a la generación de economías alternativas, la nueva Orden, que deroga la citada de 1998, introduce mecanismos adicionales que contribuyen a la consecución de dicho objetivo, principalmente con vistas al futuro, una vez haya cesado la actividad de las instalaciones.

Con este fin, como modificación fundamental de la Orden, se contempla la aportación por ENRESA de fondos adicionales para la cofinanciación de la participación del municipio en actividades de desarrollo local que contribuyan al desarrollo económico del municipio o a la conservación y mejora del medio ambiente y, en todo caso, a la generación de empleo, pudiendo participar en las actividades uno o varios municipios de un entorno nuclear. La Orden establece los importes máximos de las asignaciones, así como el procedimiento para la solicitud y concesión de las mismas.

Por otra parte, en relación a las asignaciones fijadas en órdenes anteriores, la Orden actualiza las cuantías correspondientes a los distintos conceptos, e introduce algunos criterios nuevos sobre la distribución de los mismos. También establece que será condición necesaria para la percepción de las asignaciones el que los municipios informen a la Dirección General de Política Energética y Minas sobre la naturaleza y cuantificación de las

aplicaciones previstas para las asignaciones recibidas, como condición necesaria para la percepción de la asignación del año siguiente.

Normativa nacional en elaboración

- **Orden Ministerial por la que se regula la desclasificación de los materiales residuales generados en instalaciones nucleares.**

El CSN ha propuesto al MINETUR este proyecto de Orden, que tiene como objeto establecer los criterios necesarios para una adecuada gestión de los materiales residuales sólidos, procedentes de las instalaciones nucleares en operación o en desmantelamiento, que, por su baja contaminación radiactiva, pueden ser gestionados por vías convencionales.

Los criterios radiológicos que se establecen en esta Orden para que materiales residuales procedentes de instalaciones nucleares puedan gestionarse por las vías convencionales de eliminación, reciclado o reutilización, son los fijados en la Directiva 2013/59 Euratom del Consejo, de 5 de diciembre de 2013, por la que se establecen las normas de seguridad básicas para la protección contra los peligros derivados de la exposición a las radiaciones ionizantes.

- **Trasposición de la Directiva 2013/59/EURATOM por la que se establecen normas de seguridad básicas para la protección contra los peligros derivados de la exposición a radiaciones ionizantes, y se derogan las Directivas 89/618/Euratom, 90/641/Euratom,**



96/29/Euratom, 97/43/Euratom y 2003/122/Euratom.

Esta Directiva tiene en cuenta los avances científicos que, desde principios de los 90, ha habido en la materia, adaptando la normativa europea a las recomendaciones básicas de ICRP-103.

Entre los aspectos más destacables, cabe hacer referencia a que, por lo que respecta a los trabajadores, establece una mayor protección, particularmente para los del ámbito sanitario y los que trabajan en actividades con niveles de radiactividad natural significativos.

Con respecto al público, incluye como novedad la protección en relación con el radón doméstico y, por lo que se refiere a los pacientes, se tiene en cuenta que los usos médicos constituyen con mucho la mayor fuente de exposición artificial a las radiaciones ionizantes y es necesario optimizar la protección radiológica de éstos; se refiere también a los efectos derivados posibles accidentes.

En cuanto a las emergencias nucleares, se refuerza los requisitos relativos a la preparación y respuesta ante éstas y promueve una mayor cooperación entre los Estados miembros.

La transposición de esta Directiva supone la modificación de normativa nacional en la que son responsables los actuales Ministerios de Industria, Energía y Turismo, Sanidad y Servicios Sociales, Fomento, e Interior.

La fecha límite para su trasposición es el 6 de febrero de 2018.

Normativa comunitaria aprobada

- **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.

Normativa comunitaria en elaboración

- **Acuerdo de cooperación en el ámbito de los usos pacíficos de la energía nuclear entre Euratom y el Gobierno de Canadá.**

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

Con objeto de simplificar el texto y de dotarlo con un mayor alcance, la parte canadiense y la

Comisión Europea acordaron comenzar los trabajos para obtener un nuevo acuerdo de cooperación.

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

Por la parte europea, el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo de la UE comenzó a discutir el nuevo mandato de negociación durante las presidencias francesa y checa (2008 y 2009), con objeto de establecer las directrices que la Comisión debería seguir en la negociación del acuerdo. En junio de 2009, bajo presidencia checa, se llegó a un acuerdo de mandato, que fue aprobado por el Consejo. La Comisión Europea ha venido manteniendo distintas rondas de negociación con la parte canadiense avanzando en un texto de consenso. El ámbito de la cooperación abarca, principalmente, la seguridad nuclear, el suministro de materiales nucleares, la transferencia de tecnología, la transferencia de equipos y la transferencia de tritio y de equipo relacionado con el tritio. Aunque las negociaciones se encuentran muy avanzadas, aún no se ha llegado a un acuerdo acerca de las transferencias de tecnología, por lo que se espera que éste se alcance a lo largo de 2016.

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

La Comisión europea recibió, durante el año 2013, una petición formal del Gobierno de Corea del Sur para la elaboración de un Acuerdo de Cooperación en el campo de la energía nuclear, por lo que durante el año 2014 se elaboró una propuesta de mandato que fue presentada al Grupo de Cuestiones Atómicas en septiembre de ese mismo año. Durante el año 2015 no se ha tratado este asunto en dicho Grupo. Por tanto, es previsible que el citado acuerdo de cooperación sea debatido y adoptado durante alguna de las próximas presidencias del Consejo de la UE.

- **Propuesta de Reglamento (Euratom) del Consejo por el que se establecen tolerancias máximas de contaminación radiactiva de los productos alimenticios y los piensos tras un accidente nuclear o cualquier otro caso de emergencia radiológica (Texto refundido).**

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



los niveles de contaminación efectivamente medidos.

El texto, que fue aprobado por el Consejo de la UE en diciembre de 2014, fue remitido al Coreper y al Consejo para su adopción formal una vez oído el Parlamento Europeo. Se espera que dicho Reglamento, una vez traducido a las diversas lenguas oficiales, sea publicado en el Diario Oficial de la UE en las primeras semanas de 2016.

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 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.

Desde el 1 de octubre de 2010, en España y en todos los Estados de la UE se vienen aplicando las salvaguardias integradas. La transición a este nuevo sistema de salvaguardias 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 que se venían llevando a cabo de forma anunciada para EURATOM, los Estados y los operadores.

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 17 de septiembre de

2015 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 y, adicionalmente, una reunión técnica específica para avanzar en el proceso de «Safeguards by Design» del proyecto del ATC.

A finales de 2015, había en España 26 instalaciones sometidas a salvaguardias del OIEA, entre las que se incluyen los 8 reactores nucleares existentes, 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 2015, estas instalaciones fueron sometidas a un total de 62 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 2015.

Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE)

Además del Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo de la UE, 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).**

El «European Nuclear Safety Regulators' Group» (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.

Además de las reuniones plenarias, de ENSREG dependen cuatro grupos de trabajo relativos a se-

guridad nuclear, gestión de residuos radiactivos, transparencia y cooperación internacional.

Por lo que se refiere a sus resultados, ENSREG elabora, cada 3 años, un informe acerca de sus actividades que remite a las instituciones europeas, el último de los cuales fue publicado en 2015¹. De entre todas ellas destacamos las más significativas:

En abril de 2015 se organizó el segundo workshop relativo a los Planes de acción nacionales tras Fukushima, centrado en la evaluación de los progresos de implementación de dichos Planes. Entre sus conclusiones, que pueden ser consultadas en su informe resumen², se destaca la importancia de compartir experiencias, prácticas y retos entre los países europeos, con el ánimo de mejorar continuamente la seguridad; asimismo reconoce el compromiso de todos los operadores y las autoridades reguladoras europeas en la implementación de todas las acciones de mejora identificadas en los Planes nacionales. Mientras que una parte significativa de tales acciones ya ha sido implementada y otra lo será a lo largo de 2016, el resto serán completadas en torno al año 2020.

Asimismo, en junio de 2015 tuvo lugar, en Bruselas, la tercera Conferencia europea de seguridad nuclear de Reguladores, abordando distintos temas como la involucración del público en la toma

¹ http://beta.ensreg.eu/sites/default/files/attachments/ensreg_report_november_2015.pdf

² http://www.ensreg.eu/sites/default/files/attachments/hlg_p2015-31_146_ensreg_statement_nacp_final.pdf

de decisiones, la preparación y respuesta ante emergencias, la gestión de residuos, combustible gastado y desmantelamiento o el marco regulador, entre otras, cuyas principales conclusiones se encuentran disponibles en su página web³.

- **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 (el ya citado 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 se resumen al finalizar la reunión.

³ <http://www.ensreg.eu/sites/default/files/Summary%20of%20the%20conference.pdf>

ENEF trabaja en colaboración con otros grupos como ENSREG o la Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNETP).

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 tuvo 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 diez reuniones plenarias del ENEF, con participación de altas personalidades políticas europeas y de los EEMM, así como representantes de la industria y de las principales organizaciones ecologistas con mayor implantación en la UE, la última de las cuales tuvo lugar en Praga en mayo de 2015. En esta ocasión, los debates giraron en torno al papel que había de jugar la energía nuclear en la UE al tiempo que reconocían la libertad de cada EM para elegir su cesta energética, así como destacaron el liderazgo europeo en materia de seguridad nuclear y plantearon la posible creación de un mercado europeo del desmantelamiento. Entre otros aspectos, también se abordaron temas como el estado del arte de la tecnología nuclear o el desmantelamiento de instalaciones nucleares, o cómo debería tenerse en cuenta la opinión pública a la hora de desarrollar los planes energéticos nacionales.

- **Comité Consultivo de la Agencia de Provisiónamiento de EURATOM**



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

El informe de esta Agencia relativo a 2014 (aún no se encuentra disponible el correspondiente a 2015), 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 Agencia⁴.

- **Cooperación exterior en materia de seguridad nuclear (Instrumento INSC)**

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 salvaguardias. 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.

⁴ <http://ec.europa.eu/euratom/ar/ar2014.pdf>

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 cooperación 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 cul-

tura 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, de gestión de combustible gastado y residuos radiactivos, del marco legislativo y normativo respectivo y de 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»).

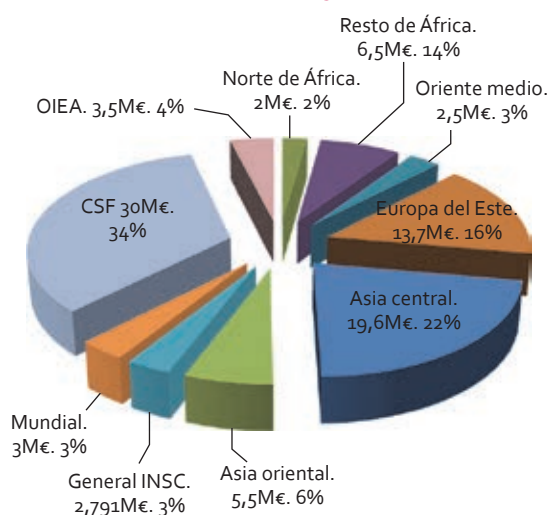
Entre el resto de prioridades de los programas de cooperación que se desarrollarán en el contexto del Reglamento 237/2014, se incluirán las siguientes:

- 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 (2014-2015): Hasta la fecha, la asistencia prestada con cargo al Instrumento desde que entró en vigor el Reglamento 237/2014 ha sido de unos 89

GRÁFICO 4.1
DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA ASISTENCIA
2014 A 2015



M€, con Asia Central y Europa del Este como principales regiones destinatarias, más aún si se incluyen las contribuciones al Fondo para el sarcófago de Chernóbil (CSF) en Ucrania (Gráfico 4.1).

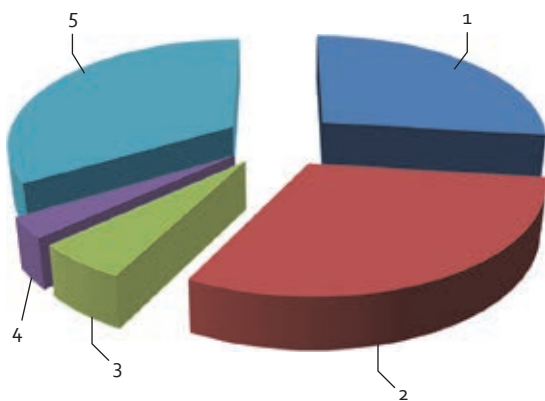
Distribución de la asistencia prestada según el tipo de proyecto (2014-2015)

Por lo que se refiere a la asistencia prestada por tipo de proyecto, las contribuciones al CSF, a la cultura de seguridad y a la gestión de residuos radiactivos copan la mayor parte de la asistencia prestada (Gráfico 4.2).

A continuación se recoge la participación española en proyectos con cargo a este Instrumento durante el año 2015:

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

GRÁFICO 4.2 DISTRIBUCIÓN DE LA ASISTENCIA POR TIPO DE PROYECTO 2014 A 2015



1: Fomento de una cultura de seguridad nuclear eficaz y aplicación de los niveles más altos de seguridad nuclear y mejora constante de la seguridad nuclear. 24M€. 27%.

2: Gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos, clausura y descontaminación de antiguas centrales e instalaciones nucleares. 27,3M€. 31%.

3: Establecimiento de marcos y metodologías para aplicar salvaguardias eficaces y efectivas al material nuclear en terceros países. 5M€. 5%.

4: Global allocation INSC. 2,79064M€. 3%.

5: CSF. 30M€. 34%.

(amén 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, Empresarios Agrupados ha conseguido, en 2015, la adjudicación de dos contratos cuya duración se ha fijado en 3 años, uno relativo al cálculo del comportamiento de estructuras en caso de evento externo (terremoto, tornado, impacto) y diseño de sistema de monitorización de edificio y otro relativo al diseño básico de un edificio de tratamiento de residuos (apoyo para la obtención de licencia para la operación de repositorios de residuos radiactivos), ambos en consorcio con otras organizaciones interna-

cionales. Por su parte, Tecnatom continúa desarrollando una metodología para la inspección en servicio de centrales nucleares ucranianas mediante ensayos no destructivos de sus equipos relacionados con la seguridad. 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). Además completó la entrega, llave en mano, de una instalación para el tratamiento de residuos sólidos y líquidos de baja y media actividad mediante incineración para la central de Zaporozhye. Por su parte, ENRESA ha finalizado dos contratos de asistencia 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.

- Por lo que se refiere a China, Tecnatom forma parte de un consorcio internacional que consiguió, en 2015, la adjudicación de un contrato para mejorar las capacidades de las organizaciones chinas en el área de la preparación ante emergencias nucleares y radiológicas y la gestión de accidentes.
- Por último, merece la pena destacar un contrato de asistencia al Organismo Regulador de Brasil por parte de un consorcio en el que está participando Tecnatom.

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)]. 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 2015, entre otras decisiones, este Comité aprobó algunos ajustes en relación con las principales líneas del Programa de Trabajo para el 2015-2016 para la NEA y su Banco de Datos; se acordó que, de cara a la elaboración del nuevo Plan Estratégico 2017-2022, esta elaboración se llevaría a cabo de forma gradual, empezando con el envío de un cuestionario a los Estados miembros, cuyos resultados serían utilizados como base de discusión por este Comité; y se acordó que la NEA actuara como Secretaría Técnica de la iniciativa INEF (International Framework For Nuclear Energy Cooperation), de acuerdo con los términos de referencia acordados.

- **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 2015 en la elaboración de distintas publicaciones, como el informe

sobre «*Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition*», la octava edición desde el primer informe del año 1981, y que se ha elaborado conjuntamente con la Agencia Internacional de la Energía (AIE); la actualización del tradicional «*Technology Roadmap: Nuclear Energy – 2015 Edition*», efectuado igualmente en colaboración con la AIE, que subraya el papel que la energía nuclear, junto con otras tecnologías de bajas emisiones, tiene en la lucha contra el cambio climático, o el informe «*Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management*», que expone los principales retos de la construcción de centrales nucleares y propone formas de abordarlos.

Continuaron 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 Daiichi), sino también proporcionar una metodología para evaluación de costes y estimación de daños para distintos escenarios de accidentes. El informe final está previsto para el año 2016. Asimismo, un grupo de expertos finalizó el estudio sobre los costes de desmantelamiento de centrales nucleares y las incertidumbres asociadas a su estimación, que ha sido publicado a principios de 2016, y en el que ha intervenido activamente ENRESA.

Por otra parte, en 2015 se lanzó la iniciativa NI2050 «*Nuclear Innovation 2050*», que pretende evaluar los actuales planes de I+D y las infraestructuras existentes para su desarrollo, establecer prioridades en la I+D de fusión nuclear y fomentar su

desarrollo mediante la cooperación entre agentes y Estados. Como punto de partida de la iniciativa, en julio de 2015 se celebró en París un Workshop con representantes de los países miembros de la NEA y de las Organizaciones encargadas de las actividades de I+D, al que siguió el envío de un cuestionario a los países. España participa en esta iniciativa a través del CEIDEN.

- **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 del año 2017.

En la reunión del Comité, del mes de junio, además de algunas presentaciones relativas a desarrollos legales en el ámbito de la energía nuclear por parte de países como Japón o Estados Unidos, y de las correspondientes a la Comisión Europea y al OIEA, se abordaron cuestiones referentes a la aplicación de los citados Convenios, en especial la propuesta para excluir del ámbito de aplicación del Convenio de París las instalaciones de almacenamiento definitivo de residuos de baja actividad, y aspectos legales en relación al transporte de sustancias nucleares. Asimismo, como en reuniones anteriores, se abordaron las implicaciones legales del accidente de la central nuclear de Fukushima Daiichi en Japón en 2011, y la implementación de los Convenios de Aarhus y Espoo desde el punto de vista de las actividades nucleares, entre otras cuestiones.

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 rem-

plazar 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 59ª y tuvo lugar del 14 al 18 de septiembre de 2015. En ella participaron unos 3.000 delegados de los 165 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.
- Contribuciones al Fondo de Cooperación Técnica para 2016.
- Debate general e Informe Anual para 2014.
- Elección de Miembros de la Junta de Gobernadores.
- Estados financieros del Organismo correspondientes a 2014.
- Programa y Presupuesto del Organismo para 2016-2017.
- 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 OIEA⁵.

- **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

⁵ <http://www.iaea.org/>

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

- **Conferencia Diplomática de la Convención sobre la 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.

A finales de 2013 la Confederación Suiza presentó al Director General del OIEA, para su distribución a las Partes Contratantes de la Convención, una pro-



puesta de enmienda a la misma relativa a nuevas medidas de seguridad en el diseño y construcción de centrales nucleares, y solicitó que fuera examinada durante la sexta Reunión de Revisión, que tuvo lugar en 2014, 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 el año siguiente.

A tal efecto, las Partes Contratantes de la Convención celebraron dicha Conferencia en febrero de 2015, adoptando por consenso la Declaración de Viena⁶ sobre Seguridad Nuclear, documento en el que se recoge una serie de principios enfocados a reforzar los objetivos de la Convención sobre Seguridad Nuclear para prevenir accidentes y mitigar sus consecuencias radiológicas.

Las Partes Contratantes también acordaron revisar, en la próxima reunión de revisión de la Convención, cómo se han implementado o se van a incorporar estos criterios en sus requisitos nacionales y regulaciones. Asimismo, esta Declaración ha sido publicada por el OIEA como guía de la Convención, para su divulgación a aquellos Estados que no son parte contratante de la misma, y al público en general.

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 Bohunice (Eslovaquia), cuyo desmantelamiento fue impuesto por motivos de seguridad por parte de las autoridades comunitarias como condición a la adhesión a la UE.

España es contribuyente directo a estos últimos cuatro fondos, y está representada en sus respectivos órganos de gobierno.

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

Este Fondo ha recibido contribuciones por valor de más de 1.300 M€ de 24 países contribuyentes

⁶ https://www.iaea.org/sites/default/files/infcirc872_sp.pdf

(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 finales del 2014. Se espera que el sarcófago esté operativo en torno al 2017.

En todo caso, el coste final del proyecto será superior al previsto inicialmente (las estimaciones apuntan a los 2.150 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.

• Por lo que se refiere a los Fondos de desmantelamiento, España ha realizado contribuciones por valor de 1,5 M€ para cada fondo. Adicionalmente a los importantes retornos obtenidos en años anteriores, cabe destacar la siguiente participación de empresas españolas durante 2015:

- Empresarios Agrupados consiguió la renovación, por un periodo de 3 años, del contrato de servicios de consultoría en la PMU (Project Management Unit) de la empresa estatal búlgara de gestión de residuos radiactivos para la construcción del repositorio nacional de almacenamiento definitivo de residuos radiactivos y el desmantelamiento de las unidades 1 a 4 de la central nuclear de Kozloduy.
- Por su parte, ENRESA se adjudicó el contrato del diseño conceptual y la evaluación de la seguridad para dicho almacenamiento.
- Por último, ya se encuentra en funcionamiento la instalación de incineración por plasma de residuos radiactivos desarrollada por Iberdrola en Kozloduy.

Adicionalmente a los Fondos mencionados, desde 2013 el BERD viene apoyando la mejora de los reactores nucleares ucranianos en línea con los estándares internacionales de seguridad por medio de un préstamo de 300 M€, al que hay que sumar una contribución de EURATOM de otros 300 M€ y de la propia Ucrania, de 800 M€, que permitirán alcanzar el coste total del proyecto estimado en 1.400 M€, cuyo horizonte temporal se extiende hasta 2017. Dependiendo del tipo de reactor,

las mejoras podrían incluir hasta 87 medidas de seguridad relativas al diseño, la instrumentación y control o la gestión de accidentes, así como el fortalecimiento del papel y la independencia del

Organismo regulador ucraniano. Hasta la fecha, se ha adjudicado el contrato de la Project Management Unit, a partir del cual se irán sacando a concurso los distintos proyectos previstos.

5. SECTOR CARBÓN

5.1 SITUACIÓN ACTUAL

5.1.1 Panorámica general del sector

La producción nacional de carbón disminuyó en 2015 respecto a 2014 más de un 21%, concretamente, la de hullas y antracitas disminuyó alrededor de un 34 %, y aumentó en un 7 % la de lignitos negros. En el caso de la hulla y de la antracita dicha disminución se explica en gran medida por la utilización de las empresas térmicas del carbón almacenado. Hay que reseñar que las unidades de producción a cielo abierto de carbón autóctono no reciben ayudas al cierre desde el 1 de enero de 2015.

Las producciones, así como las ayudas recibidas por las unidades de producción de hulla y antracita en 2015 disminuyeron respecto a los volúmenes de 2014. Debe tenerse presente la normativa europea, en particular 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 no competitivas, que obliga a España a una tendencia decreciente con unos límites anuales del volumen de ayudas hasta el 31 de diciembre de 2018.

Por otro lado, concluyó el 31 de diciembre de 2014 la aplicación del procedimiento de restricciones por garantía de suministro, en virtud del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero. (Cuadro 5.1.1).

CUADRO 5.1.1 BALANCE DE CARBÓN

PRODUCCIÓN INTERIOR:					
miles de toneladas	Antracita	Hulla	Lignito Negro	TOTAL	Tasa de variación
2010	3.209	2.777	2.444	8.430	
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	1.338	1.331	1.230	3.899	-10,7%
2015	1.120	601	1.772	3.493	-10,4%
miles de tep					
2010	1.396	1.134	766	3.296	
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	619	604	405	1.628	-7,6%
2015	510	245	555	1.311	-19,5%
VARIACIÓN DE STOCKS (1):					
miles de toneladas	Hulla y Antracita	Lignito negro	TOTAL	Tasa de variación	
2013	879	-324	555	-58,8%	
2014	890	166	1.056	90,3%	
2015	458	228	686	-35,0%	

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
2013	2.528	10.619	13.147	-36,0%
2014	1.632	12.056	13.687	4,1%
2015	2.030	10.239	12.269	-10,4%

CONSUMO INTERIOR BRUTO (2):		
miles de tep	TOTAL	Tasa de variación
2013	11.397	-26,4%
2014	11.639	2,1%
2015	14.426	23,9%

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 23,9% en 2015 sobre el del año anterior tal y como se desprende del cuadro 5.1.1. El consumo en el sector eléctrico ha aumentado un 31,9%, correspondiendo al consumo de hulla y antracita, tanto de producción nacional como de importación, un aumento del 31%, mientras que aumentó un 20,9% el de lignito negro y un 57,7% el de gases siderúrgicos.

La tendencia del precio del carbón importado ha seguido transitando a la baja, lo cual, unido a un menor funcionamiento de la generación eólica y al empeoramiento de la hidráulidad, han provocado que el consumo de carbón de importación para generación de electricidad aumentase en 2015.

El consumo final de carbones, medido en miles de toneladas, aumentó un 5,5% en 2015 respecto del año anterior. El consumo en siderurgia disminuyó un 5,1%. El consumo del resto de sectores tiene cuantías menos significativas que en los sectores anteriores (Cuadros 5.1.2 y 5.1.3).

5.1.3 Características de la oferta y del proceso productivo

Valoración estimada de la producción e ingreso por ventas de carbón

Durante 2015, el precio medio en factura del carbón nacional destinado a los distintos usos (hulla, antracita y lignito negro) beneficiario de ayudas fue de 66,58 euros por tonelada para un carbón

CUADRO 5.1.2 CONSUMO DE CARBÓN EN GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KTEP)

	Antracita	Hulla	Lignito negro	Gas siderúrgico	TOTAL	Tasa de variación
2011	1.936	7.605	902	260	10.703	
2012	2.001	10.168	667	203	13.039	21,8%
2013	1.072	6.799	519	295	8.685	-33,4%
2014	1.015	7.669	678	253	9.615	10,7%
2015	1.590	9.870	820	399	12.679	31,9%

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
2010	1.150		23		207		223		1.603	
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	1.135	-17,4%	8	-6,4%	97	-58,5%	127	-6,6%	1.367	-22,0%
2015	1.077	-5,1%	7	-8,1%	189	94,9%	170	33,4%	1.443	5,5%

FUENTE: SEE-IRMC.

con un Poder Calorífico Superior (en adelante, PCS) de 4.135 Kcal/Kg. Dicho precio supone una reducción del 3,4 % respecto al del año anterior (68,93 €/t).

Expresado el precio en céntimos de euro por termia de PCS, fue de 1,6100 lo que implica un aumento del 0,76% respecto al de 2014. Una ligera disminución en el poder calorífico de los carbones ha causado en parte la reducción del precio por termia de PCS.

Empleo en el sector

La plantilla propia de las empresas no competitivas del sector de carbón incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España al final del año 2015 estaba compuesta de 2.795 trabajadores, frente a los 3.126 del año precedente, lo que supone una disminución de empleo del 10,6% (Cuadro 5.1.4).

Paralelamente a la disminución de la plantilla propia del sector, se ha producido una disminución de las subcontratas. En diciembre de 2010 los trabajadores contratados eran de 979, debido a la aplicación de expedientes de regulación de empleo durante 2010 y por el descenso de producción. A finales de diciembre de 2011, las plantillas de contratatas sumaban 1.862 trabajadores que se redujeron un 20,2 % hasta 1.487 trabajadores a finales de 2012 por efecto de las producciones decrecientes de mineral y los conflictos laborales sucedidos en el sector durante ese año. En 2013 el personal contratado se redujo en 360 personas hasta alcanzar las 1.127. La senda decreciente en el número de personal subcontratado continuó en 2014, hasta llegar a las 965 personas, un 14,4% menos respecto al año anterior, y se acentuó aún más en 2015. Este último año los trabajadores de contratatas sumaron 581, lo que supone un descenso anual del 40%.

CUADRO 5.1.4 MANO DE OBRA EMPLEADA EN LA MINERÍA 2015

Tipo de Carbón	Plantilla Propia			Variación (%)	
	2013	2014	2015	14/13	15/14
Hulla Autóctona	2.117	1.918	1.705	-9,4	-11,2
Antracita Autóctona	1.018	1.012	901	-0,6	-11,2
Lignito Negro Autóctono	173	196	189	0,13	-0,04
TOTAL:	3.308	3.126	2.795	-5,5	-10,7

FUENTE: SEE-IRMC.



CUADRO 5.1.5 SALDO DE COMERCIO EXTERIOR (MILES T) 2013-2015

Minerales	Miles de Tm			Variación (%)	
	2013	2014	2015	14/13	15/14
HULLA importada	13.663	14.031	16.019	2,7	14,2
HULLA exportada	708	600	300	-15,3	-50,0
HULLA neta	12.955	13.431	15.719	3,7	17,0
ANTRACITA importada	544	566	669	4,0	18,2
ANTRACITA exportada	352	310	217	-11,9	-30,1
ANTRACITA neta	192	256	452	33,3	76,6
TOTAL neto importado	13.147	13.687	16.171	4,1	18,2

FUENTE: IRMC-EUROSTAT.

Respecto a la concesión de ayudas a las empresas mineras para cubrir costes excepcionales, consideradas en el artículo 4 de la Decisión 2010/787/UE, en concepto de ayudas laborales para prejubilaciones y bajas incentivadas en 2015, se concedieron 243 millones de euros frente a los 181 millones de euros en 2014, lo que supone un aumento superior al 30 %.

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 2015, medido en toneladas, la importación neta de hulla y de antracita, según los datos elaborados por el IRMC a partir de Eurostat, aumentó en un 18,2 %, pasando de 13,69 millones de toneladas en 2014 a 16,17 millones de toneladas en 2015 (Cuadro 5.1.5). La razón principal se encuentra en la mayor participación del carbón en generación eléctrica frente a la generación con energías renovables (hidráulica y eólica) en el 2015.

Según los datos elaborados por el IRMC a partir de Eurostat y el ICEX, en unidades monetarias la importación evolucionó desde 1.067,8 millones de euros en 2014 a 1.180,9 millones de euros en 2015. El valor del carbón neto importado en 2015 alcanzó 1.086 millones de euros frente a los 959,6 millones euros del año precedente. El precio unitario medio de compra CIF del carbón térmico disminuyó desde un promedio de 70,11 euros por tonelada en 2014 hasta 50,83 euros por tonelada en 2015, 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.

Tradicionalmente las importaciones han tenido su origen de forma mayoritaria en Colombia, Rusia, Indonesia y Sudáfrica.

5.2 ESTRUCTURA DEL SECTOR

El sector de la minería de carbón en España viene experimentando en las últimas décadas un proceso de reestructuración enmarcado en las distintas regulaciones europeas sobre la indus-



tria 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 5 Planes de reestructuración de la minería del carbón para los distintos periodos: Plan 1990-1993, 1994-1997, 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 en torno a 6 millones de toneladas y la plantilla propia de trabajadores a 31 de diciembre estaba compuesta por 3.414 efectivos repartidos en 22 unidades de producción. En 2013, 12 empresas produjeron 4,4 millones de toneladas, con una plantilla propia de 3.293 personas; en 2014, 3.126 personas, integradas en 11 empresas produjeron 3,6 millones de toneladas; y en 2015, 11 empresas produjeron menos de 3,5 millones de toneladas, con una plantilla propia de 2.795 personas.

Según lo establecido en la Decisión 2010/787/UE del Consejo antes mencionada, se ha elabora-

do 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 ha sido aprobado por Decisión de la Comisión Europea de fecha 27 de mayo de 2016.

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 31 de diciembre de 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 seguir 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 permitiera garantizar el acceso a las reservas. Para atenuar el impacto de la pérdida de puestos de trabajo en el sector, se apoyaron proyectos empresariales generadores de empleo, y se potenciaron los recursos humanos de las comarcas financiando actividades de formación y la creación de infraestructuras. Para ello, se mantuvieron activas, además de las ayudas propias para la reordenación de la actividad minera del carbón, ayudas a desarrollo de infraestructuras, a la financiación de proyectos empresariales y 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 y estableció el 31

de diciembre de 2018 (artículo 3.1.a) como fecha límite para el cierre de las explotaciones mineras no competitivas de acuerdo con un plan de cierre autorizado por la Comisión Europea. Adicionalmente, el cierre progresivo 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. Por ello, en el artículo 4 de la referida Decisión 2010/787/UE se contemplaron las ayudas para cubrir determinadas categorías de costes no relacionados con la producción corriente y vinculados al cierre de las minas susceptibles que se denominan 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.

El Plan de cierre del Reino de España aprobado por Decisión de la Comisión Europea de fecha 27 de mayo de 2016 contempla las líneas de ayudas previstas para las empresas del sector según lo establecido en la Decisión 2010/787/UE.

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

A nivel nacional, el Marco de Actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el perio-



do 2013-2018, 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.

Las disposiciones aprobadas de acuerdo con lo dispuesto en la citada Decisión para la aplicación de dicho Marco de Actuación son las siguientes:

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

- 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.
- RESOLUCION Resolución de 27 de marzo de 2015, del Instituto para la Reestructuración de la



Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan 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, para el ejercicio de 2015.

- RESOLUCION de 5 de octubre de 2015, (BOE Nº 268 de 9/11/2015) del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se publican las ayudas a la industria minera del carbón para el ejercicio 2015, correspondientes a las previstas en el artículo 3 de la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010.

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

- 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.

– RESOLUCION de 10 de agosto de 2015, (BOE Nº 233 de 29/09/2015) del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se aprueban ayudas destinadas a proyectos empresariales correspondientes a la convocatoria del año 2014.

- RESOLUCION de 2 de octubre de 2015, (BOE Nº 292 de 7/12/2015) del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se aprueban las ayudas destinadas a pequeños proyectos de inversión correspondientes a la convocatoria del año 2014.

– RESOLUCIÓN de 30 de octubre de 2015, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas dirigidas a pequeños proyectos de inversión generadores de empleo que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras para el ejercicio 2015.

III. Disposiciones sobre costes excepcionales de reestructuración de la minería del carbón.

- 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.
- RESOLUCION de 6 de febrero de 2015, (BOE Nº 36 de 11/02/2015) del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas destinadas específicamente a cubrir costes excepcionales que se produzcan o se hayan producido a causa del cierre de unidades de producción de carbón incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva, para el ejercicio 2015.
- Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico.
- RESOLUCION de 4 de diciembre de 2015, (BOE Nº 292 de 7/12/2015) del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se modifica la de 6 de febrero de 2015, por la que se convocan las ayudas destinadas específicamente a cubrir costes excepcionales que se produzcan o se hayan producido a causa del cierre de unidades de producción de carbón incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva, para el ejercicio 2015.

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

- 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 proyectos de restauración de zonas degradadas a causa de la actividad minera.

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 Organismo Autónomo, adscrito al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, presidido por el Secretario de Estado de Energía.

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

El Instituto tiene por objeto la ejecución de la política de reestructuración de la del carbón, como el desarrollo y ejecución de cuantas medidas se

dirijan a fomentar el desarrollo económico de aquellas zonas que, de acuerdo con la normativa aplicable, tengan la consideración de municipios mineros del carbón.

En relación con este último aspecto, el Instituto gestiona las ayudas de cualquier naturaleza que se concedan a las empresas dedicadas a la minería del carbón, tanto las ayudas destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de modernización y racionalización de las empresas mineras del carbón como los fondos dedicados al desarrollo económico de las zonas mineras del carbón; Asimismo, suscribe aquellos convenios que se estimen pertinentes para el mejor cumplimiento de su objeto y ejecuta cuantas otras medidas se precisen para desarrollar la política de reor-

denación de la minería del carbón y de promoción del desarrollo alternativo de las zonas mineras.

Durante estos últimos años, la actividad del Instituto ha girado en torno a conseguir los dos grandes objetivos marcados en los diferentes Planes del sector de acuerdo con la normativa de la UE, esto es: (i) Ejecutar la política de reestructuración de la minería del carbón y (ii) desarrollar y ejecutar medidas que fomenten el desarrollo económico de las comarcas mineras.

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 ha sido aprobado por Decisión de 27 de mayo de la Comisión Europea.

6. INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS



6.1 INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS

Durante el año 2015, tras un interés sostenido en los últimos años en el sector de la exploración y producción de hidrocarburos en España, se ha puesto de manifiesto un cambio de tendencia. Diversos motivos explican este comportamiento; en primer lugar, el escenario desfavorable de precios del crudo en los últimos meses, que ha tornado en no rentables proyectos que en otro contexto económico resultaban viables económicamente.

Asimismo, ha contribuido a este cambio de tendencia la complejidad de tramitación de los proyectos relacionados con el sector, especialmente exigente en el campo medioambiental, como consecuencia de la gran sensibilidad social que este tipo de proyectos despiertan en el entorno, especialmente aquellos orientados a la prospección de recursos no convencionales o a la prospección en medio marino.

En lo relativo a los proyectos relacionados con la prospección de hidrocarburos no convencionales, es de destacar que los distintos proyectos existentes en España, principalmente en la cuenca vasco-cantábrica, se encuentran en una etapa preliminar de investigación, sin que se hayan llegado a perforar pozos con este tipo de objetivo¹. Asimismo, cabe destacar la aprobación de diversas iniciativas legislativas autonómicas orientadas a la prohibi-

ción 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. En el Auto 63/2015, de 17 de marzo, so-

¹ En este capítulo se recoge la situación 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.



bre el recurso de inconstitucionalidad 6513/2014 contra el art. 167.1 y las disposiciones transitorias quinta y octava de la Ley 2/2014, de 27 de enero, el Tribunal Constitucional acordó levantar la suspensión contra el precepto señalado. Finalmente, de acuerdo con la nota informativa nº 34/2016, del Tribunal Constitucional, el Pleno del Tribunal Constitucional ha estimado parcialmente el recurso de inconstitucionalidad declarando inconstitucional y nulo el art. 167.1 de la ley recurrida.

- Ley 6/2015, de 30 de junio, de la Comunidad Autónoma del País Vasco de medidas adicionales de protección medioambiental para la extracción de hidrocarburos no convencionales y la fractura hidráulica o «fracking», objeto de recurso de inconstitucionalidad nº 24/2016 interpuesto por el Sr. Presidente del Gobierno.

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, que 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, destacando en particular las siguientes:

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

- Modificación del canon de superficie establecido en el artículo 2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, anteriormente regulado en la disposición adicional primera de dicha ley, 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.
- Previsión de 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 al yacimiento.

Por último, cabe destacar la aprobación de la Disposición adicional cuarta del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural,



en la que se precisan determinados aspectos de la tramitación medioambiental sobre los procedimientos regulados en el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre relativos a las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

En cuanto a la evolución del dominio minero, durante el año 2015 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 2015 por renuncia de su titular o por desistimiento de una solicitud previa.

En la página Web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo se publica el mapa del dominio 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 continúa desarrollando, si bien el interés explora-

torio se está extendiendo a otras zonas como el Golfo de León y en el Mar Cantábrico.

6.2 EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

El cuadro 6.2 refleja las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos en vigor en España a 31 de diciembre de 2015. 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 6.1 PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS EXTINGUIDOS EN 2015

Ámbito	Denominación	Titulares	Estado anterior	Extinción	Superficie (Ha)	Observaciones
AGE	CHINOOK A	CNWL OIL ESPAÑA, S.A.	ESTATAL VIGENTE	RENUNCIADO	82.704,00	Medio Marino
	CHINOOK B	CNWL OIL ESPAÑA, S.A.	ESTATAL VIGENTE	RENUNCIADO	82.704,00	Medio Marino
	CHINOOK C	CNWL OIL ESPAÑA, S.A.	ESTATAL VIGENTE	RENUNCIADO	82.704,00	Medio Marino
	CHINOOK D	CNWL OIL ESPAÑA, S.A.	ESTATAL VIGENTE	RENUNCIADO	82.704,00	Medio Marino
	BENIFAYÓ	CAPRICORN SPAIN LIMITED	ESTATAL VIGENTE	RENUNCIADO	79.380,00	Medio Marino
	GANDÍA	CAPRICORN SPAIN LIMITED	ESTATAL VIGENTE	RENUNCIADO	79.380,00	Medio Marino
	ALTAMAR 1	CAPRICORN SPAIN LIMITED	ESTATAL VIGENTE	RENUNCIADO	79.380,00	Medio Marino
	ALTAMAR 2	CAPRICORN SPAIN LIMITED	ESTATAL VIGENTE	RENUNCIADO	79.380,00	Medio Marino
CCAA	BIESCAS	REPSOL INVESTIGACIONES PETROLÍFERAS S.A. (RIPSA)	AUTONÓMICO SOLICITADO	DESISTIDO	75.852,00	C.A. Aragón

CUADRO 6.2 CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS VIGENTES A 31 DICIEMBRE 2015

Empresas	Concesiones	B.O.E.	Vigencia	Superficie (ha)	Observaciones
COMPAÑÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	LORA	1/31/1967	1/31/1967 1/30/2017	10.619,28	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	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	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	Superficie inicial Conversión de parte de la superficie de Gaviota I (3.233,88 ha) en concesión almacenamiento Gaviota (4.229ha)
RIPSA MURPHY	GAVIOTA II	7/14/1983	7/15/1983 7/14/2013 12/29/2007	3.234,00 2.238,84	Superficie inicial Conversión de parte de la superficie de Gaviota II (995,04 ha) en concesión almacenamiento Gaviota (4.229 ha)
RIPSA CNWL	ANGULA	12/3/1985	12/4/1985 12/3/2015 12/30/2015 12/3/2025	3.129,00	177,84 Ha. a Unitización con CASABLANCA Otorgamiento 1ª prorroga (10 años)
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS B-1	9/14/1988	9/15/1988 9/14/2018 8/3/2011	6.529,92	Adaptación a CE almacenamiento subterráneo y ampliación spf en 272.08 Ha (total: 6529,92)
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-1	9/14/1988	9/15/1988 9/14/2018	8.434,50	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-2	7/14/1989	7/15/1989 7/14/2019 8/3/2011	3.128,92	Adaptación a CE almacenamiento subterráneo
NUELGAS	LAS BARRERAS	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	13.604,00	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	REBUJENA	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	3.264,96	
NUELGAS	EL RUEDO-1	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	14.877,00	


CUADRO 6.2 CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS VIGENTES A 31 DICIEMBRE 2015 (Continuación)

Empresas	Concesiones	B.O.E.	Vigencia	Superficie (ha)	Observaciones
NUELGAS	EL RUEDO-2	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	14.050,50	
NUELGAS	EL RUEDO-3	9/23/1993	9/24/1993 9/23/2023	13.224,00	
RIPSA MURPHY	ALBATROS	9/23/1993 1/30/2003	9/24/1993 9/23/2023	3.233,88	Renuncia parcial y cesión participación
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 1	7/28/1994	7/29/1994 7/28/2024	8.162,40	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 2	7/28/1994	7/29/1994 7/28/2024	14.964,40	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 3	7/28/1994	7/29/1994 7/28/2024	7.890,32	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS A	5/30/1995	5/31/1995 5/30/2025 8/3/2011	8.842,60	Adaptación a CE almacenamiento subterráneo
RIPSA	POSEIDON NORTE	12/7/1995 8/13/2005	12/8/1995 12/7/2025	10.751,52	Renuncia parcial
RIPSA	POSEIDON SUR	12/7/1995 8/13/2005	12/8/1995 12/7/2025	3.583,84	Renuncia parcial
RIPSA CNWL CEPSA EP SL PETROLEUM	RODABALLO	9/19/1996 12/30/2015	9/20/1996 12/3/2015 12/3/2025	4.954,44	Otorgamiento 1ª prórroga (10 años)
RIPSA	LUBINA	7/17/2012	7/18/2012 7/17/2042	4.165,25	

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 otor-

gamiento de una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo.

El cuadro 6.3 refleja las concesiones de almacenamiento subterráneo existentes a 31 de diciembre de 2015, todas ellas con la finalidad de almacenar



CUADRO 6.3 CONCESIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

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

FUENTE: SEE.

gas natural para el sistema gasista, pertenecientes a la red básica y funcionando bajo un régimen de acceso de terceros regulado.

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, hibernó las instalaciones del almacenamiento subterráneo y encargó 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 valorar el futuro de este almacenamiento, debiendo procederse al desmantelamiento cuando puedan existir riesgos para las personas, los bienes o el medio ambiente que lo aconsejen.

En estos momentos la situación de hibernación de estas instalaciones ya construidas permite en tanto se realicen los estudios técnicos necesarios garantizar la seguridad de las personas, los bienes y el medio ambiente, hasta que se así se considere por acuerdo del Consejo de Ministros.

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 2015 de 285.935,82 GWh, con un aumento del 3,9 % respecto al año 2014 (cuadro 7.1). La participación del gas natural en el balance de energía primaria fue del 19,9% en 2015, similar al peso del año anterior.

El consumo de gas se estima que se distribuyó en un 23% en el mercado doméstico-comercial y un 36,3% en el mercado industrial para usos térmicos, es decir, excluyendo el consumo como materia prima y el gas empleado en la generación eléctrica en instalaciones de cogeneración.

El consumo en los sectores doméstico, comercial y de servicios ha aumentado en 2015 un 2,2%, derivado de su actividad, sin que haya tenido influencia significativa las diferencias de laboralidad y temperatura respecto del año anterior. En el sector industrial, el consumo subió un 2%, al contrario de lo ocurrido en el año anterior.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2015 se estima en 87.860,82GWh, un 30,7% del total, de los que el 13,0% 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 aumentado un 8,5%, debido al aumento de la demanda eléctrica y al cambio de la estructura de generación. También en 2015 ha aumentado el consumo de gas atribuido a la generación eléctrica por cogeneración, rompiendo la tendencia de decrecimiento anterior.

7.1.2 Oferta

Producción interior de gas natural

Durante el año 2015 se produjeron 699 GWh de gas natural, equivalentes a 61 millones de m³(n), cifra notablemente superior a la del ejercicio anterior, como se refleja en el Cuadro 7.2. Este incremento se debe a la puesta en producción del yacimiento Viura durante la ejecución de una

CUADRO 7.1 DEMANDA DE GAS (GWH)

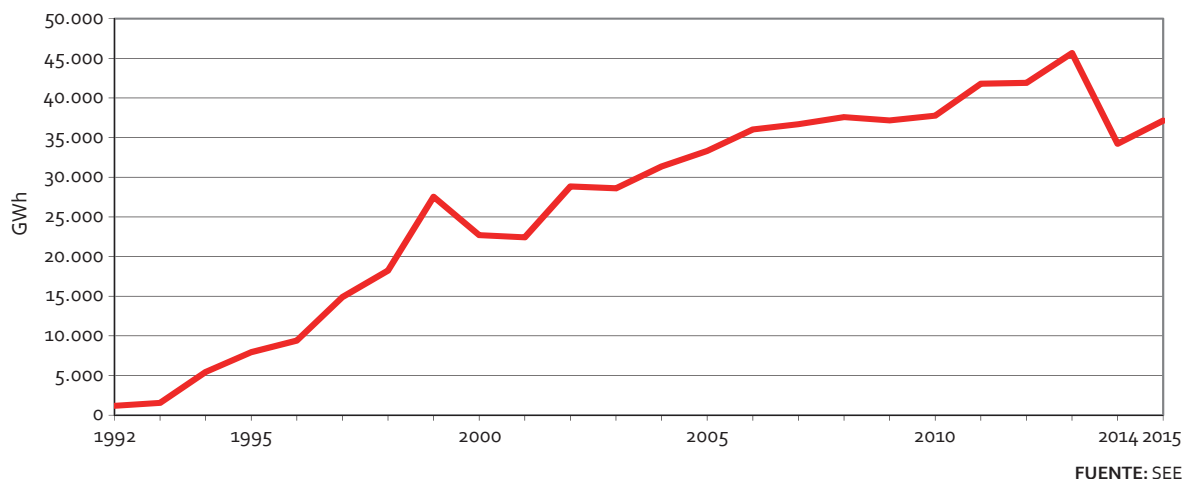
	2013	2014	2015	Estructura 2015 (%)	%2015/14	%2014/13
Doméstico-comercial	66.860,90	64.415,80	65.840,74	23,0	2,2	-3,7
Industrial	105.045,10	101.780,40	103.798,20	36,3	2,0	-3,1
Materia prima	5.469,96	5.638,40	5.212,70	1,8	-7,6	3,1
Cogeneración (1)	45.658,65	34.221,24	37.140,13	13,0	8,5	-25,0
Generación eléctrica	53.269,86	46.734,49	50.720,69	17,7	8,5	-12,3
Consumos propios, pérdidas y dif. estadísticas	27.856,66	22.346,26	23.223,36	8,1	3,9	-19,8
Total gas natural	304.161,03	275.136,59	285.935,82	100,0	3,9	-9,5

(1) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

FUENTE: SEE.



GRÁFICO 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 2015		PRODUCCIÓN 2014		Var 15/14
	GWh	Mm ³ (n)	GWh	Mm ³ (n)	
El Romeral	29	3	59	6	-51,52%
El Ruedo	0	0	10	1	
Marismas	2	0	10	1	-76,29%
Poseidón	78	7	190	17	-58,98%
Viura	590	51	0	0	-
TOTAL	699	61	269	25	160,02%

FUENTE: SEE.

prueba de producción de larga duración, lo que ha compensado el descenso en la producción de los últimos años debido al progresivo agotamiento de los campos.

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

Procedencia de los abastecimientos

En el año 2015 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 (776 GWh). Las importaciones netas durante el año 2015 ascendieron a 307.688 GWh lo que supone un aumento del 5.32% respecto al año 2014 (Cuadro 7.3).

A lo largo del año 2015, 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.

CUADRO 7.3 IMPORTACIONES DE GAS NATURAL (UNIDAD: GWH)

Gwh	2014	%	2015	%	% 2015/2014
Argelia GN	154.573	55,08%	175.344	59,87%	3%
Argelia GNL	57.313		43.401		
Nigeria GNL	31.652	8,23%	43.324	11,86%	37%
Qatar GNL	35.038	9,11%	33.139	9,07%	-5%
Perú GNL	13.971	3,63%	10.794	2,95%	-23%
T&T GNL	23.479	6,10%	12.754	3,49%	-46%
Noruega GNL	14.062	3,66%	7.984	2,19%	-43%
Bélgica GNL	1.294	0,34%	0	0,00%	
Portugal GN	279	0,07%	0	0,00%	
Nacional GN	508	0,13%	776	0,21%	53%
Omán GNL	1.833	0,48%	964	0,26%	-47%
Francia GN	49.233	12,80%	36.902	10,10%	-25%
Países Bajos GNL	1448	0,38%	0	0,00%	
TOTAL	384.683	100,00%	365.382	100,00%	-5%

FUENTE: ENAGAS (GTS).

Argelia se mantiene como primer proveedor hasta alcanzar el 55% del suministro total, seguido por sido Francia (13%), Qatar (9%) y Nigeria (8%).

Por tercer año consecutivo, los suministros en forma de GN superaron a los de GNL, realizándose un 58% del aprovisionamiento a través de gasoductos internacionales, mientras que el 42% restante llegó en forma de gas natural licuado (GNL), que ha continuado por cuarto año consecutivo disminuyendo su cuota en la estructura de aprovisionamiento como consecuencia del aumento del volumen de 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.

En 2015 el volumen total de gas cargado en buques fue 16.007 GWh, lo que supone una disminución del 73% en relación al año anterior. Se han descargado 203 buques, 28 menos que en 2014, siendo las plan-

tas de Barcelona, Huelva y Sagunto las que han alcanzado los mayores volúmenes descargados.

Respecto a las salidas del sistema por conexiones internacionales, es reseñable el aumento de las salidas hasta Francia, que crecieron en más de un orden de magnitud, y el incremento de las exportaciones hacia Portugal.

En el cuadro 7.4 se reflejan las salidas del sistema y en el cuadro 7.5 el saldo Entradas/Salidas del sistema.

Estructura Empresarial del Sector de Gas Natural en España

Empresas Transportistas

Las empresas transportistas son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción,



CUADRO 7.4 SALIDAS DE GAS NATURAL

Salidas Sistema			
Gwh	2014	2015	% 2015/2014
Recarga buques	60.185	16.007	-73,40%
Salidas VIP Ibérico	405	5.586	1279,26%
Salidas VIP Portugal	31.447	35.325	12,33%
TOTAL SALIDAS	92.037	56.918	-38,16%

FUENTE: ENAGAS (GTS).

CUADRO 7.5 SALDO ENTRADAS/SALIDAS DE GAS NATURAL

Saldo Entradas/Salidas Sistema			
Gwh	2014	2015	% 2015/2014
Total aprovisionamientos (1)	384.683	365.382	-5,02%
Nacional GN (2)	508	776	52,76%
Total importaciones (3)=(2)-(1)	384.175	364.606	-5,09%
Total salidas (4)	92.037	56.918	-38,16%
TOTAL IMPORTACIONES NETAS (3)-(4)	292.138	307.688	5,32%

FUENTE: ENAGAS (GTS).

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 2015, son las siguientes:

- Enagas Transporte, S.A.: principal empresa transportista en España (con una cuota del 85%).
- Enagás Transporte del Norte, S.A.U
- 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.
- Redexis Infraestructuras, S.L.U.
- Gas Navarra, S.A.
- Gas Extremadura Transportista, S.L.
- Gas Natural CEGAS, S.A.
- Gas Natural Andalucía, S.A.
- Gas Natural Castilla -La Mancha, 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 distribuido-

ras que actualmente figuran en el registro de empresas distribuidoras de gas natural son las siguientes:

- Gas Natural Distribución, SDG, S.A.
- Gas Natural Castilla y León, S.A.
- Gas Navarra, S.A.
- Gas Natural Rioja, S.A.
- Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.
- Gas Galicia SDG, S.A.
- Gas Natural Andalucía, S.A.
- Cegas, S.A.
- Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.
- Gas Energía Distribución Murcia
- Redexis Gas Distribución, S.A.
- Naturgas Energía Distribución, S.A.
- Gas Directo, S.A.
- Tolosa Gasa, S.A.
- Gasificadora Regional Canaria, S.A.
- Madrileña Red de Gas, S.A.
- Gas Natural Madrid SDG, S.A.

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, modificó la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y sustituyó 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, esta ley eliminó el registro administrativo de empresas comercializadoras de gas natural.

Las empresas comercializadoras que durante el año 2015 han operado en el sistema gasista son las siguientes:

- Iberdrola Generación España, S.A.U.
- Cepsa Gas Comercializadora S.A.

- BP Gas Europe, S.A.U.
- Shell España, S.A.
- Gas Natural Comercializadora, S.A.
- Gas Natural Servicios SDG, S.A.
- Endesa Energía, S.A.
- Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.
- GDF Suez Energía España, S.A.U.
- Ingeniería y Comercialización de Gas, S.A.
- Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.
- Molgas Energía, S.A.U
- Nexus Energía, S.A.
- Liquid Natural Gaz, S.L.
- Investigación, Criogenia y Gas, S.A.
- Multiservicios Tecnológicos, S.A.
- Sonatrach Gas Comercializadora, S.A.U.
- Galp Gas Natural, S.A.
- Galp Energía España, S.A.U.
- Axpo Iberia, S.L.
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Madrileña Suministro de Gas, S.L.
- Madrileña Suministro de Gas SUR, S.L.
- EDP Comercializadora, S.A.U.
- EDP Comercializador de Último Recurso, S.A.U.
- Endesa Energía XXI, S.L.U.
- ENI SPA
- Servigas S.XXI, S.A.
- RWE Supply & Trading GmbH
- Fortia Energía, S.L.
- EDP Energía Gas, S.L
- Alpiq AG
- Orus Energía, S.L.
- On Demand Facilities, S.L.
- Petronavarra, S.L.
- Statoil ASA
- Factor Energía, S.A.



- Methane Logistics, S.L.
- Cepsa COMERCIAL PETROLEO, S.A.
- Primagas Energía, S.A.U.
- Vitogas España, S.A.U.
- Total Gas & Power Limited
- Repsol LNG Holding, S.A.
- Audax Energía, S.L.U.
- Gunvor Internacional B.V.
- Novagas criogenia, S.L.
- Koch supply & trading sarl
- Dufenergy trading, s.a.
- Neoelectra energia, S.L.U.
- Catgas Energía, S.A.
- Gdf Suez Trading
- Edp Gas.com-Comercio de Gas Natural, S.A.
- Fenie Energía, S.A
- Iberdrola clientes, S.A.U
- Multienergía verde, S.L.
- Aldro energía y soluciones, S.L.U
- Ogs energia, S.L.
- Remica comercializadora, S.A.
- Yade Jorman España S.L.
- Uniper Global Commodities SE
- Enagas Transporte, S.A.U
- Viesgo Generación, S.L.
- Viesgo Energía, S.L
- Energía VM Gestión de Energía, S.L.U.
- Engie, S.A
- Gas Natural S.U.R., SDG, S.A.
- Multienergía verde, S.L.
- Fusiona Soluciones Energéticas, S.A.
- Clidom Energy, S.L.

El Gestor Técnico del Sistema

Es el responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario y tiene como misión 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 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.

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.

El Real Decreto 984/2015 de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural en su artículo 5 otorga al Gestor Técnico del Sistema la competencia para gestionar la Plataforma Telemática Única de Contratación y Solicitud de Capacidad, herramienta informática que concentrará la gestión de la contratación de todas las instalaciones del sistema,

con la excepción de las interconexiones internacionales. Asimismo, la herramienta integrará el mercado secundario de capacidad y mantendrá comunicación constante con el Gestor de Garantías y con la herramienta de gestión logística de nominaciones y programaciones SL-ATR.

7.1.3 Régimen económico de gases y productos asimilados

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, estableció en su capítulo VII las bases del sistema económico integrado del gas natural, lo que incluye las retribuciones de las actividades reguladas, los peajes y cánones de acceso a las instalaciones y el procedimiento de liquidaciones.

Las materias anteriores fueron desarrolladas posteriormente 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. Asimismo, 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, que fue posteriormente convalidado por la Ley 18/2014, del mismo nombre. Dicha ley en su título III Capítulo II incluyó una serie de medidas desti-



nadas garantizar la sostenibilidad económica del sistema de gas natural corrigiendo los desajustes entre ingresos y costes del sistema consecuencia de la caída sustancial de la demanda que ha estado acompañada de la incorporación al sistema retributivo gasista de un número importante de nuevas infraestructuras.

Las medidas aprobadas en dicha ley en relación con la retribución de las actividades reguladas han profundizado la línea de contención de costes iniciada 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. La Ley 18/2014 estableció los principios de la reforma del régimen retributivo del sistema gasista bajo los principios de sostenibilidad económica y equilibrio económico a largo plazo, teniendo en consideración las fluctuaciones de la demanda y sin quiebra del principio de retribución razonable de las inversiones ni de la seguridad de suministro.

A partir de su entrada en vigor, cualquier medida que suponga un incremento de las retribuciones del sistema deberá ir acompañada de una reducción equivalente de costes o de un incremento de ingresos. 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 pará-

metros 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

Mediante 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 por una fórmula que tiene en cuenta el porcentaje de gas realmente adquirido en la subasta.

Durante el año 2015 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 del 1 de julio al 31 de diciembre de 2015 y de gas de invierno para el período del 1 de noviembre de 2015 al 30 de marzo de 2016 tuvo lugar el 15 de junio, adjudicándose la totalidad del volumen de gas de base (1.200 GWh) al precio de 21,79 €/MWh y del gas de invierno (1.910 GWh) a un precio de 23,67 €/MWh.

El 27 de octubre se celebró la subasta para el suministro de gas de base para el período del 1 de enero al 30 de junio de 2016, adjudicándose también la totalidad del volumen subastado (1.200 GWh) al precio de 20,25 €/MWh.

En el cuadro 7.6 se muestran los precios del gas de base y del gas de invierno en cada una de las subastas celebradas:

La Orden IET/2736/2015, de 17 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 para el 2016, mediante la disposición final primera procedió a modificar la fórmula de la tarifa de último recurso de una manera sustancial.

El coste de la materia prima pasó a calcularse como combinación de una referencia de gas estacional (suministrado en invierno) y del gas de base adqui-

rado mediante contratos a largo plazo. En ambos casos se han tomado referencias internacionales de precios y aplicando unos coeficientes de estacionalidad diferentes al gas estacional en cada trimestre de acuerdo al perfil de demanda doméstico: en el primer trimestre se aplica una ponderación de 0,579, mientras que en el cuarto es de 0,467 y en los trimestres segundo y tercero es cero.

Como referencia de gas estacional se toma el promedio de las cotizaciones del NBP para entrega en el trimestre entre los días 6 y 20 del mes anterior al trimestre de aplicación, mientras que como referencia de gas de base se aplica la misma fórmula basada en las cotizaciones semestrales

CUADRO 7.6 PRECIOS DEL GAS EN SUBASTAS PARA TUR

Fecha celebración subasta	Período de suministro de la subasta	Precio gas de base (Pbo) (€/MW)	Precio gas de invierno (Plo) (€/MWh)
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	-
6/15/2015	1/07/2015 al 31/12/2015 1/11/2015 al 31/03/2016	21,79	23,67
10/27/2015	01/01/2016 al 30/06/2016	20,25	

FUENTE: SEE.



del crudo Brent que se estaba aplicando desde. Se deja de aplicar como referencia el precio de las subastas para compra de gas que en consecuencia dejan de celebrarse.

Otra modificación sustancial es la prima de riesgo de cantidad que protege al comercializador de último recurso de correlaciones positivas entre el precio de mercado y la cantidad de gas a suministrar. Se pasa de aplicar un coeficiente fijo de 3,6% a utilizar un valor cero los trimestres segundo y tercero (no hay demanda de gas invernal), mientras que para los trimestres primero y cuarto se aplica una fórmula que considera las opciones «put» y «call» junto con los valores de las cotizaciones a futuro en el trimestre de aplicación de las cotizaciones del gas natural en el mercado NBP.

Peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas

El Real Decreto-ley 13/2012 modificó el artículo 92 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, otorgando a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la capacidad 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, 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, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Sin embargo, hasta que no se proponga y apruebe una nueva estructura de peajes, se mantiene en aplicación la estructura básica establecida en el Real Decreto 949/2001, que incluye los siguientes peajes:

- Peaje de regasificación: inicialmente incluía 10 días de almacenamiento operativo de gas natural licuado, reducidos posteriormente a 5 días en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, y que desde el 1 de abril de 2009 han sido eliminados completamente.
- Peaje de transporte y distribución: de tipo «postal» e independiente de la distancia recorrida por el gas. Se articula mediante un término de «reserva de capacidad» que se aplica al caudal diario contratado a la entrada de la red de transporte y un término de «conducción» aplicado el punto de entrega, que incluye un término fijo aplicado al caudal contratado y uno variable que multiplica el volumen de gas consumido. Este peaje incluye un derecho de almacenamiento en el punto virtual de la red (AOC), que desde la aprobación del Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, se ha limitado a la capacidad equivalente a 0,5 días de consumo, autorizando al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para posteriores reducciones.
- Canon de almacenamiento subterráneo, incluye un término fijo mensual aplicado al volumen reservado y un término variable que se multiplica por la cantidad de gas inyectado o extraído. La resolución de 14 de marzo de 2008, de la Secretaría General de Energía por la que se precisan determinados aspectos relativos a la ges-

ción de los almacenamientos subterráneos de la red básica y se establecen las reglas para la subasta de su capacidad, en su artículo 6 determinó que el gas inyectado o extraído a contraflujo quedaba exento del pago del correspondiente canon de inyección o extracción.

- Canon de almacenamiento de gas licuado (GNL), aplicable diariamente al gas almacenado. Desde el 1 de enero de 2009 este canon se aplica a todo el GNL almacenado al haberse eliminado la capacidad de almacenamiento gratuita asociada a la contratación del peaje de regasificación.

Con carácter anual se actualizan los valores concretos de aplicación de los peajes en función de las estimaciones anuales de retribuciones y las previsiones de mercado. Desde la publicación de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, se admite la posibilidad de revisiones adicionales a lo largo del año en el caso de que se prevean desajustes en las previsiones de facturación.

Asimismo, se han incorporado nuevos peajes en función de las necesidades operativas del sistema: en la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, se estableció un nuevo peaje para la descarga y la puesta en frío de buques, mientras que, en el año 2006, la Orden ITC/4100/2005, definió los siguientes:

- Peaje interrumpible que capacita al Gestor Técnico del Sistema a ejecutar la interrupción en determinados casos, con dos modalidades. «A» y «B», la primera tasa la duración máxima de la interrupción que puede decretar el Gestor Técnico

del Sistema en 5 días, mientras que en la modalidad «B» es de 10 días.

- Peajes aplicables a los contratos de duración inferior a un año, que consisten básicamente en los peajes ordinarios a los que se aplica un coeficiente al término de caudal en función de la duración de los mismos.
- Peaje de tránsito internacional, que se determina mediante la aplicación al peaje de transporte y distribución de un factor de 0,7.

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

- Peajes para los antiguos usuarios de la tarifa de materia prima para la fabricación de fertilizantes, con una duración limitada y que agrupaba los peajes de regasificación y transporte y distribución.
- Peaje de descarga de buques: incluye una cantidad fija y un término variable aplicable a la cantidad de energía descargada, con el objetivo de incentivar el uso de las plantas con mayor grado de infrautilización, sin que significará un encarecimiento adicional del sistema ya que se produjo simultáneamente una rebaja en el peaje de regasificación.
- Peaje 3.5: desde el año 2007 se ha incorporado un escalón más a los peajes del «Grupo 3», el 3.5, aplicable a los clientes con consumos anuales superiores a 10 GWh, y donde, a diferencia del resto de los escalones del «Grupo 3», el tér-



mino fijo es función del caudal contratado. Este peaje se constituye como una alternativa a los peajes 2.bis, al incorporar una rebaja sustancial respecto al escalón más barato del «Grupo 3» existente hasta la fecha. Una nota diferenciadora de este peaje es que admite la posibilidad de descuentos en el caso de consumos realizados durante el horario nocturno.

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 reguladas 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.

En el año 2016 se han mantenido en vigor los peajes aprobados para el año 2014 mediante la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre.

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 citada ley 8/2014, de 15 de octubre, en su anexo XI unificó 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).

En el Cuadro 7.7 se muestra un resumen de las nuevas retribuciones a la actividad de transpor-

te. A estas retribuciones reconocidas en la Orden IET/2445/2015, de 19 de diciembre, y corregidas mediante la Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, se adicionaron las también relativas al ejercicio 2015, reconocidas en la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, motivadas por una serie de ajustes, entre otras de la corrección de la Tasa de retribución financiera (Cuadro 7.8).

En el Cuadro 7.9 se muestra un resumen de las retribuciones a la actividad de regasificación. A estas retribuciones reconocidas en la Orden IET/2445/2015, de 19 de diciembre, y corregidas mediante la Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, se adicionaron las también relativas al ejercicio 2015, reconocidas en la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre (Cuadro 7.10).

En el Cuadro 7.11 se muestra un resumen de las retribuciones a la actividad de almacenamiento

CUADRO 7.7 RESUMEN DE LAS NUEVAS RETRIBUCIONES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE

	Retribución anual RCS ₂₀₁₅ [€]	Retribución anual RD ₂₀₁₅ [€]	Total retribución anual [€]
Gas Natural CEGAS, S.A.	1.153.328,03	2.158.722,30	3.313.539,85
ENAGAS, S.A.	0,00	0,00	0,00
ENAGAS Transporte, S.A.	192.085.255,44	463.962.072,82	656.000.990,98
ENAGAS Transporte del Norte, S.A.U.	7.121.043,08	20.224.089,84	27.354.329,72
Gas Natural Andalucía S.A.	1.025.345,76	2.761.490,83	3.788.160,82
Redexis Gas Aragon, S.A.	1.248.456,28	1.975.728,14	3.225.796,80
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.173.567,27	3.036.034,26	4.211.117,19
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.930.044,24	4.922.850,60	6.855.387,48
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	6.720.339,09	15.936.246,51	22.665.264,91
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	155.289,59	358.003,81	513.493,96
Regasificadora del Noroeste, S.A.	2.043.656,33	5.816.456,23	7.862.751,94
Transportista Regional del Gas, S.A.	3.470.528,39	9.721.927,05	13.196.937,62
Redexis Gas Transporte, S.L.	9.264.834,90	26.534.525,17	35.811.325,58
Gas Energía distribución Murcia, S.A.	572.287,61	1.294.839,26	1.867.865,98
TOTAL TRANSPORTE	227.963.976,01	558.702.986,83	786.666.962,84

FUENTE: SEE.

SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO



CUADRO 7.8 RETRIBUCIONES ADICIONALES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE

[Euros]	Total 2015
Gas Natural CEGAS, S.A.	23.751,02
Enagas Transporte, S.A.	23.401.701,15
Enagas Transporte del Norte, S.A.U.	826.506,51
Gas Natural Andalucía S.A.	125.348,94
Redexis Gas Aragon, S.A.	0,00
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	136.168,51
Gas Extremadura Transportista, S.L.	213.316,15
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	4.022.524,88
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	16.089,92
Regasificadora del Noroeste, S.A.	276.096,59
Transportista Regional del Gas, S.A.	0,00
Redexis Gas Transporte, S.L.	0,00
Gas Energía distribución Murcia, S.A.	61.318,35
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	331.320,64
Gas Navarra, S.A.	37.918,73
Redexis Gas, S.A.	762.756,50
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	1.104.507,28
TOTAL TRANSPORTE	31.339.325,17

FUENTE: SEE.

CUADRO 7.9 RESUMEN DE LAS RETRIBUCIONES A LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN

	Retribución anual RCS2015 [€]	Retribución anual RD2015 [€]	Total retribución anual[€]
ENAGAS Transporte, S.A.U.	28.773.475	219.028.453	247.801.928
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	7.180.225	38.114.619	45.294.844
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	8.561.323	76.818.029	85.379.352
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.789.040	37.387.079	43.176.119
Total	50.304.063	371.348.180	421.652.243

FUENTE: SEE.

CUADRO 7.10 RETRIBUCIONES ADICIONALES A LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN

[Euros]	Total 2015
ENAGAS Transporte, S.A.U. (excpto El Musel)	8.793.243,19
ENAGAS Transporte, S.A.U. El Musel	6.074.267,76
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	1.762.776,35
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	3.251.912,29
Regasificadora del Noroeste, S.A.	1.992.875,51
TOTAL REGASIFICACIÓN	21.875.075,11

FUENTE: SEE.

subterráneo. A estas retribuciones reconocidas en la Orden IET/2445/2015, de 19 de diciembre, se sustrajeron las también relativas al ejercicio 2015, reconocidas en la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre. La causa fue la disminución del valor total de RCS que está vinculado a la cantidad regasificada (Cuadro 7.12).

Hay que resaltar el importante cambio que supone el artículo 63.3 de la Ley 8/2014, de 15 de octubre, 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, no dispusieran de aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones.

Retribución a la actividad de distribución

La citada Ley 18/2014, de 15 de octubre, 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 en este régimen retributivo, aunque manteniendo la filosofía de retribución en función de los clientes y ventas captados. Al igual que se ha hecho en las retribuciones 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

CUADRO 7.11 RESUMEN DE LAS RETRIBUCIONES A LA ACTIVIDAD DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

[Euros]	RD 2015	RCS 2015	Operación y Mantenimiento Serrablo y Gaviota	Operación y Mantenimiento Castor	TOTAL
Enagas Transporte, S.A.U.	17.417.592	6.048.835	25.471.081	17.311.102	66.248.610

FUENTE: SEE.

CUADRO 7.12 RETRIBUCIONES ADICIONALES A LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN

[Euros]	Total liquidación 2015
Enagas Transporte, S.A.U.	-895.015,01
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	862.601,66
TOTAL AASS	-32.413,35

FUENTE: SEE.



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.

Las retribuciones del año 2016 se publicaron en la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre.

En el cuadro 7.13 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 2015 entró en vigor una nueva tarifa TUR.1, aplicada a consumos anuales inferiores 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.

La revisión del 1 de abril de 2015 continuó 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.

Estos descensos continuaron con las revisiones de 1 de julio de 2015 y de 1 de octubre de 2015 con bajadas del 2,47% la TUR 1 y del 3,13% la TUR 2, en el primer caso, y del 0,94% la TUR 1 y del 1,20% la TUR 2 en el segundo caso.

CUADRO 7.13 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

En enero de 2016 se modificó la fórmula del cálculo de la materia prima pero siguieron las bajadas, del 2,74% la TUR 1 y del 3,66% la TUR 2. Esta tendencia continuó en la revisión del 1 de abril de 2016 con bajadas del 2,56% la TUR 1 y del 3,30% la TUR 2.

En el cuadro 7.14 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 7.15 y 7.16 respectivamente.

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.

7.1.4 Normativa

La normativa publicada durante el año 2015 que afecta al sector del gas natural es la siguiente:

- Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-02 «Procedimiento de Reparto en puntos

CUADRO 7.14 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%
1-Jul-15	4,36	0,00%	5,193	-3,38%	8,84	0,00%	4,506	-3,87%
1-Oct-15	4,36	0,00%	5,126	-1,30%	8,84	0,00%	4,438	-1,50%
1-Jan-16	4,34	-0,46%	4,939	-3,63%	8,67	-1,92%	4,252	-4,20%
1-Apr-16	4,34	0,00%	4,762	-3,58%	8,67	0,00%	4,075	-4,16%

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.

SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO

**CUADRO 7.15 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
2015	7,391	5,810	5,080

FUENTE: SEE.

**CUADRO 7.16 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
2015	4,813	4,428	3,650	3,190	2,995	2,876

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.

de conexión transporte-distribución (PCTD) y en puntos de conexión distribución-distribución (PCDD)».

- Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el protocolo de detalle

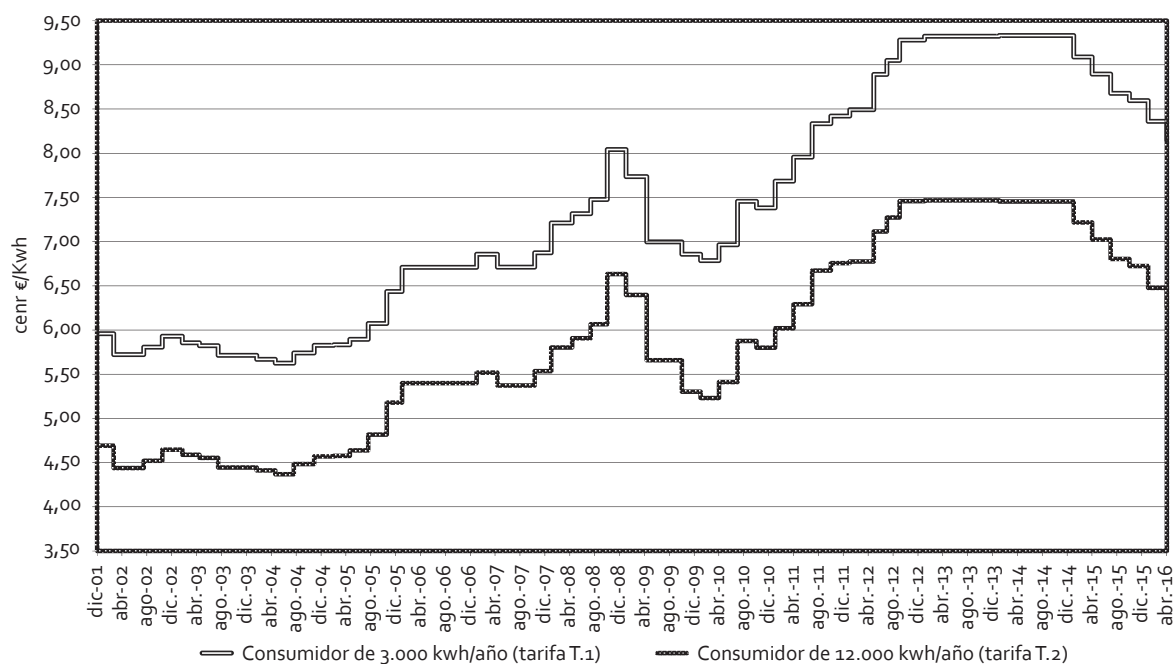
PD-17 «Provisión de información sobre el balance del gas en las redes de transporte».

- Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO

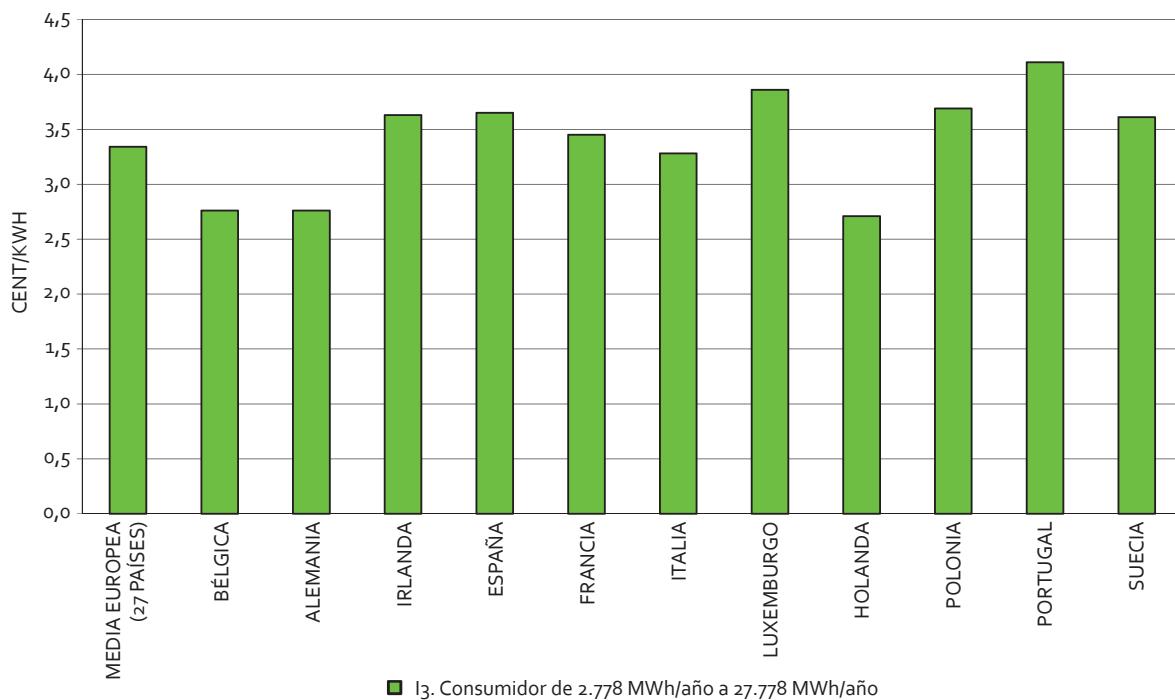


**GRÁFICO 7.2 PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA (IVA INCL)
(USO DOMÉSTICO-COMERCIAL, PRESIÓN SUMINISTRO <= 4 BAR, MERCADO REGULADO)**



FUENTE: SEE

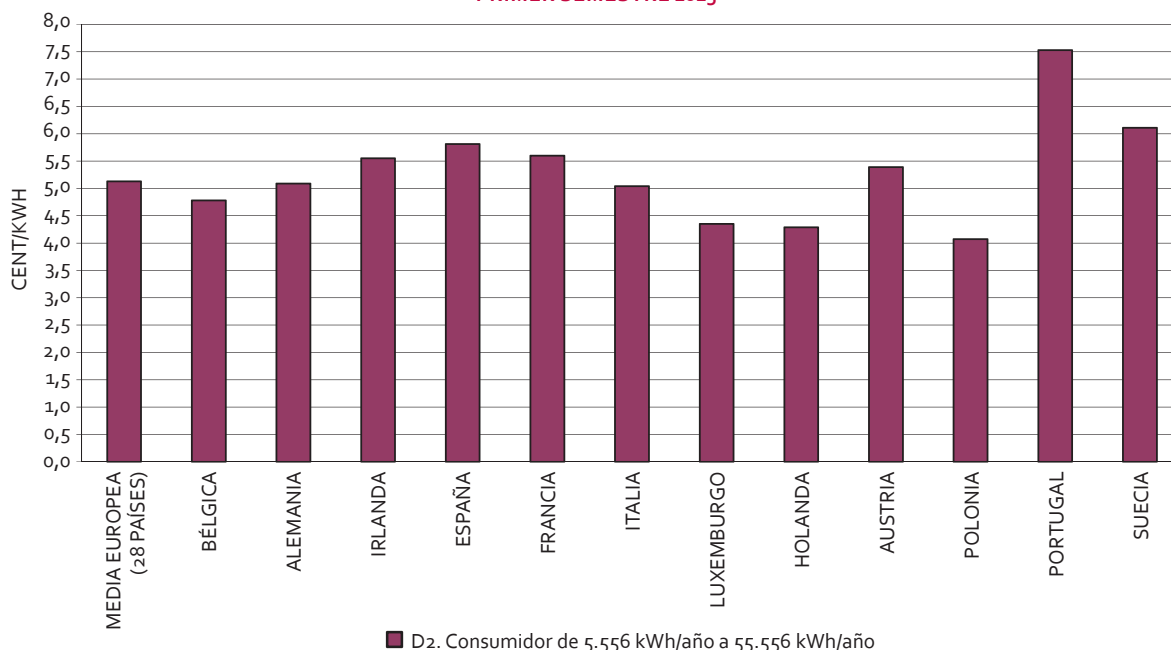
GRÁFICO 7.3 PRECIOS SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES PRIMER SEMESTRE 2015



FUENTE: SEE



**GRÁFICO 7.4. PRECIOS SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS
PRIMER SEMESTRE 2015**



FUENTE: Eurostat

- Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación.
- Orden IET/2736/2015, de 17 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 para el 2016.
- Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del mercado organizado de gas.
- Resolución de 12 de noviembre de 2015, de la DGPEM, por la que se corrigen errores en la de 17 de julio, por la que se establece la valoración y liquidación de los saldos de D.M. en las redes de distribución de gas natural durante los años 2008 a 2012.
- Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.
- Resolución de la DGPEM por la que se aprueban parámetros de la subasta para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural para el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2016 (no incluye el anexo confidencial).
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el tratamiento del día de gas del 31 de octubre de 2015.

- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se actualiza y se da publicidad al Plan de Acción Preventivo y al Plan de Emergencia del sistema gasista español.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el régimen provisional de suministro de gas de operación a partir del 1 de octubre de 2015.
- Resolución de 25 de septiembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas 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 TUR de gas natural durante el período comprendido entre el 01/01/16 y el 30/06/16.
- Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.
- Resolución de 17 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la valoración y liquidación de los saldos de diferencias de medición en las redes de distribución de gas natural durante los años 2008 a 2012.
- Resolución de 14 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la valoración de los saldos de mermas de plantas de regasificación correspondientes al período 2010-2012.
- Resolución de 14 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina el incentivo a la reducción de las mermas de transporte de los años 2012 y 2013 en función del gas vehiculado en los años 2011 y 2012
- Resolución de 13 de julio de 2015, 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.
- Resolución de 26 de junio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural para el período comprendido entre el 1 de julio de 2015 y el 30 de junio de 2016 (no incluye anexo confidencial).
- Resolución de la DGPEM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado del almacenamiento subterráneo.
- Resolución de la DGPEM por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la



adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2015.

- 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...
- Resolución de 4 de mayo de 2015, de la DGPEM, por la que se modifica la norma de gestión técnica del sistema NGTS-12 «Propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema».
- Resolución de 4 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-12 «Procedimientos a aplicar a las cisternas de gas natural licuado con destino a plantas satélite».
- Resolución de la DGPEM por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso.
- Resolución de la DGPEM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas de operación y gas talón para el período comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2015.
- Resolución de 27 de marzo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de

gas natural, y se corrigen errores en la de 26 de diciembre de 2014.

- Resolución de la DGPEM por la que se adjudica la capacidad de almacenamiento básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016.
- Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los GLP envasados.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se actualiza y se da publicidad al Plan de Acción Preventivo y el Plan de Emergencia del sistema gasista español.
- Resolución de la DGPEM por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la subasta de capacidad de almacenamiento básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016.
- Orden IET/241/2015, de 12 de febrero, por la que se autoriza y designa a Regasificadora del Noroeste, SA como gestor de red de transporte de gas natural.
- Resolución de 19 de enero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016.

- Orden IET/20/2015, de 12 de enero, por la que se aprueba la designación de Enagás Transporte, SAU como gestor de red independiente de las instalaciones de la red troncal titularidad de Enagás Transporte del Norte, S.L.
- Orden IET/21/2015, de 12 de enero, por la que se aprueba la designación de Enagás Transporte, SAU como gestor de red independiente de las instalaciones de la red troncal titularidad de la empresa Planta de Regasificación de Sagunto, SA.

En el año 2015 es destacable la publicación 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, que estableció las bases para la constitución de un mercado mayorista organizado y designó al operador del mercado organizado de gas. Este mercado, cuando esté completamente desarrollado reflejará una señal de precios transparente, facilitará la entrada de nuevos comercializadores dinamizadores del mercado y, por tanto, incrementará la competencia en el sector.

Asimismo, en esta ley se adoptaron algunas medidas en relación a las existencias mínimas de seguridad que, sin menoscabar la seguridad de suministro, dotan a los comercializadores de una mayor flexibilidad y menor coste. En este sentido, se habilita al Gobierno a distinguir dentro de las existencias mínimas de seguridad entre existencias de carácter estratégico y existencias de carácter operativo. Además, se habilita a la Cor-

poración de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), a constituir, mantener, y gestionar existencias de carácter estratégico de gas natural y de gas natural licuado (GNL), facilitando a nuevos agentes o aquellos que así lo consideren el cumplimiento de las obligaciones establecidas en relación a la seguridad de suministro.

Se ha de recalcar también el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, que introduce sustanciales modificaciones en el marco legislativo, estableciendo las bases de un mercado organizado de gas y modificando el procedimiento de contratación mediante la desvinculación de las entradas y salidas y la definición del Punto Virtual de Balance. Como regla general, la capacidad se adjudicará mediante procedimientos de mercado, planteándose una simplificación y agilización de los procedimientos de contratación mediante la utilización de contratos marco y la constitución de una Plataforma Telemática Única de Solicitud y Contratación de Capacidad gestionada por el Gestor Técnico del Sistema. Por último, se incluye un procedimiento de concurrencia para la adjudicación de gasoductos destinados al suministro de su área de influencia.

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 55,2 millones de toneladas en 2015, con un aumento del 2,5% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.17, rompiendo así la tendencia de años anteriores (en 2014 el descenso fue del 1,4% respecto al 2013, y en el año 2013 de un 8,9% respecto del año anterior).

CUADRO 7.17 CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (UNIDAD: MILES DE TONELADAS)

	2014	2015	% 2015/2014
GLP	1.664	1.876	12,8%
GASOLINAS	4.618	4.650	0,7%
QUEROSEOS	5.266	5.487	4,2%
GASÓLEOS	28.326	29.781	5,1%
FUELÓLEOS	8.946	8.231	-8,0%
Otros	5.032	5.190	3,1%
TOTAL	53.852	55.215	2,5%

Nota: No incluye mermas y autoconsumos.
(*) Incluye lubricantes, productos asfálticos, coque y otros.

FUENTE: CORES.

Este aumento se debe fundamentalmente a un aumento en los consumos finales de carburantes del transporte y a un aumento del consumo en generación eléctrica. Expresada en toneladas equivalentes de petróleo, la demanda final de productos petrolíferos en el transporte ha aumentado globalmente casi un 4%.

Por productos, continúa el aumento de la demanda de querosenos de un 4,2% pero al contrario que ocurrió en el año 2014, se produce de nuevo una disminución de la demanda de fuelóleos de un 8,0%. En gasóleos se ha producido un aumento de la demanda de un 5,1% derivado de una mayor actividad del transporte de mercancías y la mejora en las matriculaciones de turismos, favorecida por las medidas de apoyo de la Administración. En gasolinas, tras dos años de descenso

de demanda anual, se produce en 2015 un ligero aumento de un 0,7%.

En cuanto a los sectores energéticos transformadores, en los sistemas extrapeninsulares se ha producido un aumento de la demanda de productos petrolíferos para generación eléctrica en 2015. La cogeneración con productos petrolíferos ha disminuido en 2015 tras el aumento en 2014. En conjunto, la generación eléctrica con productos petrolíferos sigue teniendo un peso bajo, alrededor del 5%, en la estructura de generación total nacional.

El consumo estimado de fuelóleos y otros productos, incluyendo combustibles de navegación marítima y excluyendo consumos propios de refinerías y pérdidas, según se indica en el cuadro 7.9, alcanzó 13,4 millones de toneladas, con un descenso del 5%, continuando la tendencia del año anterior.

7.2.2 Oferta

Producción interior de petróleo crudo

La producción nacional de crudo durante el año 2015 ascendió a 232 Tm. (aproximadamente 1,7 millones de barriles de petróleo), lo cual supone un descenso de la producción del 24% respecto al año anterior, en el que ya se constataba una tendencia descendente en la producción. 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. Asimismo, hay que destacar la puesta en producción del yacimiento Viura durante la ejecución de una prueba de producción de larga duración, en el que se produce condensado asociado al gas natural.

El desglose de la producción de crudo correspondiente al año 2015 se indica en el cuadro 7.18.

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

Importaciones de crudo

En 2015, Nigeria se sitúa como principal país suministrador (10.821 kt), que representa un 16,7% del total de las importaciones.

Las importaciones de crudo procedentes de los países de la OPEP (33.467 kt) han supuesto en 2015 un 51,8% del total, con un incremento del 8,6%. Las procedentes de países No-OPEP aumentaron un 10,3%, consecuencia del ascenso registrado en México y Rusia. Por zonas geográficas, aumentan las importaciones prácticamente en todas las zonas geográficas, a excepción de Oriente Medio (-1,5%).

Estructura Empresarial

Operadores al por mayor

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.cnmc.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.

CUADRO 7.18 PRODUCCIÓN INTERIOR DE PETRÓLEO CRUDO

	PRODUCCIÓN 2015			PRODUCCIÓN 2014		
	Volumen (kbbl)	kTm	%	Volumen (kbbl)	kTm	Var 15/14
Lora	46	6	3%	35	5	32,84%
Boquerón	215	29	13%	173	24	24,35%
Casablanca	285	39	17%	349	48	-18,38%
Rodaballo	307	42	18%	8	1	3962,33%
Lubina	834	114	49%	1.674	228	-50,17%
Viura (*)	15	2	1%	0	0	-
TOTAL	1.702	232	100%	2.239	305	-24%

(*) Producción de condensado transformada a crudo equivalente
FUENTE: SEE.



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 GLP, 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 los Mercados y la Competencia, publicará en su página web (www.cnmcc.es) un listado de los operadores al por mayor de GLP, que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad, eliminando aquellas que hayan cesado su actividad.

Los operadores al por mayor de GLP a 31 de diciembre de 2015 eran:

- ATLAS, S.A. COMBUSTIBLES Y LUBRIFICANTES

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

Comercializadores al por menor de GLP a granel

Los comercializadores al por menor de GLP a granel son aquellas sociedades mercantiles que realicen las actividades de almacenamiento, mezcla, transporte y comercialización al por menor de GLP a granel, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 46 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. En dicho artículo, se establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, publicará en su página web (www.cnmcc.es) un listado de los comercializadores al por menor de GLP, que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad, eliminando aquellas que hayan cesado en la misma. Los comercializadores al por menor de GLP a granel a 31 de diciembre de 2015 eran:

- ATLAS, S.A. COMBUSTIBLES Y LUBRIFICANTES
- CEPSA COMERCIAL PETRÓLEO, S.A.U.
- CH GAS, S.L.

- DISA GAS, S.A.
- DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A.
- DOMUS MIL GAS, S.A.
- EXPROYECT, S.L.
- GALP ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.
- GASINDUR, S.L.
- IBERPROPANO, S.A.
- NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.
- PRIMAGAS ENERGÍA, S.A.U.
- REDEXIS GAS, S.A.
- REPSOL BUTANO, S.A.
- VIRTUS ENERGÍA, S.A.
- VITOGAS ESPAÑA, S.A.

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.

Desde entonces el precio de la botella ha bajado en todas las revisiones, excepto una pequeña subida en enero de 2016 y se situaba en 12,46 euros por botella de 12,5 kg en marzo de 2016.

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

7.2.3 Precios de productos petrolíferos

Gases licuados del petróleo envasados

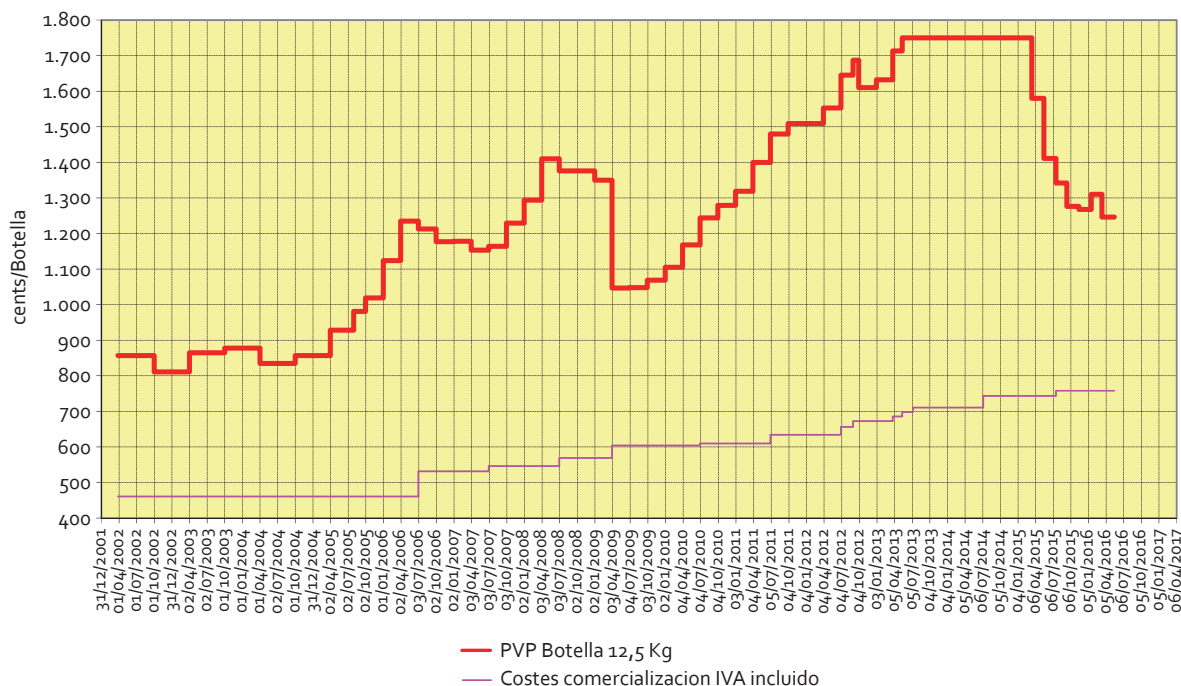
Desde octubre de 2012 el sistema de precios se reguló por la ITC/1858/2008, modificada en su apartado cuarto por la ITC/776/2009, de 30 de marzo. Para el primer trimestre de 2013, el precio sin impuestos se congeló y, posteriormente, la Orden

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



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



FUENTE: SEE.

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. Durante el resto de 2015 y principios de 2014 continúa la tendencia descendente aunque menos pronunciada. La evolución se puede apreciar en el gráfico 7.6.

En el cuadro 7.19 se presenta un resumen de la evolución de los precios medios anuales de venta al público entre diferentes años.

Evolución de precios de carburantes y combustibles líquidos

La evolución en 2015 de los precios internacionales de crudo y productos petrolíferos se recoge en

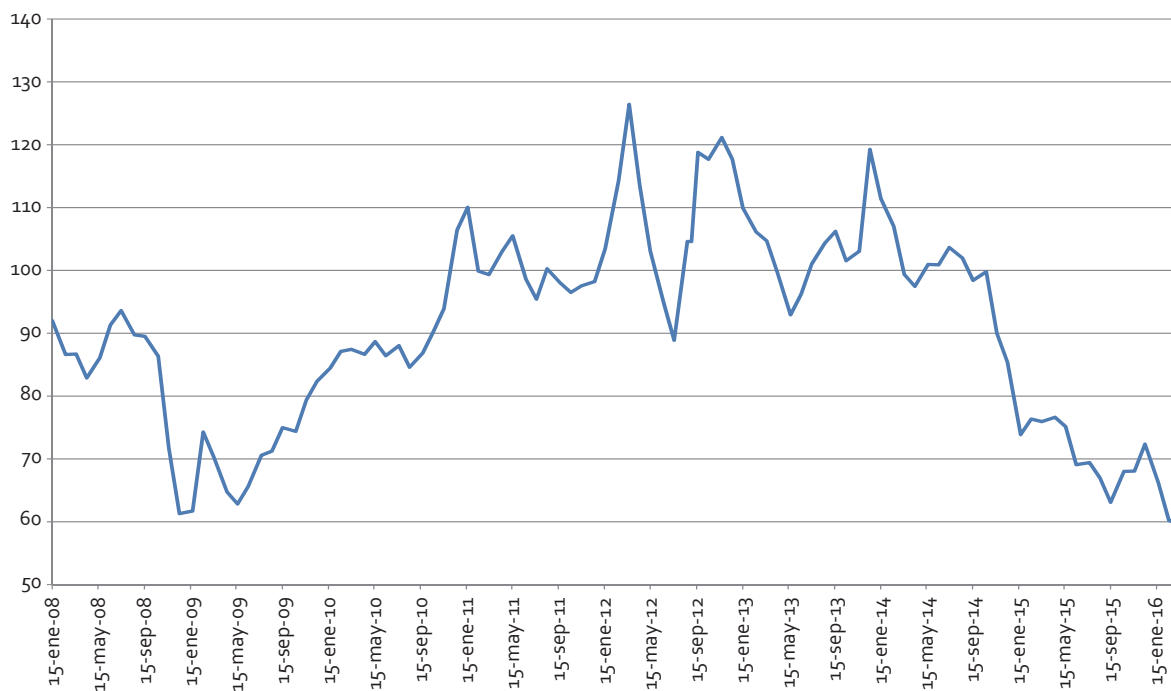
el Capítulo 1 de este Informe. Los precios de venta al público de productos petrolíferos reflejan la evolución de las cotizaciones internacionales.

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina I.O. 95 disminuyó 15 céntimos de euro por litro en 2015 respecto a 2014 pasando de 138,3 cent/l a 122,8 cent/l. Y el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio se abarató 19 cent/l pasando de 130,3 cent/l en 2014 a 111,4 cent/l.

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 tiene el menor pre-



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



FUENTE: SEE.

cio si bien puntualmente el precio en Austria también es menor. El gasóleo de calefacción evoluciona en España de forma sustancialmente paralela a la de la UE, si bien España se encuentra entre los países más baratos de los mostrados.

En cuanto al fuelóleo, los precios de España se encuentran entre los más bajos de los mostrados. Tan sólo Bélgica posee precios sistemáticamente más bajos.

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 sólo se sitúan por encima de Austria, Bulgaria, Chequia, Hungría, Polonia y Rumanía. Y en el caso del gasóleo solo se sitúan por encima de Polonia.

7.3 NORMATIVA

La normativa publicada durante el año 2015 que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y GLP es la siguiente:

- **Orden IET/1981/2015, de 30 de septiembre, por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2015.**

El 30 de diciembre de 2014 se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la 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.



CUADRO 7.19 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
2015	6,48	178,41

FUENTE: SEE.

Durante el año 2015 se habían producido variaciones en algunas de las hipótesis utilizadas en el Presupuesto de la Corporación para 2015, que se tomó como base para la aprobación de las cuotas para el citado año.

Por una parte, la evolución de las ventas a lo largo de dicho año ha presentado un comportamiento más favorable que el esperado, dentro del escenario de recuperación de la economía española. En este sentido, se tomó como previsión de evolución de ventas para el presupuesto 2015, un cre-

cimiento del 0,3 % en línea con el inicio en 2014 de la senda positiva tras seis años de tasas negativas de evolución de las ventas. A lo largo de 2015, la tasa de crecimiento se ha acelerado y ello generó una revisión al alza en la previsión para este ejercicio 2015 del 4,2 % frente al 0,3 % presupuestado inicialmente, respecto del ejercicio 2014.

Por otra parte, se produjo una reducción notable de los costes presupuestados financieros y de mantenimiento de reservas estratégicas, fundamentalmente como consecuencia de la evolución a la baja de los tipos de interés de referencia impulsada por las autoridades monetarias europeas y de la política de contratación de las necesidades de capacidad de almacenamiento, mediante la realización de concursos de capacidad, que este año, en un entorno de alta disponibilidad de capacidad del mercado, han resultado en condiciones ventajosas para los contratos que cumplían su vencimiento.

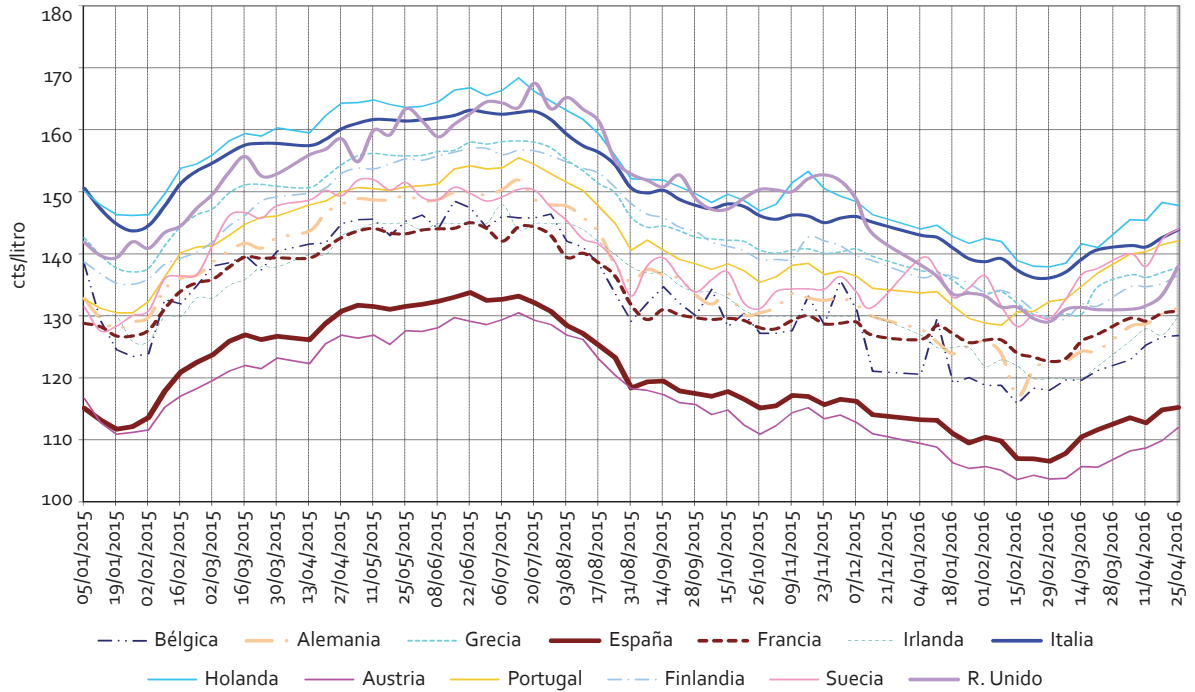
Como consecuencia de todo lo anterior, se produjo un exceso de recaudación en relación con el coste de las actividades, que hizo procedente la modificación a la baja de las cuotas que correspondía abonar a CORES durante 2015, aplicables a las ventas o consumos realizados a partir del mes de septiembre de 2015, con excepción de las correspondientes a los gases licuados del petróleo y al gas natural que se mantienen invariables.

Esta bajada es coherente con el planteamiento de CORES, de mantener las cuotas ajustadas, adaptando así la recaudación al comportamiento de los mercados en periodos inferiores a los ejercicios anuales. Con ello, se propicia una mejor

SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO

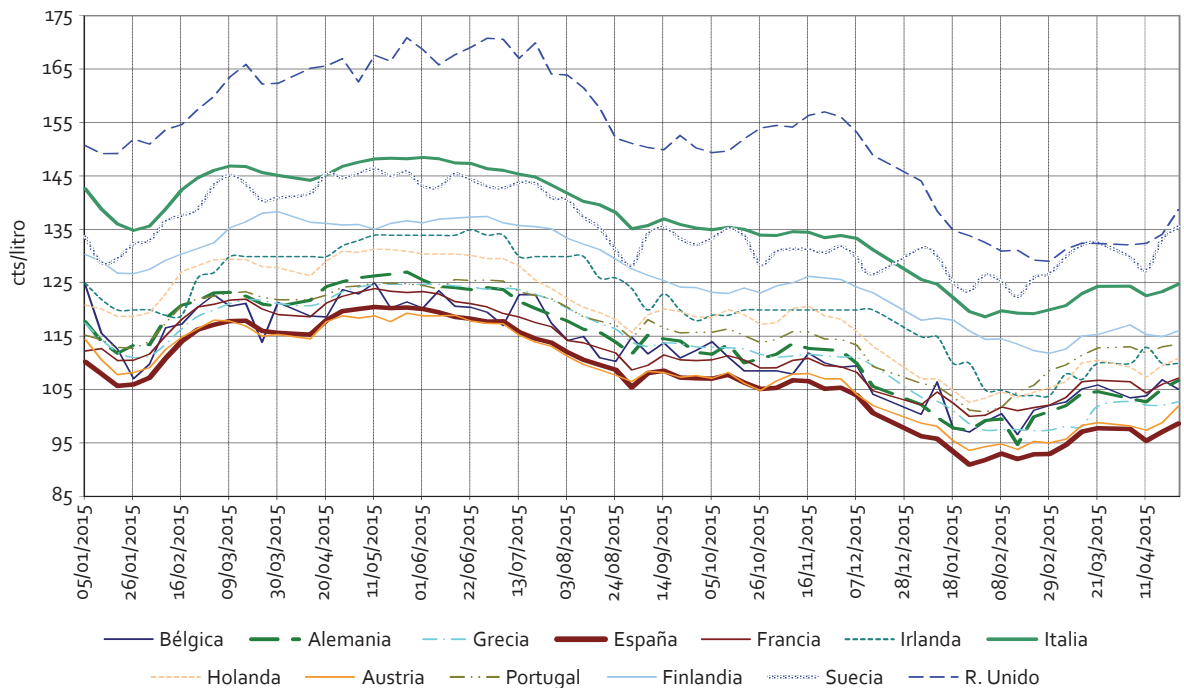


GRÁFICO 7.7 PRECIO GASOLINA SIN PLOMO I.O. 95 CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

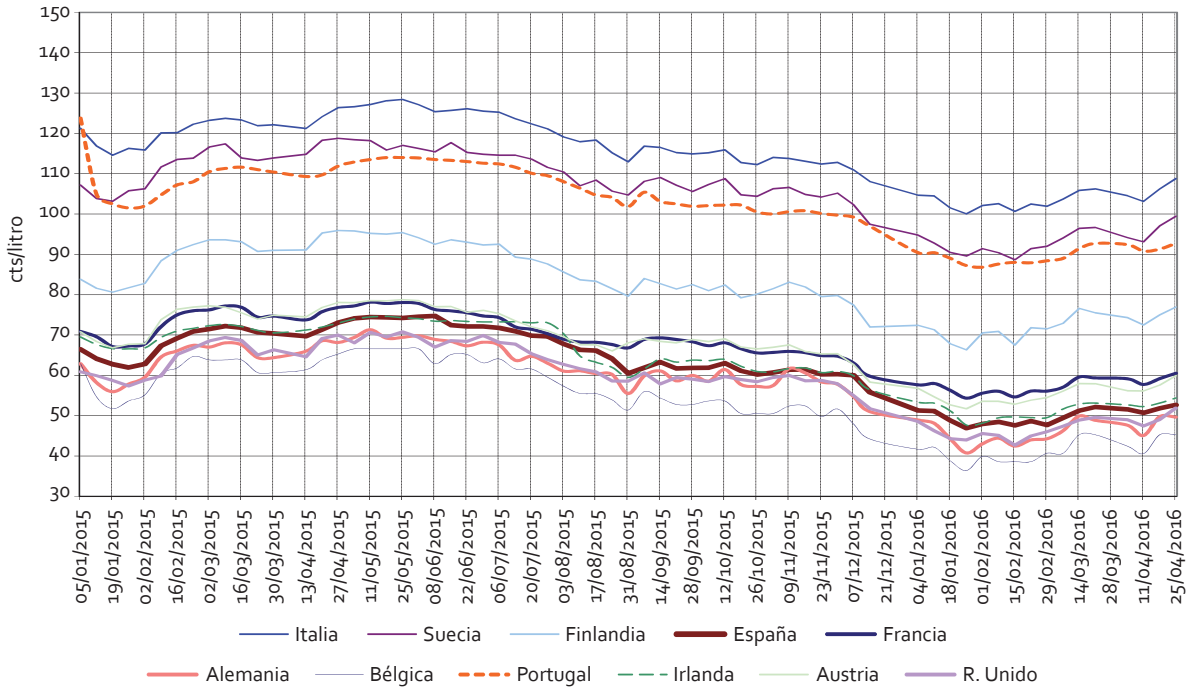
GRÁFICO 7.8 PRECIO GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

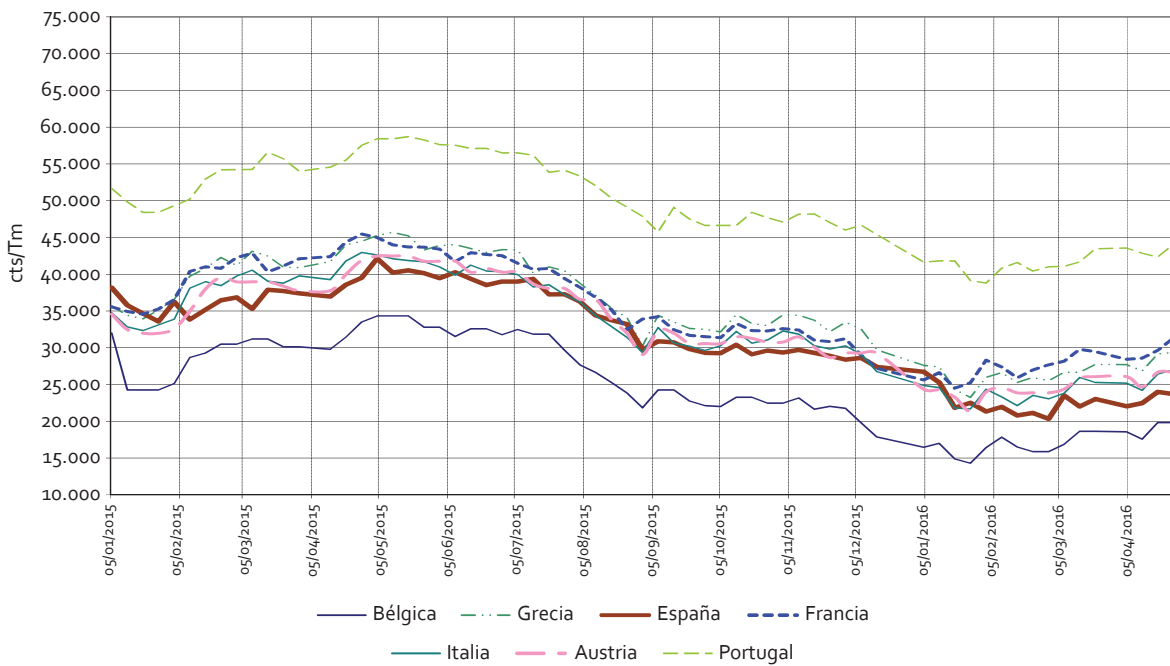


GRÁFICO 7.9 PRECIO GASÓLEO DE CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

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)

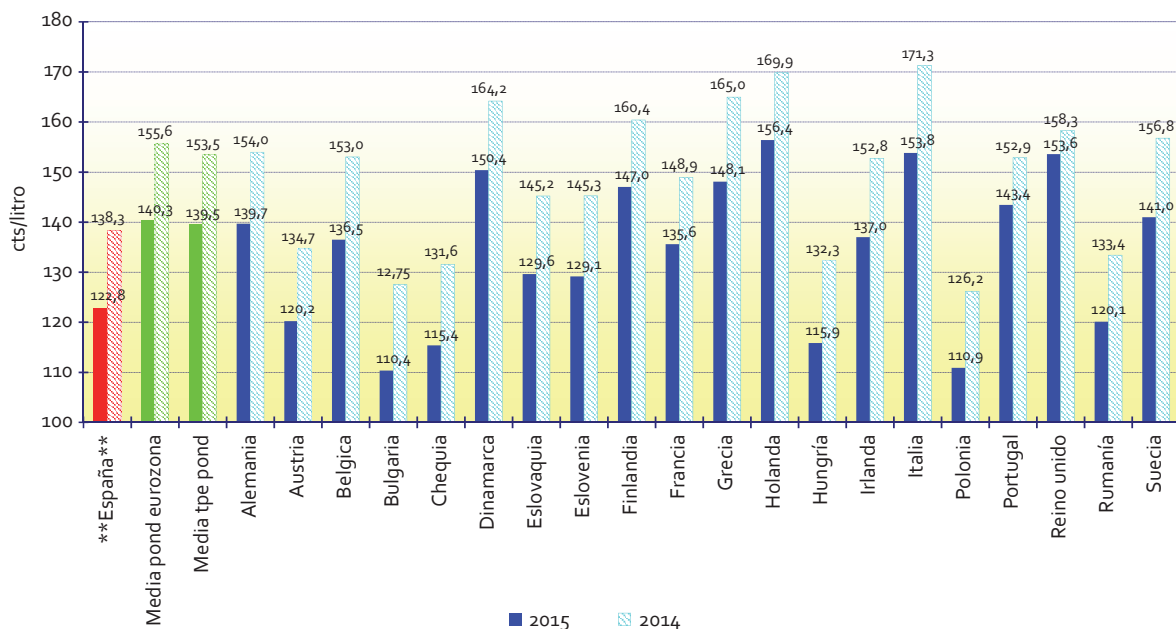


FUENTE: SEE.

SECTORES GAS NATURAL Y PETRÓLEO

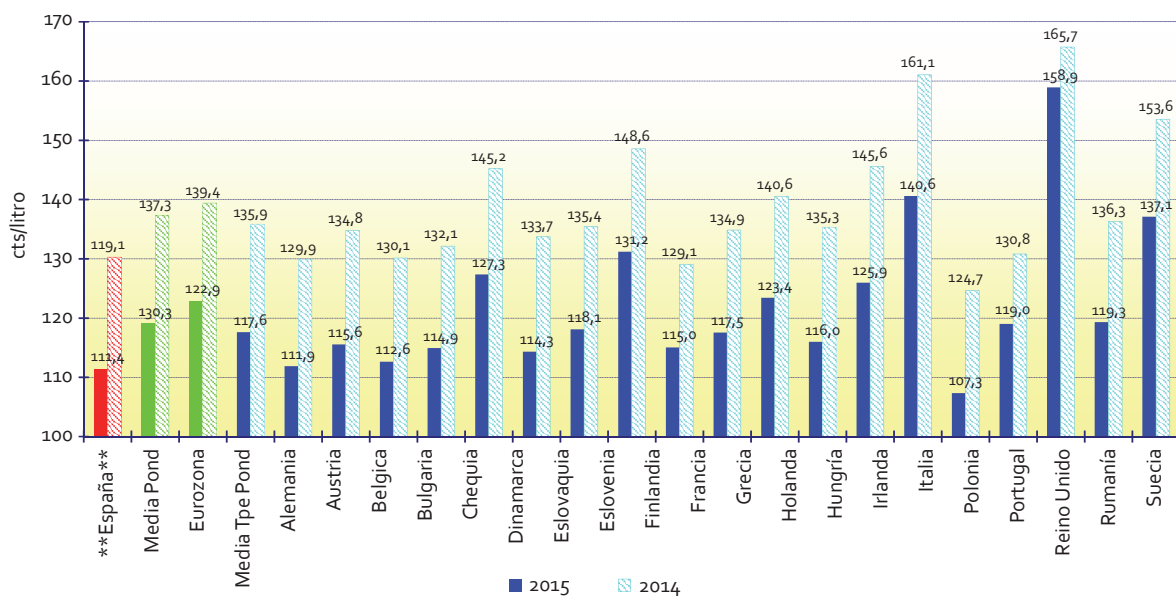


GRÁFICO 7.11 PRECIO VENTA AL PÚBLICO DE LA GASOLINA 95 EN PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

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



FUENTE: SEE.



traslación de costes a los consumidores y una financiación más eficiente del sistema.

- **Orden IET/2839/2015, de 23 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2016.**

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 29 de abril de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se determina la fecha de finalización del periodo de carencia para la aplicación del periodo transitorio para la verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos.**

El Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo, estableció un periodo transitorio para la verificación de la sostenibilidad, a partir de su entrada en vigor y hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para el desarrollo del citado Sistema Nacional de Verificación.

Posteriormente, la Ley 11/2013, de 26 de julio, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, procedente del Real Decreto-ley 4/2013, de 22 de febrero, introdujo un periodo de carencia para la aplicación del periodo transitorio para la verificación de la sostenibilidad de biocombustibles y biolíquidos. Durante dicho periodo de carencia, los anteriormente referidos criterios de sostenibilidad tenían carácter indicativo, si bien los sujetos obligados a ello debían remitir toda la información veraz, requerida en el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre y en las circulares que lo desarrollan y mantener durante al menos cinco años las

pruebas relacionadas con dicha información. Dicha ley, habilitó al Secretario de Estado de Energía a determinar la fecha de finalización de dicho periodo de carencia por resolución, publicada en el «Boletín Oficial del Estado» al menos ocho meses antes de su entrada en vigor.

La Resolución de 29 de abril de 2015, puso fin al periodo de carencia para la aplicación del periodo transitorio de la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos establecido en la disposición transitoria única del Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, desde el 1 de enero de 2016, una vez superadas las circunstancias coyunturales que motivaron la implementación del citado periodo de carencia y a la vista del compromiso ineludible con el medioambiente, por medio del fomento de un uso racional y sostenible de los recursos naturales.

- **Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes.**

El Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, estableció, para el año 2016 un objetivo global anual mínimo obligatorio de venta o consumo de biocarburantes del 4,3 por ciento, y para los años 2017, 2018, 2019 y 2020, unos objetivos del 5 por ciento, 6 por ciento, 7 por ciento y 8,5 por ciento, respectivamente, todos ellos en contenido energético.

Para la determinación de la obligación de 2016 se ha considerado un objetivo del 4,5 por ciento en el segundo semestre del año, manteniendo la obligación del 4,1 por ciento durante los seis meses necesarios para la adaptación de los sujetos obligados a lo previsto en el real decreto.

Para el año 2020, según lo previsto en la Directiva (UE) 2015/1513 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de septiembre de 2015, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo, y la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía renovable procedente de fuentes renovables, se establece que, para el cómputo en el objetivo de energías renovables en el transporte, el porcentaje de biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos en almidón, de azúcares, de oleaginosas y de otros cultivos plantados en tierras agrícolas como cultivos principales fundamentalmente con fines energéticos no podrá superar el 7 por ciento.

Además recoge que, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se establecerá, antes del 6 de abril de 2017, un objetivo de venta o consumo de biocarburantes avanzados, el listado de los biocarburantes que tendrán la consideración de avanzados, así como el factor multiplicador del contenido energético de cada uno de ellos, para el cumplimiento, en su caso, de cada uno de los objetivos regulados. Este desarrollo se realizará en los términos exigidos por el Derecho de la Unión Europea.

Finalmente, este real decreto precisó algunos aspectos en relación con los sujetos obligados a acreditar el cumplimiento de los objetivos de consumo y venta de biocarburantes incluida en la Ley 11/2013, de 26 de julio, con el fin de adaptarla a lo previsto en 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.

- **Orden IET/2786/2015, de 17 de diciembre, por la que se modifica 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.**

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, establece mecanismos de flexibilidad temporal para la contabilización de las cantidades de biocarburantes vendidas o consumidas, y un sistema de certificación y pagos compensatorios, que permite a los sujetos obligados la transferencia de certificados, al tiempo que sirve como mecanismo de control de la obligación.

La referenciada orden de 2015, modificó dicha orden, para adaptarla a lo previsto en el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, eliminando las referencias a las obligaciones individuales de biocarburantes en diésel y en gasolina.

- **Orden IET/389/2015, de 5 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 y se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización.**

La Orden IET/389/2015, de 5 de marzo actualiza el sistema de determinación automática de los

precios máximos de venta antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados. Por un lado, adapta el coste de la materia prima, de la fórmula para la determinación de los precios máximos de venta, a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años. Por otro, actualizó la fórmula de determinación de los costes de comercialización del citado sistema, sustituyéndose en la actual fórmula las referencias a las variaciones de índices generales por el valor cero.

Los citados precios siguen revisándose con periodicidad bimestral, si bien la orden recoge que producirán efectos a partir del tercer martes del mes en el que proceda efectuar la revisión, en lugar del segundo martes anteriormente vigente, para asegurar la disponibilidad de las cotizaciones recogidas en la fórmula de cálculo.

Por otro lado, la orden actualizó también el sistema de determinación automática de las tarifas de venta antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización, en la misma línea que el suministro de envasado, es decir, adaptando el término correspondiente al coste de la materia prima de la fórmula para la determinación de los precios máximos de venta a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años y actualizando la fórmula de determinación de los costes de comercialización, sustituyéndose en la actual fórmula las referencias a las variaciones de índices generales por el valor cero.

Por otro lado, y teniendo en cuenta la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, que establece un régimen transitorio para los gases manufactu-

rados suministrados en territorios insulares, durante el cual los distribuidores son responsables del suministro a los consumidores finales a un precio regulado y el artículo 94 de dicha ley que habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a regular los precios de cesión de los gases licuados del petróleo destinados a los distribuidores de gases combustibles por canalización, la orden establece que:

«En los territorios insulares en los que la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, sea de aplicación, el precio de venta de los suministros de gases licuados del petróleo a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización se aplicará también a los suministros con destino a empresas distribuidoras de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización.»

- **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.**

Las principales novedades en relación con los gases licuados del petróleo que introduce la Ley 8/2015, de 21 de mayo, son las siguientes:

- Se define de forma explícita el suministro de GLP por canalización.
- Se incluye una habilitación para regular, por vía reglamentaria, las obligaciones y derechos que deben contemplar los sujetos que realizan actividades relacionadas con el suministro de GLP.
- Se establece que los operadores al por mayor de GLP y los comercializadores al por menor de GLP a granel deberán constituir y mantener actualizado un seguro de responsabilidad civil u otras garantías financieras en cuantía suficiente para cubrir los riesgos de las actividades ejercidas. Esta obligación ya venía determinada a nivel reglamentario, pero fruto de la regulación de esta materia por la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y posteriormente por la Ley 20/2013, de 9 de diciembre, de garantía de la unidad de mercado, debe establecerse esta obligación en una norma con rango de ley.
- Se incluye que tanto los operadores como los comercializadores referidos tienen que comunicar, no solo cualquier hecho que suponga una modificación de alguno de los datos incluidos en la correspondiente declaración responsable, que tienen que presentar para el inicio de la actividad, sino también, en su caso, el cese de la actividad. Asimismo, se especifica que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, debe eliminar del correspondiente listado de operadores al por mayor de GLP y de comercializadores al por menor de GLP a granel, a aquellos que comuniquen dicho cese de la actividad.
- Se actualiza la obligación de suministro del comercializador al por menor de GLP a granel estableciendo que los comercializadores al por menor de GLP a granel tienen la obligación de suministrar GLP a todos los consumidores que,



dentro de la provincia en la que esté actuando el comercializador, lo soliciten.

- Se incluye que los operadores al por mayor de GLP deben exigir a cualquier comercializador al por menor de GLP y a los titulares de todas las instalaciones a las que suministren, la documentación acreditativa de que sus instalaciones cumplen la normativa vigente. Hasta el momento estaba limitado a los comercializadores al por menor de GLP envasado y a los titulares de las instalaciones de GLP a granel, lo que supone una restricción contra la seguridad de las instalaciones.
- Se recoge una nueva infracción muy grave relativa a la obligación de suministro domiciliario de GLP envasado y se modifica la infracción relativa a la negativa a suministrar gases por canalización a consumidores en régimen de tarifa y precios regulados, para hacerla extensiva al GLP envasado y al GLP canalizado.

8. EFICIENCIA ENERGETICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



8.1 EFICIENCIA ENERGÉTICA

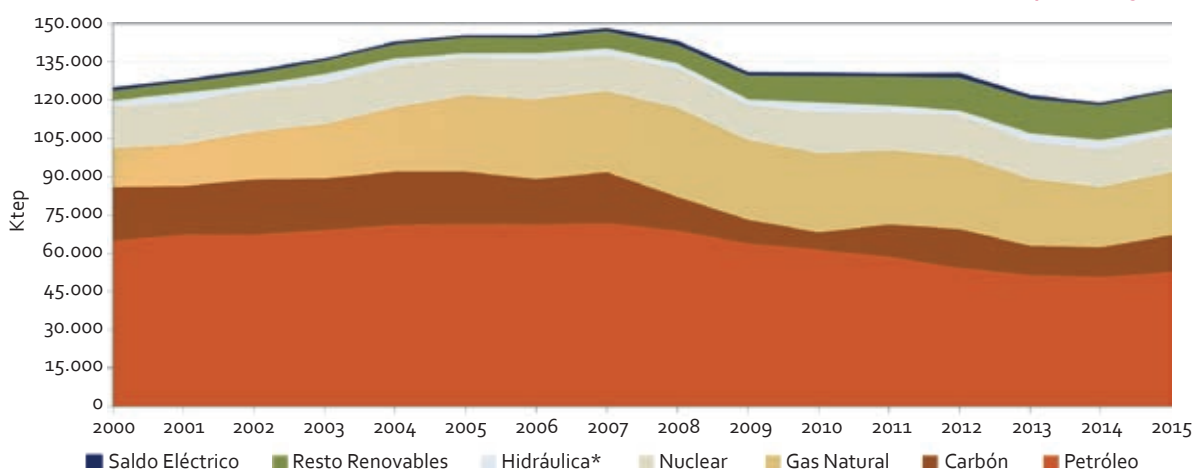
Evolución del consumo y la intensidad en España. Comparación internacional

Durante las últimas décadas, el consumo de energía primaria en España ha evolucionado hacia una estructura más diversificada, con una mayor participación de las fuentes energéticas renovables y del gas natural, Gráfico 8.1. Tras un largo periodo con una tendencia al alza en la demanda energética, se alcanza un punto de inflexión en 2007 tras el cual se inicia una senda decreciente, principalmente debido a la caída de la demanda de los productos petrolíferos y del carbón. Esta tendencia se agudiza a partir de 2008 bajo los efectos de la crisis económica, cuyo mayor impacto se hace visible en 2009, con un retroceso del 8,6% en la demanda de energía primaria. A partir de entonces, la demanda ha mantenido un ritmo descendente dentro de unos márgenes de estabilidad. Esta tendencia a la baja se interrumpe en 2015, con un incremento de consumo del 4,6%, situándose en

123.867 ktep. En consecuencia, el año 2015 marca un nuevo punto de inflexión tras siete años consecutivos de reducciones en la demanda energética, que han supuesto una contracción del orden del 20% en la demanda desde el inicio de la crisis hasta el 2014.

El incremento observado en 2015 responde al aumento de la demanda del petróleo (3,9%) y del gas natural (3,9%), cuya contribución conjunta a la cobertura de la demanda asciende al 62,2%. Igualmente, ha aumentado la demanda del carbón, registrando un incremento notable en 2015 (23,9%). Este incremento en el caso del carbón y del gas natural guarda relación con el aumento de su participación en generación eléctrica, como resultado del descenso de la producción hidráulica y eólica en 2015 debido a una menor disponibilidad del recurso, lo que ha tenido como efecto una producción eléctrica convencional asociada a centrales térmicas de carbón y ciclos combinados de gas natural. En consecuencia, la demanda primaria de energías renovables ha disminuido este

GRÁFICO 8.1 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTES ENERGÉTICAS, 2000-2015



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

FUENTE: MINETUR/IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



año un 3,1%, lo que ha llevado a una ligera caída en su aportación a la demanda de energía primaria, desde el 15% al 13,9%.

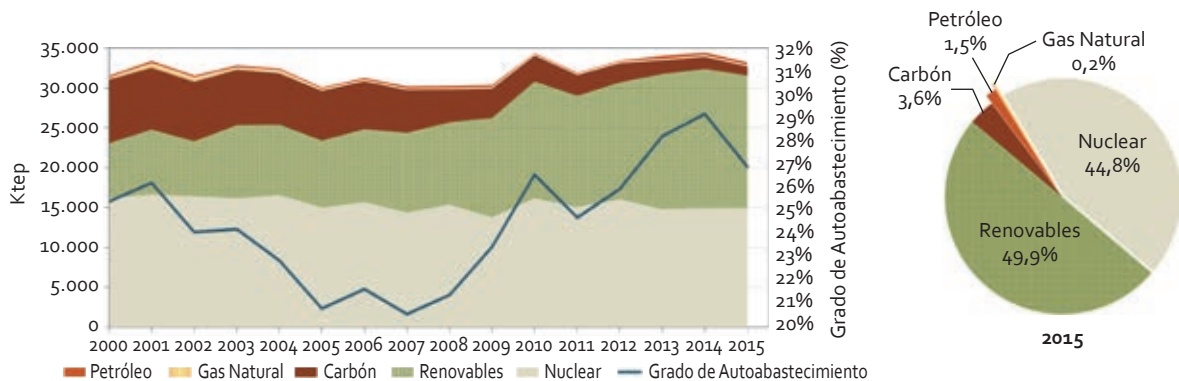
Como ya se ha comentado, la evolución observada de las energías renovables en 2015 se debe principalmente a la disminución experimentada en las demandas de la energía hidráulica (-28,9%) y de la energía eólica (-5,1%), que en conjunto representan el 38,5% del consumo primario de energías renovables. Con excepción de estas dos fuentes energéticas, la evolución de las restantes tecnologías renovables ha sido favorable, con incrementos que oscilan entre el 8,4% de la biomasa y el 3,4% de la energía solar, si bien no ha sido suficiente para compensar el efecto de la disminución hidráulica y eólica.

El potencial de producción autóctona junto al grado de diversificación de la estructura de suministro energético, influye en la capacidad de autoabastecimiento, y por tanto, en la dependencia energética, Gráfico 8.2, que en la actualidad sigue siendo elevado, del orden del 73,1%, esto es unos

veinte puntos porcentuales por encima de la media europea. No obstante, a lo largo de los últimos años, se ha producido una mejora a la que ha contribuido la evolución al alza de la penetración de las energías renovables en el sistema energético. Ello supone, en la actualidad, una producción autóctona superior a la de origen nuclear. En 2015 se observa cierto retroceso como resultado de la menor hidraulicidad y eolicidad, que ha conducido a un mayor uso de las energías fósiles para satisfacer la demanda, aumentando con ello las importaciones energéticas, en detrimento del autoabastecimiento energético.

La evolución del **indicador de la intensidad de la energía primaria** en España muestra un perfil acorde al de la demanda de energía primaria, Gráfico 8.3, evidenciándose un cambio de tendencia a partir del 2004 hasta llegar a 2008 en que comienza una etapa de reducción más suave, coincidente con los primeros años de la crisis económica. A semejanza de otros países de nuestro entorno, posteriormente se observa de nuevo una tendencia a la baja en la demanda e intensidad energética,

GRÁFICO 8.2. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA Y DEL GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO, 2000-2015



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



debido en gran parte a efectos ligados a cambios estructurales y de actividad. Se produce una mejora sostenida en la intensidad de energía primaria, registrando el indicador nacional un progreso incluso superior al del indicador europeo.

Esta convergencia en las tendencias de ambos indicadores continúa observándose. En el periodo 2004-2013, se alcanza una mejora media anual del 2,2% en España, ligeramente superior a la correspondiente a la media UE (1,8%).

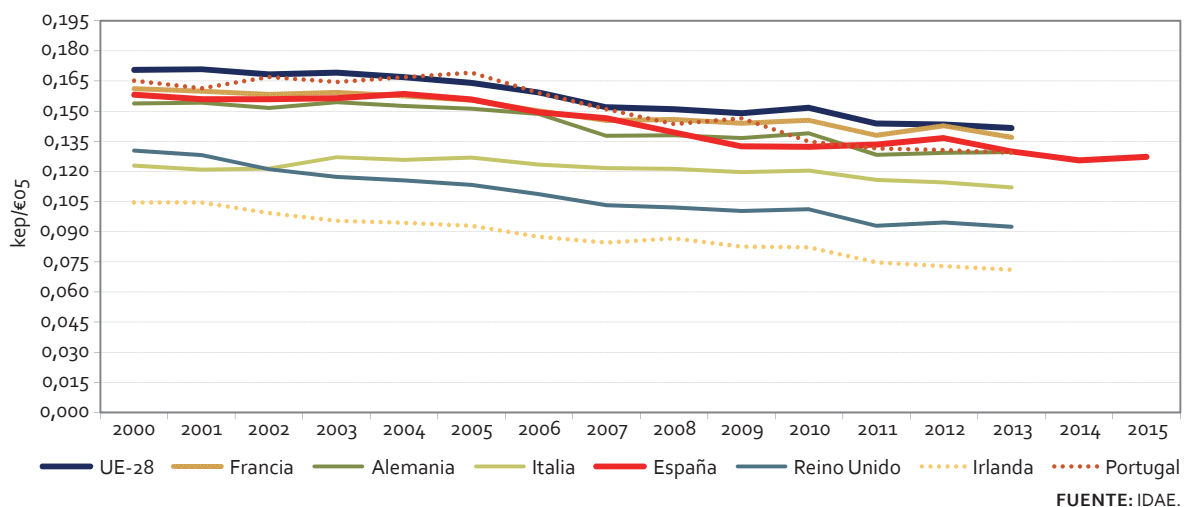
Diversos factores se encuentran detrás de la mejora experimentada en el indicador nacional desde antes de la crisis, entre ellos, el efecto favorable derivado de tecnologías de generación eléctrica basadas en las energías renovables y en el gas natural (cogeneración y los ciclos combinados).

No obstante, en el año 2015, continuando la tendencia ya observada en 2014, la eficiencia del sistema transformador ha disminuido como consecuencia de las menores aportaciones hidráulicas, Gráfico 8.4.

A este efecto se añade el derivado de cambios estructurales en nuestra economía, presentes con anterioridad a la crisis, y reforzados después de ésta, así como el impacto de diferentes actuaciones promovidas en el marco de los Planes de Acción de Eficiencia Energética aprobados desde el 2004. Todo ello ha influido en la evolución con tendencia a la baja de la intensidad de energía primaria, menos acentuada desde el 2009.

En 2015, en el contexto señalado, se ha registrado un aumento del 1,4% en la intensidad de energía primaria como resultado del crecimiento de la demanda de energía primaria (4,6%) superior al del Producto Interior Bruto (PIB) (3,2%) respecto al 2014. Esta evolución, al igual que lo observado en 2012, se relaciona con la entrada en funcionamiento en 2015 de centrales de generación eléctrica basadas en carbón, lo que conduce a una caída en el rendimiento del sistema transformador respecto al año anterior en que la disponibilidad de recursos hidráulicos fue superior.

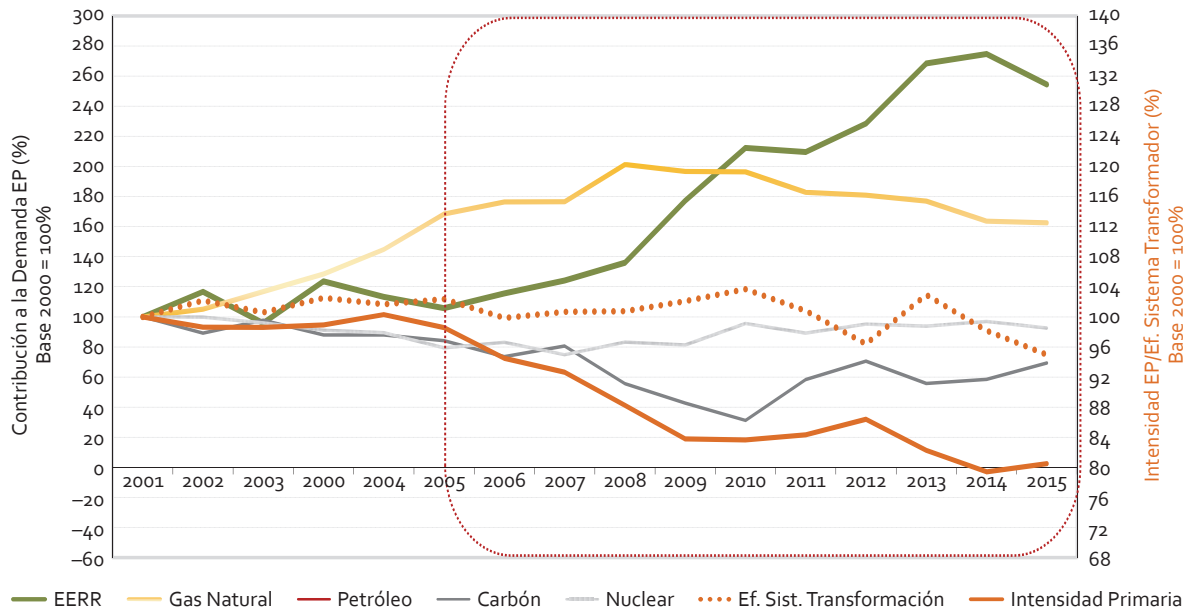
GRÁFICO 8.3 INTENSIDAD DE LA ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA Y UE 2000-2015



EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

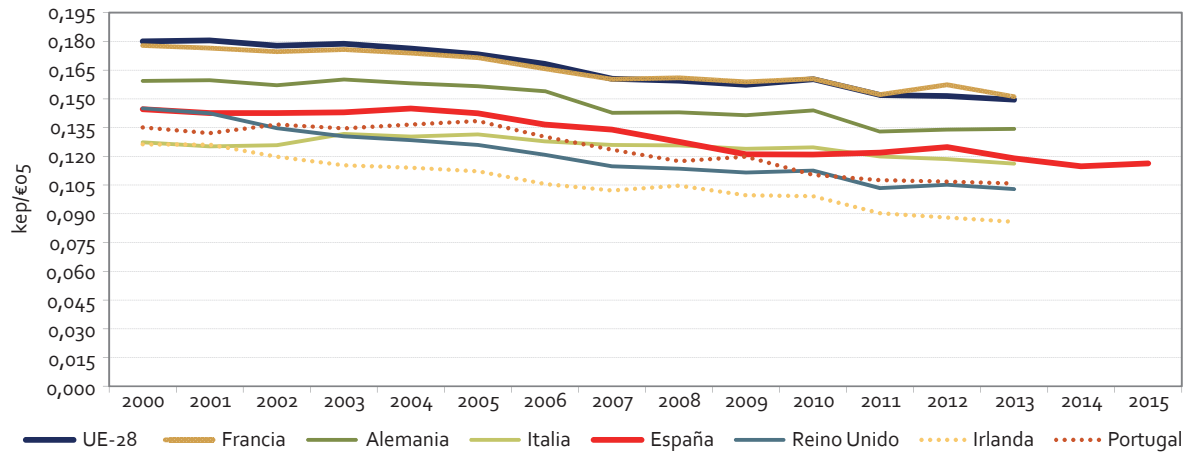


GRÁFICO 8.4 EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DE ENERGÍA PRIMARIA VERSUS ESTRUCTURA Y RENDIMIENTO DEL SISTEMA TRANSFORMADOR, 2000-2015



FUENTE: MINETUR/IDAE.

GRÁFICO 8.5 INTENSIDAD PRIMARIA A PARIDAD DE PODER DE COMPRA EN ESPAÑA Y UE, 2000-2015



FUENTE: IDAE. Referencia= UE-28.

Un análisis adicional es el relativo al ajuste del indicador a paridad de poder de compra, Gráfico 8.5. Este tipo de ajuste permite una comparación más realista de las intensidades a nivel internacional, dado que introduce una corrección sobre las dife-

rencias entre países en cuanto a nivel de precios y poder adquisitivo. Con ello, se produce un desplazamiento en vertical de las intensidades nominales, mejorando el posicionamiento relativo de los países de menor PIB. En el caso de España, la



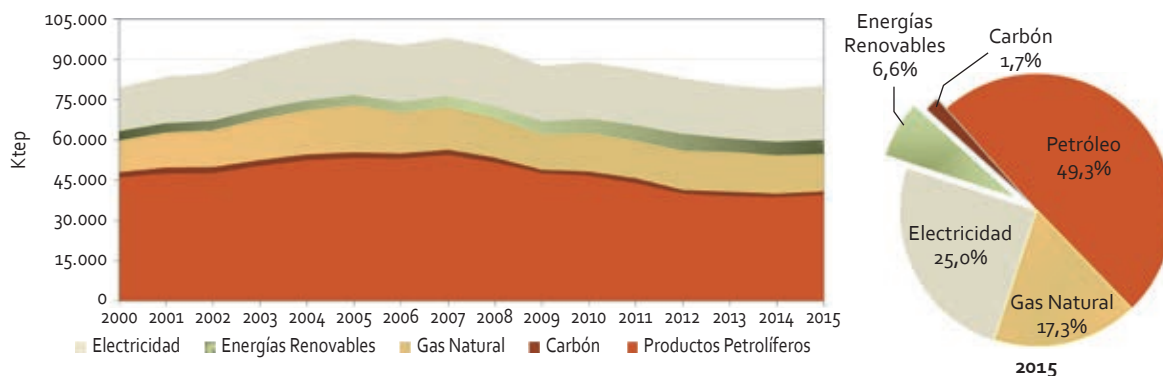
intensidad ajustada mantiene el perfil anterior, si bien mejora su posición, aumentando a su favor la distancia respecto a la media UE.

La evolución de la **demanda de energía final** por fuentes energéticas, Gráfico 8.6, presenta un perfil similar al de la energía primaria, observándose las mismas singularidades. En 2015, el consumo de energía final, usos no energéticos excluidos, asciende a 80.107 ktep, esto es 1,5% superior al consumo del año precedente. Ello supone una ruptura en la tendencia a la baja iniciada en 2007 y mantenida hasta el 2014, con excepción del repunte del 2010. Las causas del mayor consumo en 2015 responden principalmente a la mayor demanda asociada a los productos petrolíferos (2,2%) y a la electricidad (2,5%), que conjuntamente representan el 70,9% de la demanda global de energía final. Igualmente, aunque en menor medida, han contribuido el carbón y las energías renovables, con incrementos respectivos en su demanda del 2,4 y 3,8%, si bien estas dos fuentes apenas cubren el 8% de la demanda de energía final.

En el caso de las energías renovables, el impulso a su demanda en 2015 se debe a la biomasa y a los biocarburantes, que en total cubren el 93,4% de la demanda térmica asociada a las energías renovables, habiéndose incrementado sus demandas respectivamente un 4,6% y 5,1% a lo largo de dicho año. La geotermia y la solar térmica, igualmente, han contribuido al aumento observado, si bien en menor cuantía, dado el reducido peso (5,6%) de estas fuentes en la demanda global de energía térmica renovable. Una excepción dentro de las energías renovables ha sido el biogás, cuya demanda ha registrado un descenso del 49,9%, debido a una menor utilización de los centrales de cogeneración con biogás. En conjunto, las energías renovables en 2015 han supuesto una cobertura a la demanda global de energía final del 6,3%, participación inferior en un 2,6% a la del año anterior.

El crecimiento de la demanda de energía final (1,5%) a un ritmo inferior al del PIB (3,2%) ha supuesto una disminución del 1,6% en la **intensidad de energía final** en 2015. La caída de la intensi-

GRÁFICO 8.6 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR FUENTES, 2000-2015



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

dad final frente al incremento de la primaria, Gráfico 8.7, responde a la mayor participación de las centrales basadas en carbón en el sistema de generación eléctrica inducido por la menor disponibilidad de recurso eólico e hidráulico en 2015, como ya antes se ha comentado. Esto se traduce en un menor rendimiento del sistema transformador, y por tanto, en un mayor consumo de energía primaria para producción eléctrica, lo que explica el crecimiento diferencial de la intensidad primaria respecto a la final. Lo mismo se aplica al repunte del 2012 en la intensidad primaria.

Al igual que en el indicador de energía primaria, un análisis comparativo respecto a los países de nuestro entorno, Gráfico 8.8, muestra también una mayor sintonía en la evolución de este indicador a partir del año 2004. Desde entonces hasta el año 2009, puede observarse un paralelismo entre los indicadores nacional y europeo, a un ritmo de mejora anual superior en el caso nacional.

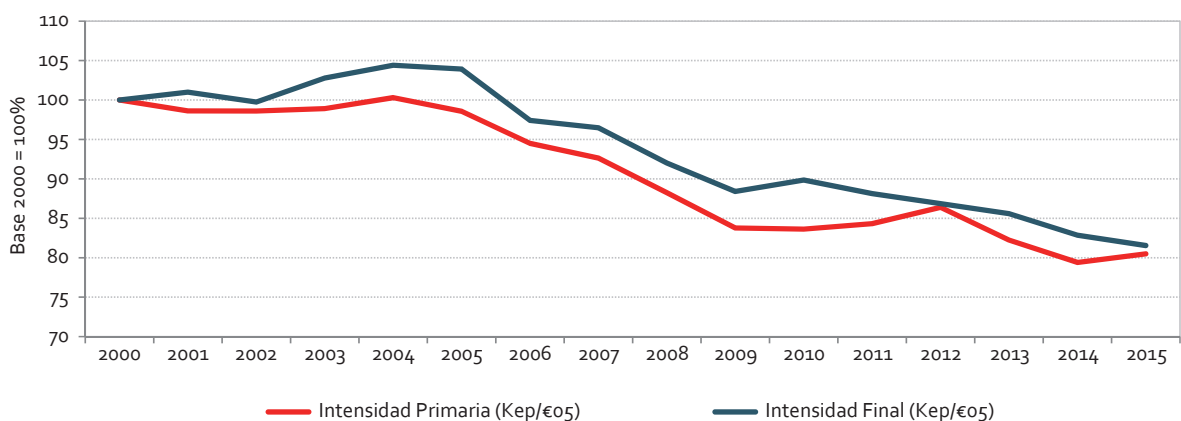
En los últimos años, y bajo el impacto de la crisis, se constata una mejora media anual en España del 2,2% en el periodo 2004-2013, por encima del 1,6% registrado en el conjunto de la UE en dicho periodo. Esta tendencia a la baja de la intensidad final continúa más recientemente, si bien la mejoría observada en 2015, según se muestra en el Gráfico 8.10, parece obedecer no solo al efecto estructural sino a otros efectos inducidos por cierta recuperación de la actividad en dicho año.

El análisis del indicador de intensidad final ajustado a paridad de poder de compra, Gráfico 8.9, arroja conclusiones similares, mejorando la posición de España respecto a la media europea, de manera análoga a lo mostrada en el Gráfico 8.5, correspondiente al mismo ajuste sobre la intensidad de energía primaria.

GRÁFICO 8.9.: INTENSIDAD FINAL A PARIDAD DE PODER DE COMPRA ESPAÑA Y LA UE, 2000-2015

*Nota: Usos no energéticos excluidos
Fuente: IDAE. Referencia= UE-28.*

GRÁFICO 8.7 EVOLUCIÓN COMPARATIVA DE LAS INTENSIDADES DE ENERGÍA PRIMARIA Y FINAL EN ESPAÑA, 2000-2015



FUENTE: IDAE.



GRÁFICO 8.8 INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2015

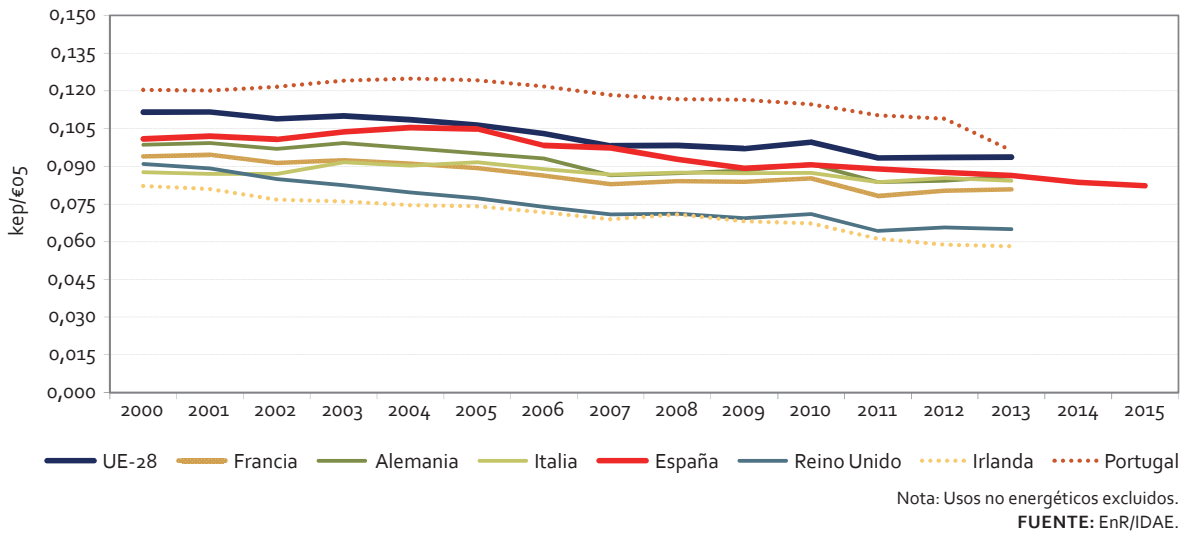
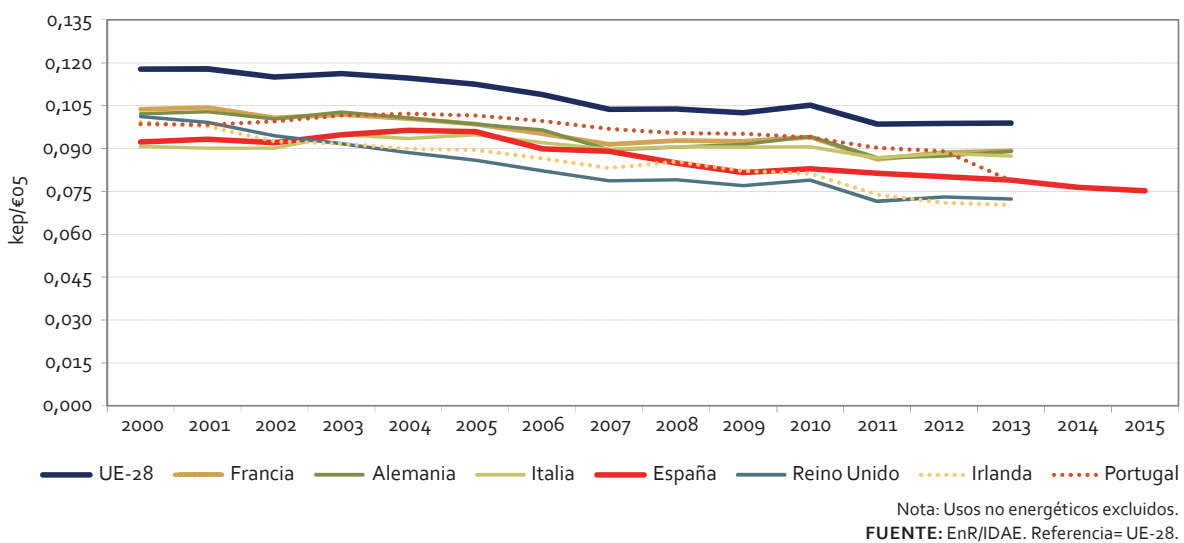


GRÁFICO 8.9 INTENSIDAD FINAL A PARIDAD DE PODER DE COMPRA ESPAÑA Y UE, 2000-2015



A partir del análisis comparativo de la evolución de la intensidad de energía final real y la correspondiente a estructura constante del 2005, Gráfico 8.10, se puede apreciar la influencia de distintos factores, que de manera simplificada se concretan en los factores estructurales y tecnológicos.

Como se puede observar, a partir del año 2004 destaca la relevancia de los factores ligados a mejoras tecnológicas y a políticas de eficiencia. Sin embargo, en el periodo posterior se produce la situación contraria como resultado de la baja utilización de las capacidades productivas inducida por la crisis económica, lo que conduce a una ineficiencia en

las operaciones de los distintos sectores de actividad. No obstante, el análisis del año 2015, muestra un mayor protagonismo del factor tecnológico y de eficiencia, lo que puede deberse al efecto producido por la recuperación de la actividad económica en dicho año, que posibilita unos niveles de producción más ajustados a los del funcionamiento óptimo de las instalaciones, equipos y procesos.

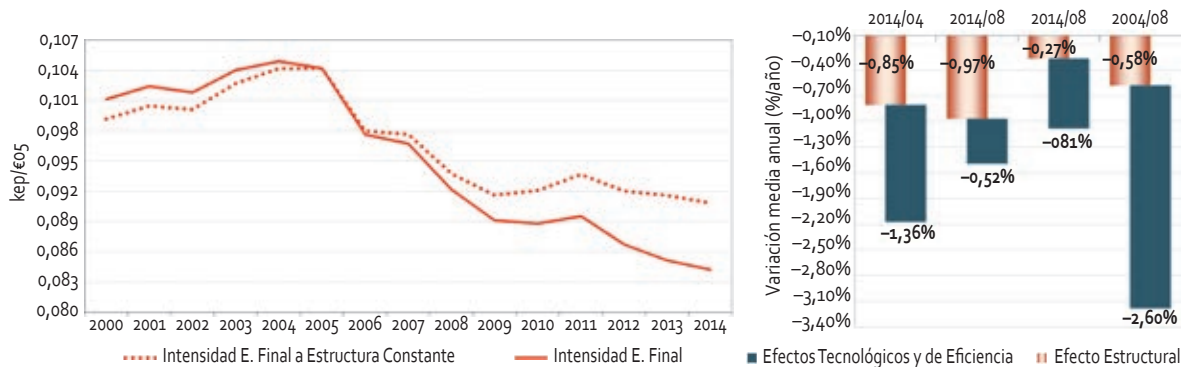
La comparación de la evolución en términos relativos de las intensidades de energía final a nivel sectorial y global, Gráfico 8.11, muestra una diferenciación en las tendencias seguidas por los sectores de uso final

en distintos periodos de análisis. Destaca la influencia del sector transporte en la intensidad global, dado el peso de este sector en la estructura de la demanda. En menor medida intervienen el sector industria, con un comportamiento algo más errático desde el inicio de la crisis, y los sectores servicios y residencial.

Análisis sectorial de la eficiencia energética

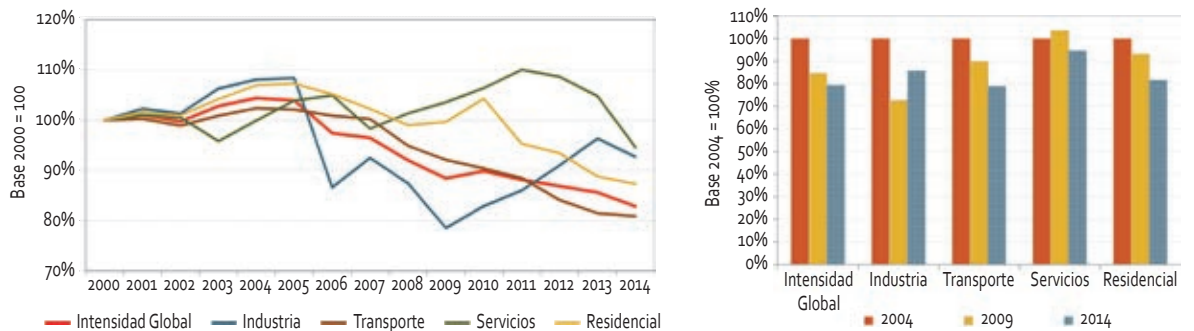
Atendiendo a la información más reciente disponible sobre la sectorización de la demanda de

GRÁFICO 8.10 EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL A ESTRUCTURA CONSTANTE, 2000-2015



Nota: Intensidades con Corrección Climática. Usos no energéticos excluidos. FUENTE: EnR/IDAE.

GRÁFICO 8.11 EVOLUCIÓN DE LAS INTENSIDADES DE ENERGÍA FINAL: GLOBAL Y SECTORIALES, 2000-2014



Notas: Usos no energéticos excluidos. FUENTE: MINETUR/IDAE.



GRÁFICO 8.12 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR SECTORES, 2000-2014

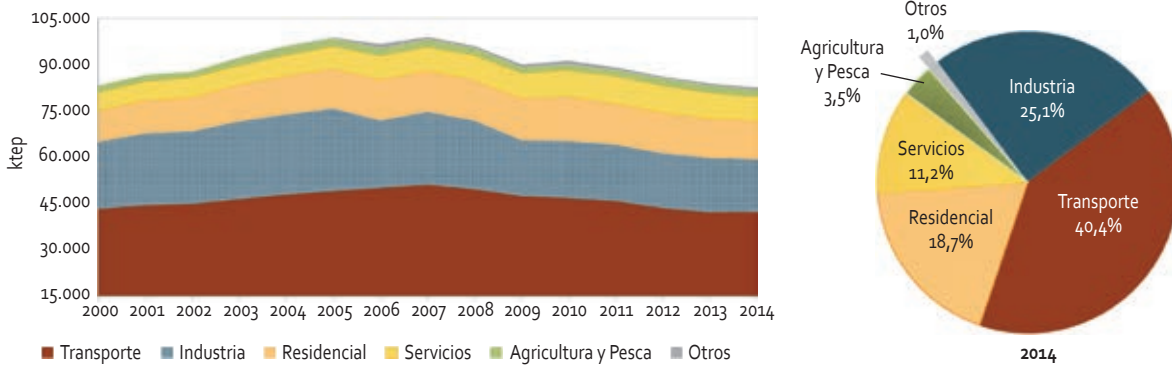
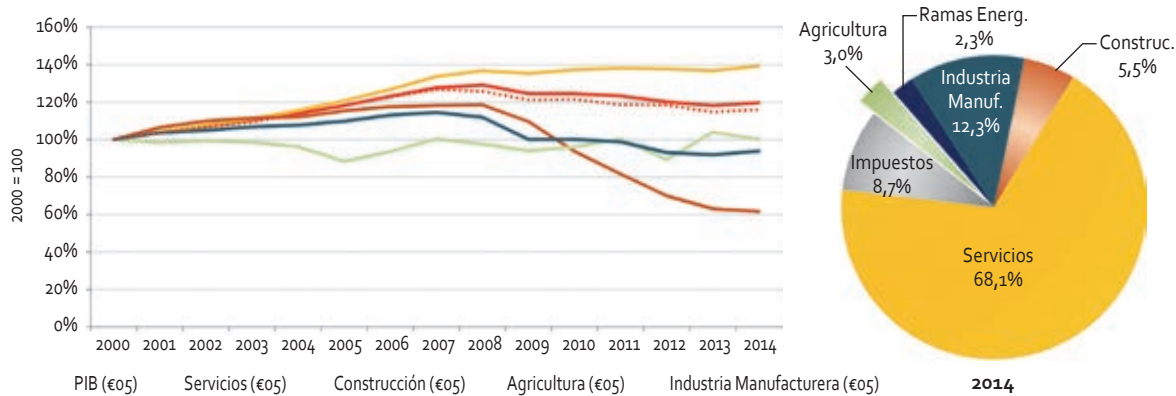


GRÁFICO 8.13 EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA SECTORIAL DEL PIB, 2000-2014



FUENTE: INE/IDAE

energía final, Gráfico 8.12, se constata una vez más el peso del sector transporte, con el 40,4% del consumo total. Le sigue el sector industrial, con el 25,1% de la demanda, si bien este sector mantiene una progresiva pérdida de peso en la estructura de la demanda en contraste con el conjunto de sectores agrupados dentro de la categoría «Usos Diversos»¹, cuya participación en la demanda se mantiene al alza frente a la industria, a la que supera desde el 2006, alcanzando el 35,1% de la demanda en 2014.

Lo anterior es coherente con el retroceso experimentado por la industria en su aportación al PIB, en estrecha correspondencia con la terciarización creciente de nuestra economía, Gráfico 8.13, lo que se ha visto reforzado en el contexto de la crisis económica. Esta dinámica conduce a una contribución al PIB del conjunto de la industria — industria manufacturera, energía y construcción — del orden del 30% de la del sector servicios, lo que se traduce en una mayor intensidad energética de la industria, como se observa a continuación.

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

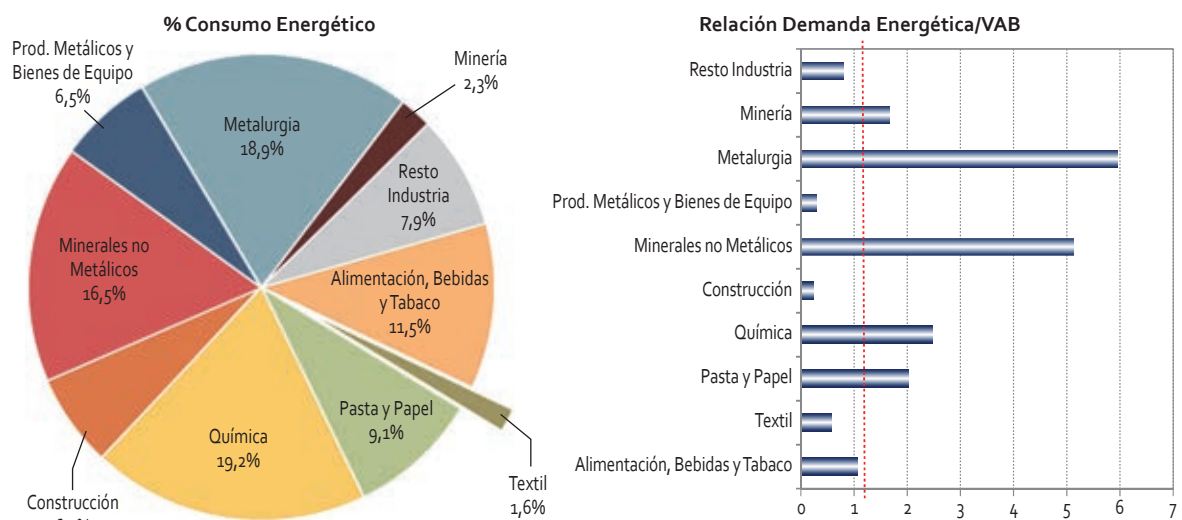
Sector industria

En la industria española destacan cinco ramas—minerales no metálicos², metalurgia, química, alimentación, bebidas y tabaco y pasta y papel—, por su mayor demanda e intensidad energética. Estos sectores, cubren conjuntamente el 75,2% de la demanda de la industria en 2014, lo que contrasta con una aportación limitada al Valor Añadido Bruto (VAB) de la industria, del orden del 29,4%. Este contraste resulta más acusado en las industrias de los minerales no metálicos y de la metalurgia, donde las contribuciones al VAB total son entre cinco y seis veces inferiores a las de las demandas energéticas respectivas, Gráfico 8.14. El comportamiento y relevancia de las ramas antes mencionadas conduce a una intensidad energética de la industria manufacturera nacional superior a la observada en el conjunto de la UE-28

y más concretamente en otros países de nuestro entorno de tradición industrial como Francia, Alemania, Reino Unido e Italia, Gráfico 8.15. Esto se explica por diferencias en cuanto a composición sectorial, apreciándose una mayor participación de las ramas menos intensivas como la alimentación y los bienes de equipo en los países indicados, lo que supone una mayor aportación al VAB de las industrias manufactureras respectivas, y con ello, un efecto atenuador en la intensidad asociada.

A partir del 2004, el indicador nacional de la industria manufacturera manifiesta una tendencia a la baja que en general se mantiene tras el inicio de la crisis en 2008, aunque con ligeras fluctuaciones. Se llega así al 2014 con una disminución del 6%, como resultado de cierta recuperación de la actividad económica de la industria manufacturera, expresada en un incremento del VAB (+2,1%)

GRÁFICO 8.14 CONSUMO Y VAB DE LAS PRINCIPALES RAMAS INDUSTRIALES, 2014



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

² Industrias del cemento y vidrio.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



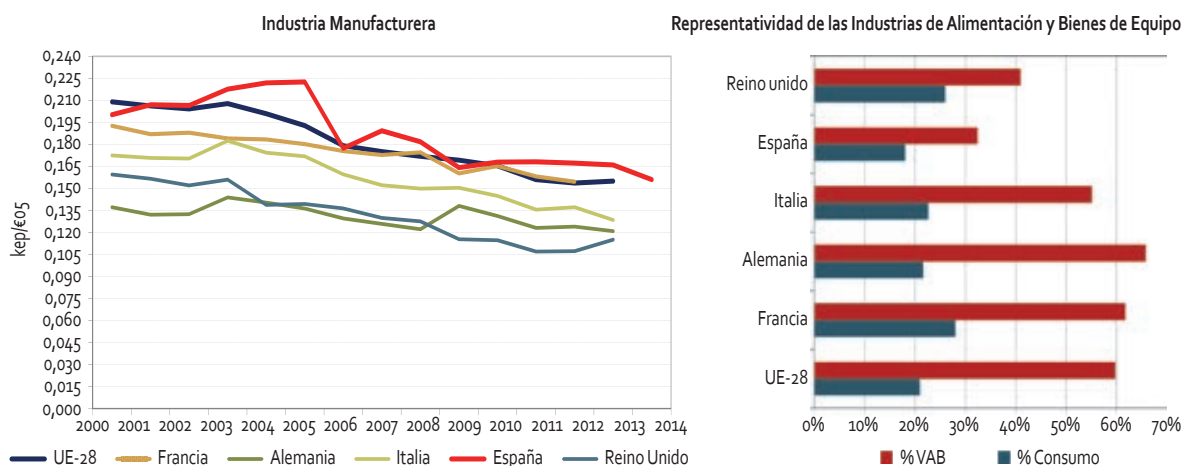
y del Índice de producción Industrial (IPI) (+1,7%), acompañado de una disminución en la demanda energética asociada (-4%).

Considerando la industria en su conjunto (incluyendo la construcción), la situación de la intensidad española resulta más favorable, Gráfico 8.16, en la comparativa a nivel europeo con una intensidad inferior a la media de la UE-28, si bien en los últimos años se constata un empeoramiento de la intensidad, coincidiendo con el inicio de la crisis.

En términos relativos, el nivel inferior de la intensidad se explica en gran medida por la industria de la construcción, poco intensiva, cuya demanda energética representa tan solo el 6,5% del total aunque aporta el 27,3% del VAB de la industria.

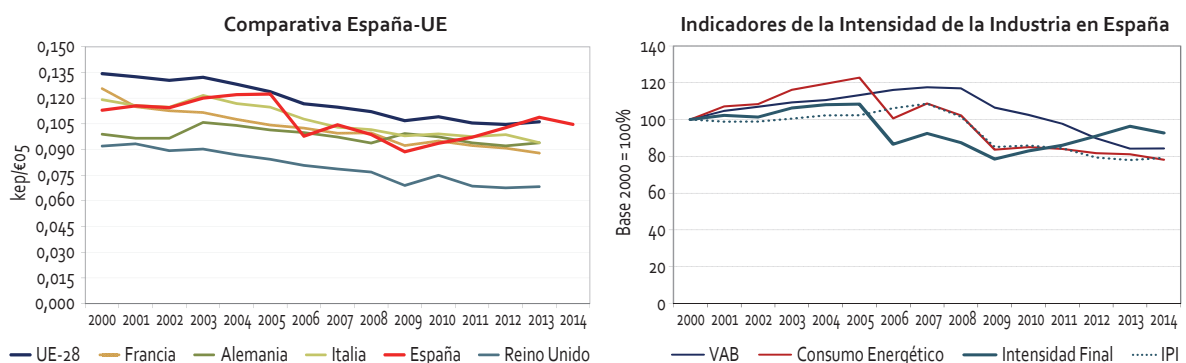
Sin embargo, la merma de la actividad inmobiliaria experimentada desde el inicio de la crisis ha llevado a una progresiva pérdida de la representatividad del sector de la construcción en el VAB total, lo que ha contribuido al empeoramiento ob-

GRÁFICO 8.15 INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2014



FUENTE: ODYSSEE/IDAE/INE.

GRÁFICO 8.16 INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR INDUSTRIAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2014



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE/EnR.



servado en la intensidad de la industria global. Por otra parte, la actividad de este sector se encuentra estrechamente ligada a la de los minerales no metálicos, por lo que su evolución incide en la demanda e intensidad de esta rama y de la industria manufacturera.

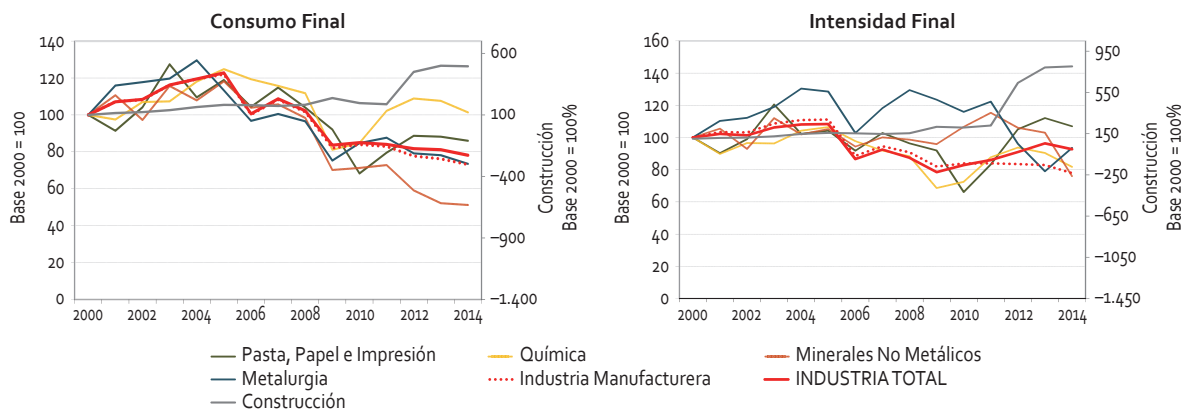
La demanda energética de la industria global en 2014 se ha reducido en un 3,7%, lo que responde, principalmente, a la disminución de la demanda del gas (-3,1%) y de los productos petrolíferos (-4,9%), que conjuntamente representan el 57,1% de toda la demanda energética de la industria. Estas demandas se concentran en el caso del gas natural, en las industrias de los minerales no metálicos y de la química, y en el caso de los derivados del petróleo, en la primera de las ramas citadas. La electricidad, con el 31,1% de la cobertura de la demanda energética del sector, ha experimentado en 2014 un ligero aumento del 1,2%, insuficiente para compensar la disminución neta de la demanda.

En relación con la electricidad, cabe destacar el crecimiento registrado en su demanda a lo largo

de las dos últimas décadas, a un ritmo superior a la de los combustibles fósiles, lo que ha sido impulsado especialmente por la actividad de las industrias metalúrgica, química y alimentaria. A partir del 2006, se produce un cambio de tendencia en las demandas térmica y eléctrica, inducido en parte por medidas de ahorro y eficiencia adoptadas en el marco de la Estrategia (E4), lo que se ha reforzado por el cambio de coyuntura económica iniciado en 2008, y que ha supuesto una reducción de actividad en la mayoría de las ramas de la industria.

Considerando toda la actividad industrial, en 2014 se constata una leve recuperación, lo que se deriva del crecimiento observado del VAB del 0,1% y del IPI del 1,5% en dicho año. Ello, unido a la evolución de la demanda energética, ha supuesto una mejoría del 3,8% de la intensidad energética de la industria global en 2014. Esta evolución obedece principalmente a la industria manufacturera, Gráfico 8.17, en concreto a las ramas de las industrias de los minerales no metálicos, química y papelera, cuyas demandas energéticas han disminuido,

GRÁFICO 8.17 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO E INTENSIDAD EN LAS PRINCIPALES RAMAS INDUSTRIALES, 2000-2014



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



en contraposición con el incremento de sus aportaciones al VAB de la industria, lo que denota una mejora en sus correspondientes intensidades energéticas.

Esto último, unido al peso de estas ramas en la demanda energética —el 49% de la industria manufacturera y el 44,8% de la industria global—, ha contribuido de manera decisiva a la mejora de las intensidades de las industrias manufacturera y global en 2014, contrarrestando el efecto negativo del sector de la construcción sobre la intensidad global.

La construcción mantiene en 2014 la tendencia a la baja de su valor añadido, por encima de la disminución del consumo registrado en dicho año, lo que penaliza la intensidad correspondiente. En definitiva, la pérdida de dinamismo del sector de la construcción, ha contribuido al deterioro de la intensidad de la industria global.

Un breve análisis retrospectivo de la trayectoria seguida por la industria en España y en buena parte de los países de la UE-28, permite observar la estrecha dependencia de las variaciones de la intensidad energética con la evolución de los ciclos económicos. La demanda energética no decrece al mismo ritmo que la actividad debido a que la eficiencia de los equipos utilizados en los procesos productivos disminuye al funcionar por debajo de su capacidad nominal. A ello se une el hecho de que parte de la energía consumida — servicios de iluminación, calefacción y acondicionamiento de las instalaciones — es independiente del nivel de actividad. Esto implica que, al caer la actividad, básicamente decrece la parte de la demanda

energética vinculada a la producción, mientras que la parte ajena a la actividad permanece estable, con lo cual, el consumo unitario en periodos de recesión tiende a aumentar.

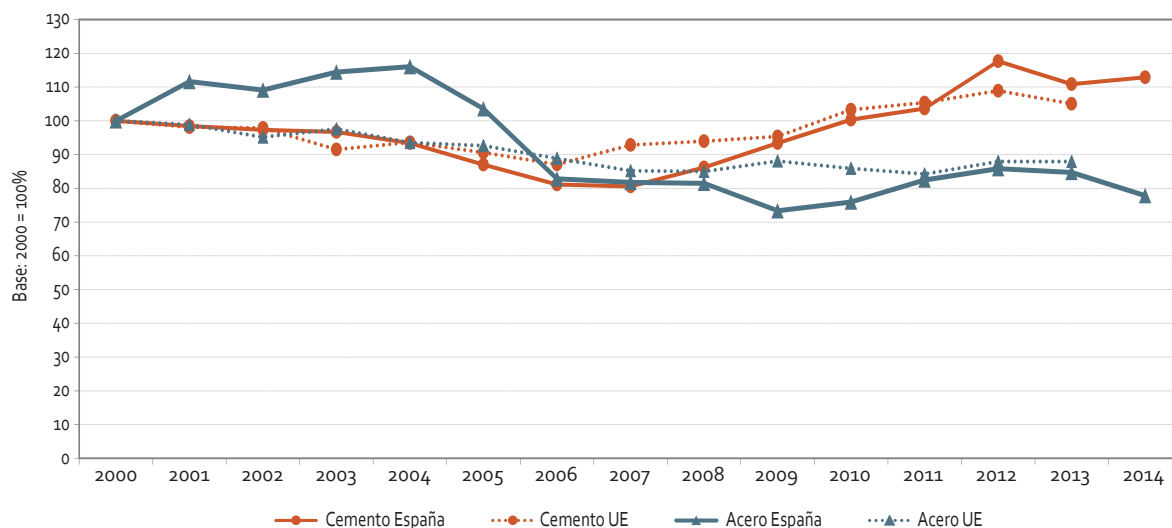
Esto último se puede apreciar a partir de la observación de las tendencias de los consumos unitarios — consumos energéticos por unidad de producto generado — de la industrias del cemento y del acero, integradas la primera dentro del sector de los minerales no metálicos y la segunda dentro del sector metalúrgico que, como ya se ha visto, son dos de las ramas más intensivas de la industria, Gráfico 8.18. Se constata el impacto de la crisis en el incremento del consumo unitario ligado a la producción de estas dos ramas, rompiendo con la tendencia a la baja iniciada años atrás como resultado de ciertas mejoras implementadas en sus procesos productivos.

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 del sector industrial. Más recientemente, el Fondo de Inversión JESSICA-FIDAE y el Programa de ayudas a las PYMES y a la gran empresa del sector industrial³ pretenden facilitar la realización de actuaciones de mejora y gestión de la eficiencia energética en este sector. Se espera con ello una contribución favorable a la

³ Programa, en vigor desde mayo de 2015, dotado de un presupuesto inicial de 49 M€, con origen en el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, creado por la ley 18/2014, del 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.



GRÁFICO 8.18 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO UNITARIO DE LOS SECTORES SIDERÚRGICO Y CEMENTERO EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2014



FUENTE: IDAE/OVICEMEN/UNESID/ASPAPEL.

mejora de la eficiencia de la industria a más largo plazo.

Sector transporte

El transporte sigue siendo el sector de mayor consumo en España en 2014, con el 40,4% de la demanda de energía final. A lo largo de dicho año, el consumo se ha estabilizado con un ligero incremento del 0,6%, en contraste con la tendencia a la baja del periodo 2008-2013 durante la cual el consumo cayó a tasa media anual del 4,7%.

El transporte en carretera y en modo aéreo han sido los impulsores de la demanda en 2014, asociada principalmente a productos petrolíferos, cuyo consumo se ha incrementado un 0,7% en ese año. Estos combustibles cubren el 95,6% de la demanda energética del transporte en conjunto, concentrándose su demanda en los dos modos de

transporte antes mencionados: 80,1% en modo carretera y 17,4% en modo aéreo.

Los biocarburantes, igualmente, han contribuido al repunte observado en la demanda del transporte en carretera, aumentando su consumo en un 5,8%. Ello supone una recuperación de la actividad del sector de los biocarburantes, tras la evolución experimentada el año anterior como resultado de la disminución de los objetivos obligatorios de consumo de estos productos, según lo dispuesto por la Ley 11/2013 de 26 de junio. No obstante, la representatividad de los biocarburantes en la demanda del transporte es aún escasa, limitada al 3%.

A más largo plazo se espera que la participación de estos combustibles así como de otros propulsores alternativos se incremente como resultado de la evolución tecnológica de los vehículos y de las políticas adoptadas al amparo de las directrices comu-



nitarias vigentes en materia de descarbonización del transporte que se encuentran recogidas dentro del Libro Blanco sobre Transporte 2010-2030. A ese respecto, un elemento decisivo ha sido la aprobación de la Directiva 2014/94/UE, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para propulsores alternativos (electricidad incluida), que en España, se materializa a través de la Estrategia de Impulso del Vehículo con Energías Alternativas (VEA), aprobada por Consejo de Ministros el 26 de junio de 2015. Dicha Estrategia se estructura en 5 líneas estratégicas y 30 medidas que cubren 3 ejes de actuación: industrialización; mercado; e infraestructuras de recarga/suministro. Con ello se pretende impulsar en España el sector de las energías alternativas aplicadas al transporte.

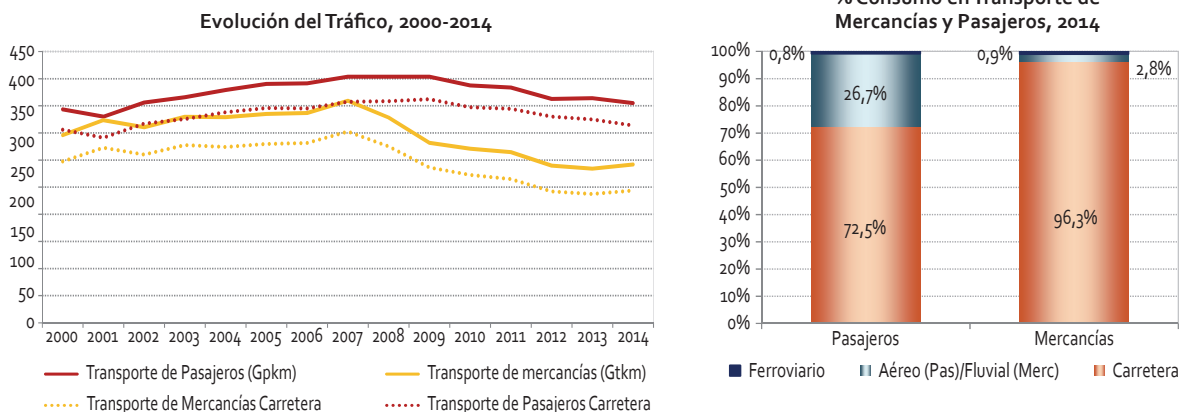
El incremento en la demanda energética en 2014 parece relacionarse con cierta recuperación de la movilidad ligada al transporte de mercancías, Gráfico 8.19, especialmente en carretera, donde se da el mayor volumen de tráfico de mercancías, y consecuentemente el mayor consumo en el desarrollo de esta actividad. El transporte de

pasajeros, por su parte, con cerca del 60% de la demanda energética del sector, se ha mantenido estabilizado con tendencia a la baja, por lo que su impacto en términos energéticos ha sido menor.

Considerando la dinámica seguida en los últimos años, Gráfico 8.20, todos los modos de transporte se han visto afectados por el cambio de coyuntura económica iniciado en 2008, mostrando un declive en su consumo desde entonces, especialmente acusado en el transporte ferroviario y fluvial. Ello ha llevado a una pérdida de representatividad de estos dos modos de transporte, cuya participación actualmente es del orden del 1%, lo que conlleva un impacto reducido en el conjunto de la demanda del transporte.

El transporte en carretera y en modo aéreo, en términos relativos, presentan una evolución más atenuada, conservando e incluso aumentando su participación en el caso del transporte aéreo. La carretera, dada su mayor relevancia, condiciona de manera decisiva la evolución de la demanda del transporte en su conjunto.

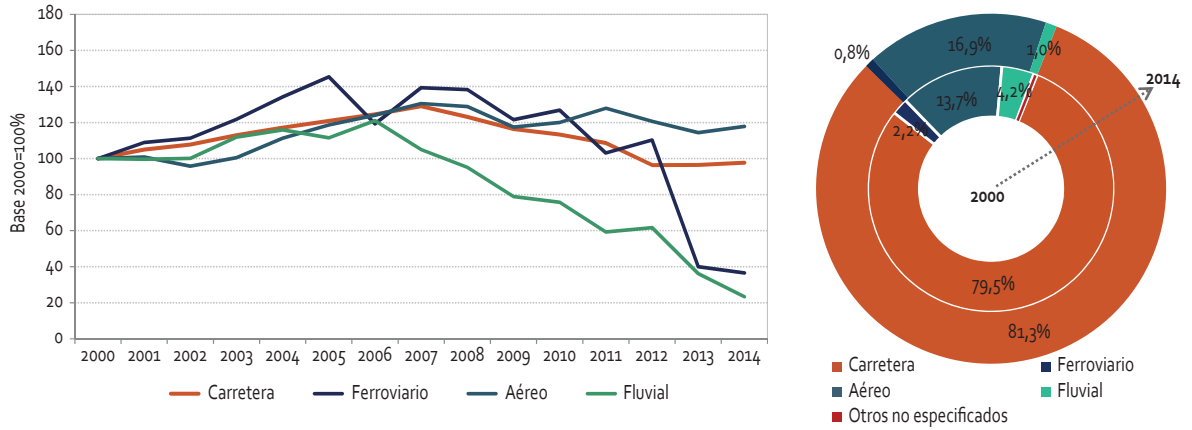
GRÁFICO 8.19 TRÁFICO DE MERCANCÍAS Y DE PASAJEROS



FUENTE: MFOM/MINETUR//IDAE/DGT.



GRÁFICO 8.20 CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR MODOS DE TRANSPORTE, 2000-2014



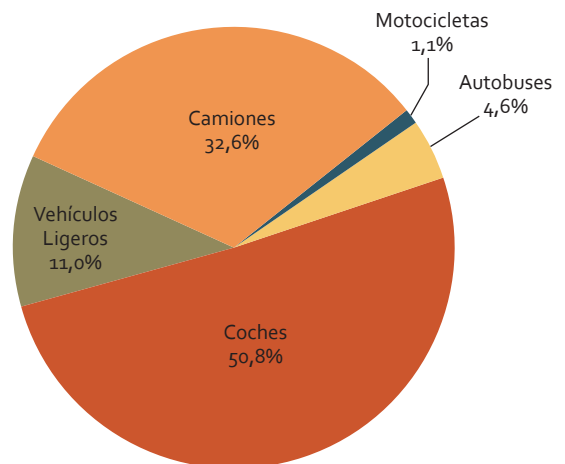
FUENTE: MINETUR/IDAE.

Entre las causas determinantes de la mayor representatividad del transporte —especialmente en carretera—, en la demanda energética total, cabe destacar varios factores, 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 8.19. A ello se suma la distancia entre la posición geográfica de nuestro país y el centro de gravedad de la actividad económica situada más al norte de Europa, lo que sitúa a nuestro país en zona periférica y de paso para el tráfico de mercancías por carretera.

Otro de los factores que incide en la demanda e intensidad energética del transporte es el vehículo privado, Gráfico 8.21, por ser el responsable de la mitad del consumo en carretera, lo que equivale al 41% de todo el consumo en transporte. A lo largo de las dos últimas décadas ha tenido lugar un incremento notable del parque de vehículos privados, que se ha caracterizado por la dieselización del mismo.

La mayor incorporación de vehículos diésel ha llevado a un crecimiento diferencial del consumo de gasoil frente al de la gasolina en el parque automovilístico. La dieselización del parque y los hábitos de uso constituyen las principales causas que condicionan la evolución del consumo e intensidad del transporte por carretera.

GRÁFICO 8.21 CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN EL TRANSPORTE EN CARRETERA POR TIPOS DE VEHÍCULOS, 2014



FUENTE: IDAE/DGT.



A esto se añade unos precios de carburantes inferiores a los de países vecinos como Portugal y Francia, Gráfico 8.22, lo que favorece las cargas completas en España de los depósitos de combustible de los camiones de transporte de largo recorrido. Asimismo, el factor precios incide igualmente en el efecto conocido como *border-trade*, asociado a ventas a países fronterizos a causa del diferencial de precios, efectuándose el consumo fuera de nuestro país.

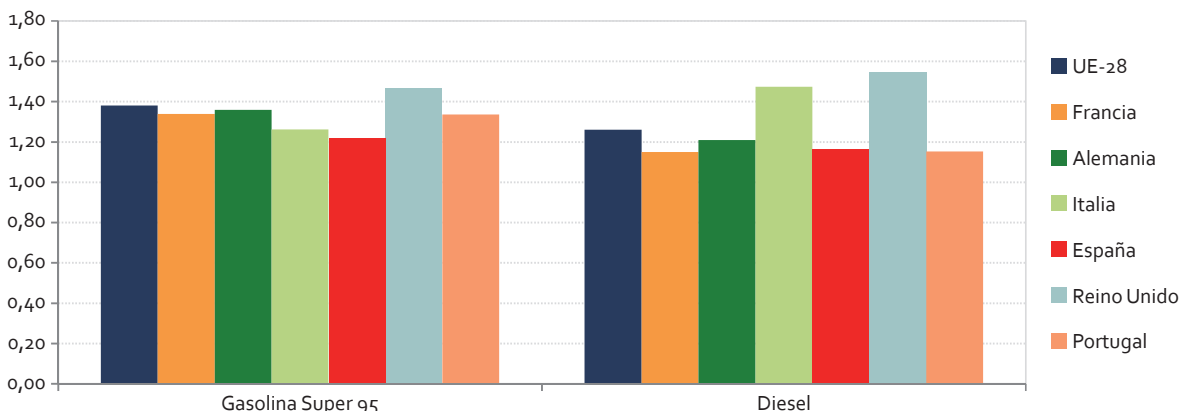
A fin de diferenciar el consumo doméstico del producido fuera de nuestras fronteras, algunos países como Austria, realizan una corrección, que puede alcanzar hasta el 20% del consumo del transporte en carretera. La aplicación de un método de ajuste similar en España conduciría a una disminución del consumo doméstico y, con ello, a una mejora del correspondiente indicador de intensidad. En línea con lo anterior, 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.

Las distancias recorridas y, en consecuencia, los tráficos y consumos energéticos correspondientes, Gráfico 8.23, responden a las causas señaladas.

En definitiva, los factores citados explican en buena medida el considerable valor de la intensidad energética del transporte en España, del orden de un 15% superior a la media del conjunto de la UE-28, Gráfico 8.24. A pesar de ello, la tendencia observada a partir del 2004 es a la baja, lo que induce un mayor acercamiento de los indicadores nacional y europeo.

Esta evolución de la intensidad responde a mejoras de eficiencia inducidas por actuaciones implementadas en el marco de los Planes de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética, reforzadas por efectos estructurales y de actividad inducidos por la crisis en los distintos sectores de la economía, lo que ha llevado a una disminución de la movilidad asociada al transporte de mercancías y pasajeros, Gráfico 8.19, como ya se ha comentado con anterioridad.

GRÁFICO 8.22 PRECIOS (€/L.) DE CARBURANTES EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2014

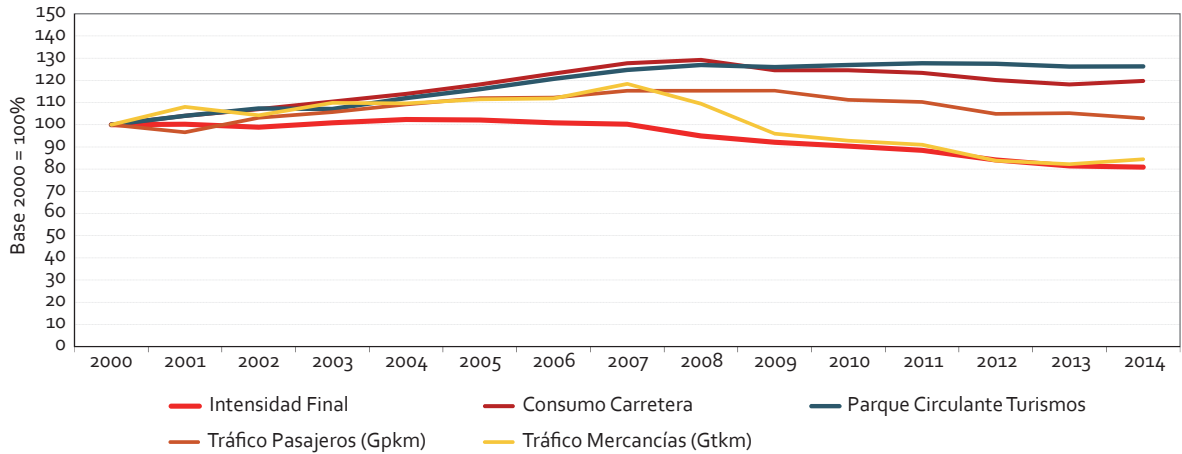


Nota: Precios correspondientes al segundo semestre del 2014. Impuestos incluidos.

FUENTE: Eurostat.

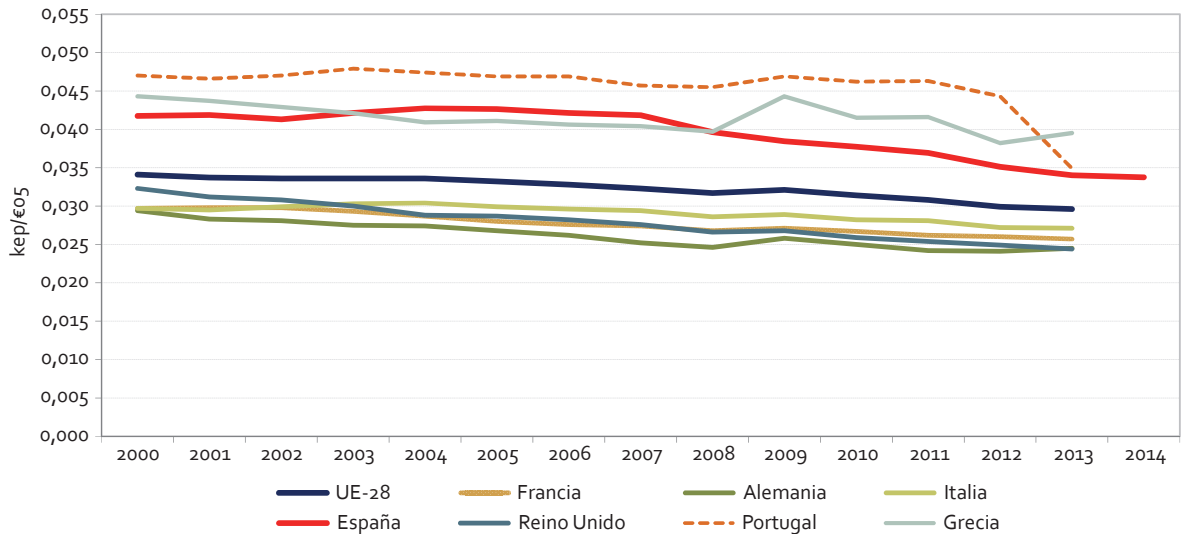


GRÁFICO 8.23 INDICADORES DE LA INTENSIDAD DEL SECTOR TRANSPORTE, 2000-2014



FUENTE: DGT/MFOM/MINETUR/IDAE.

GRÁFICO 8.24 INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL TRANSPORTE EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2014



FUENTE: EnR/IDAE.

En la actualidad se cuenta con distintas iniciativas dirigidas al sector transporte con las que se espera contribuir a la mejora de su intensidad. Destacan las actuaciones orientadas al transporte en carretera, especialmente al vehículo turismo, debido a su relevancia en el consumo energético, así como en las emisiones asociadas. En línea con esto, con el fin de aprovechar las ventajas de los vehículos

modernos más eficientes, se han ido implementado diversos programas de ayudas a la adquisición de vehículos orientados a la renovación del parque automovilístico.

Los Programas PIVE y MOVELE son un ejemplo de ello. Con respecto a los Programas PIVE, desde su puesta en marcha se ha posibilitado la retira-



da de la circulación de algo más de un millón de vehículos, con unas cifras de ahorro energético anual estimado para el conjunto del programa de 413 millones de litros de combustible, equivalente a unas emisiones evitadas de 848.486 toneladas de CO₂/año. Esto, además, se traduce en una disminución de las importaciones de petróleo estimada en más de 2,6 millones de barriles de petróleo, lo que representa una reducción del déficit exterior de 208,2 M€.

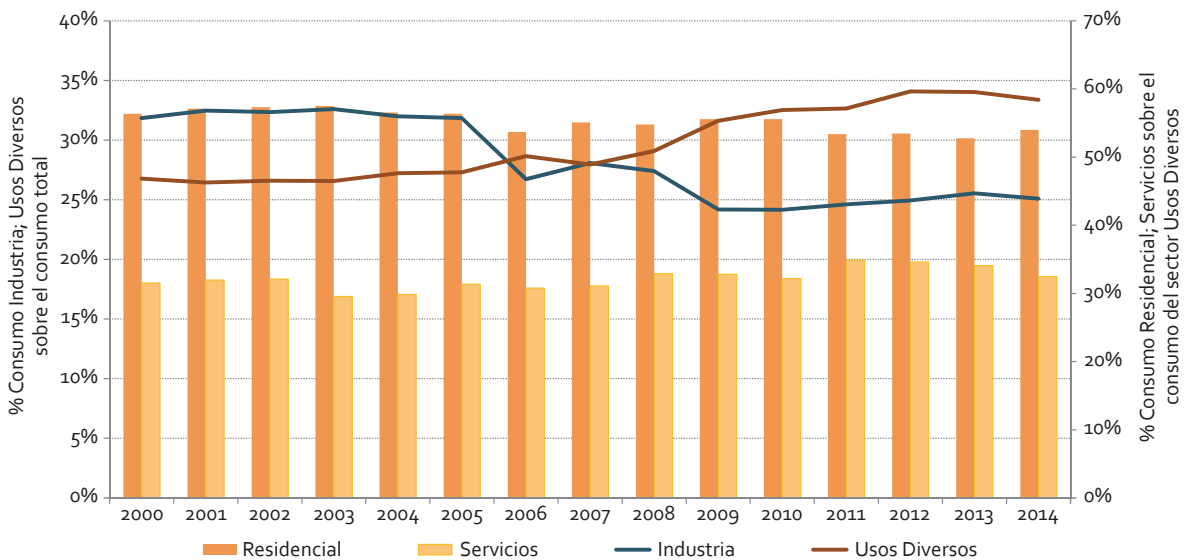
Por su parte, el Programa MOVELE de impulso al vehículo eléctrico, correspondiente al ejercicio 2015, han facilitado la adquisición de 2.535 vehículos eléctricos, que se suman a los 8.500 vehículos de los anteriores Programas de incentivos a la adquisición de vehículos eléctricos.

Actualmente, se ha puesto en marcha el Programa de ayudas al cambio modal y uso eficiente de los modos de transporte⁴, financiado por el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, con lo que se espera reforzar el efecto inducido por las actuaciones anteriores.

Usos Diversos: sectores residencial, servicios y agricultura y pesca

Los sectores integrados dentro de la categoría «Usos Diversos» van adquiriendo cada vez más importancia a efectos de su participación en la demanda energética global, Gráfico 8.25, en contraposición al retroceso observado en el sector industria. A ello contribuye la demanda de los edificios en los sectores servicios y residencial,

GRÁFICO 8.25 REPRESENTATIVIDAD DEL SECTOR USOS DIVERSOS EN LA DEMANDA ENERGÉTICA, 2000-2014



FUENTE: MINETUR/IDAE.

⁴ Programa, en vigor desde mayo de 2015, dotado de un presupuesto inicial de 8 M€, con origen en el Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

donde se concentra el 86,5% del consumo del sector «Usos Diversos», así como del 29,9% del consumo de energía final total. Según la información disponible en 2014, el consumo del conjunto de sectores agrupados bajo este epígrafe experimentó una caída del 3,4% en dicho año.

Esto obedece a la caída de las demandas asociadas a la electricidad (-2,3%), al petróleo (-7,9%) y al gas natural (-2,3%), que representan el 88,5% de la demanda del sector. De estas tres fuentes energéticas, destaca la electricidad con una cobertura próxima a la mitad de la demanda total del sector «Usos Diversos», siendo los edificios los principales consumidores de la electricidad.

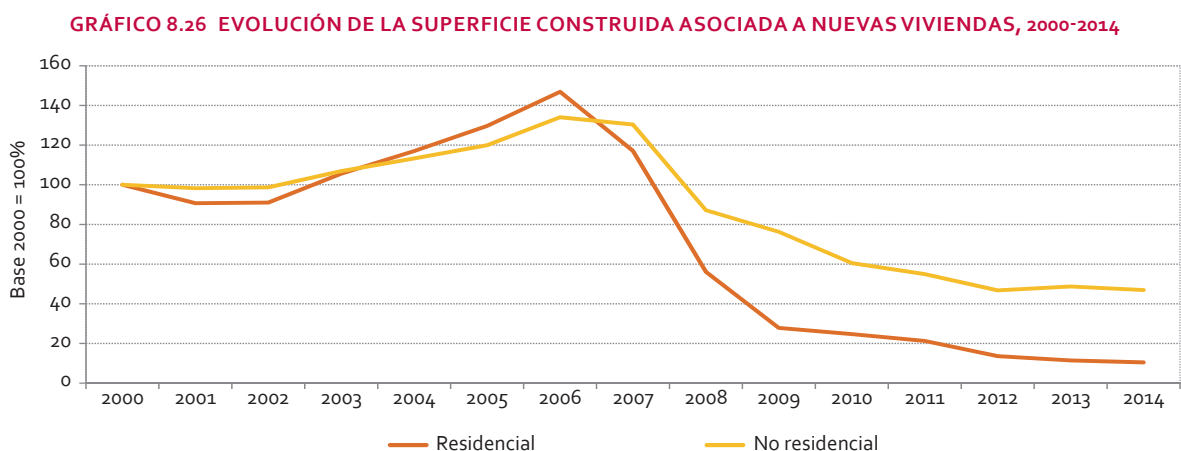
De lo anterior se desprende la necesidad de un análisis diferenciado de los edificios a partir de los sectores en los que se ubican —residencial y servicios—. Según información disponible del Ministerio de Fomento, la superficie total estimada de los edificios actualmente supera los 5.000 millones de m². Más del 60% de toda la superficie construida corresponde a edificios del sector residencial, de los cuales

cerca del 60% corresponden a viviendas en bloque, de acuerdo a la información del último Censo de Viviendas publicado por el INE. En los últimos años se constata un decrecimiento continuo en el ritmo de construcción de nuevos edificios, Gráfico 8.26, especialmente acusado en el sector residencial.

Esto repercute en la demanda energética del conjunto de los edificios, limitando además el impacto favorable asociado la nueva regulación en edificación. Considerando la superficie útil de ambos tipos de edificios, se tiene un consumo medio por m² de 135 kWh en 2014, del orden de un 30% menos que el consumo medio de los edificios de la UE-28, lo que en parte obedece a diferencias climatológicas. A continuación se ofrece un análisis más detallado de cada uno de los sub-sectores que forman parte del sector edificios.

Sector residencial

La demanda del sector residencial en 2014 ha disminuido un 3,3%, alcanzando los 14.713 ktep,



Nota: Datos basados en licencias.
FUENTE: MFom/INE/IDAE.



esto es el 18,5% del consumo final energético total. Esta evolución responde a la contracción de la demanda de productos petrolíferos (-2,5%), y del gas natural (-3,1%), que cubren el 32,3% de la demanda de los hogares españoles, y en menor medida a la caída del consumo eléctrico (-0,5%) que representa el 41,3% de toda la demanda del sector. Atendiendo a las fuentes energéticas, la mayor parte de la demanda energética del sector residencial (58,7%) se satisface con combustibles, tanto de origen fósil como renovable, Gráfico 8.27, si bien la electricidad ha ido ganando terreno progresivamente hasta cubrir el 41,3% de la demanda. Esto ha sido así en detrimento de la participación de los productos petrolíferos.

El predominio de los combustibles refleja la importancia que tiene en este sector los usos de tipo térmico, entre ellos la calefacción. Este uso concentra más del 40% de la demanda global de los hogares españoles, tal y como se muestra más adelante, Gráfico 8.32, siendo cubierto mayoritariamente con combustibles de origen fósil y renovable, y de manera marginal por la electricidad,

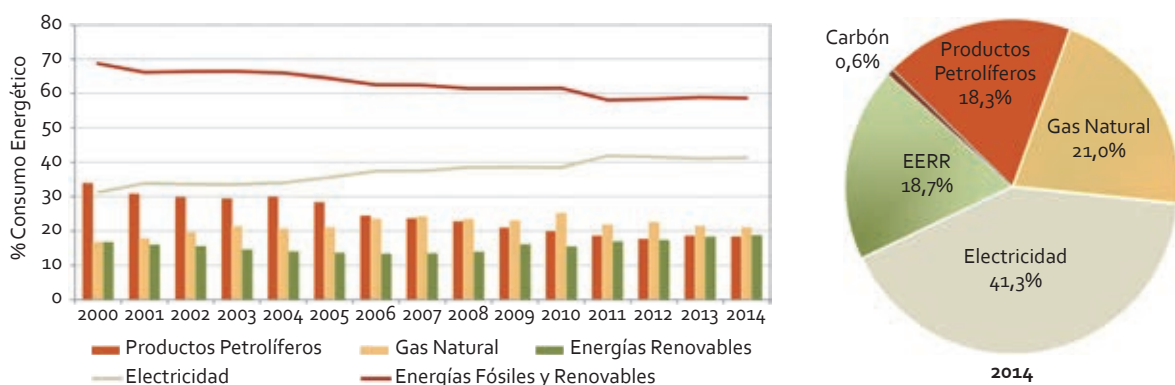
con menos del 10% de contribución a la cobertura de este servicio.

En general, la evolución de la demanda parece evolucionar en paralelo al poder adquisitivo de los hogares, según se observa a continuación, Gráfico 8.28.

El cambio de coyuntura experimentado a partir del 2008, reflejado en la capacidad de gasto de las familias, refuerza la tendencia a la baja del consumo energético por hogar, iniciado con anterioridad, condicionado presumiblemente por políticas de ahorro y eficiencia dirigidas a este sector.

Atendiendo al indicador de la intensidad de energía, en 2014, Gráfico 8.29, se ha registrado una disminución del 1,6%. En la evolución reciente, se superponen los efectos de una cierta contención de la demanda asociada a los hogares motivada por el actual escenario económico y los ligados a mejoras tecnológicas en el equipamiento electrodoméstico e

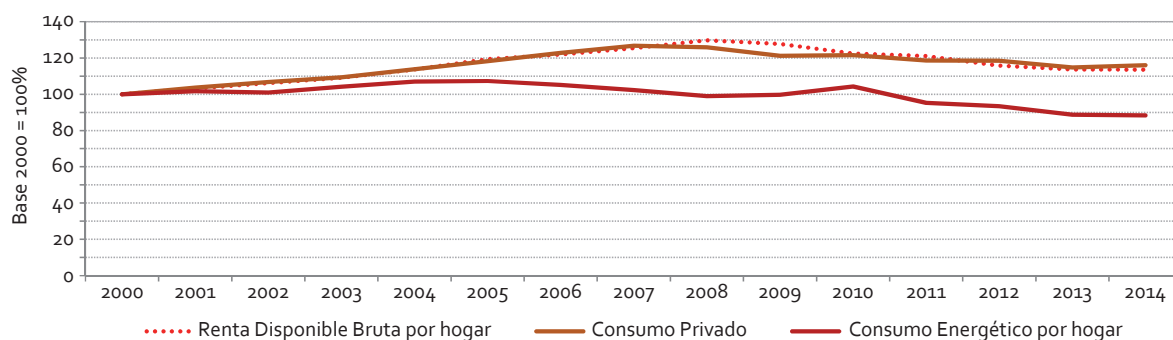
**GRÁFICO 8.27 ESTRUCTURA DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE LOS HOGARES
POR FUENTES ENERGÉTICAS, 2000-2014**



FUENTE: MINETUR/IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

GRÁFICO 8.28.: EVOLUCIÓN DEL PODER ADQUISITIVO DE LOS HOGARES VERSUS DEMANDA ENERGÉTICA, 2000-2014



Nota: renta disponible bruta de los hogares estimada en 2010-2014 a partir de la renta nacional disponible bruta.

FUENTE: INE/IDAE.

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 2,9% y del 2,1% en 2014. Parte de la explicación se encuentra en el incremento de los precios de la electricidad a los consumidores domésticos, así como al mayor uso de combustibles fósiles en la cobertura a la demanda de calefacción. Por otra parte, las caídas en ambos indicadores, se explican principalmente por la persistencia de pautas de consumo más moderadas en los hogares españoles derivadas del cambio de coyuntura económica iniciado en 2008 que influye en el comportamiento de los hogares.

En adición a lo anterior, una valoración de la evolución reciente del indicador de intensidad eléctrica, permite observar un crecimiento de este indicador por encima del de la intensidad térmica, en correspondencia con la progresiva adquisición y penetración del equipamiento eléctrico de los hogares.

Sin embargo, a partir del año 2006 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 en el caso de la intensidad eléctrica una primera etapa de mayor estabilización seguida de otra de mayor aceleración. Ello parece guardar relación con cierta saturación en el equipamiento electrodoméstico de los hogares, así como con mejoras de eficiencia asociadas al equipamiento electrodoméstico y a la iluminación, a las que se añaden los efectos de los precios de la electricidad y de la coyuntura económica.

Un análisis comparativo de la evolución del consumo eléctrico medio por hogar en España y la UE, permite constatar la progresiva convergencia entre ambos indicadores, Gráfico 8.30, lo que

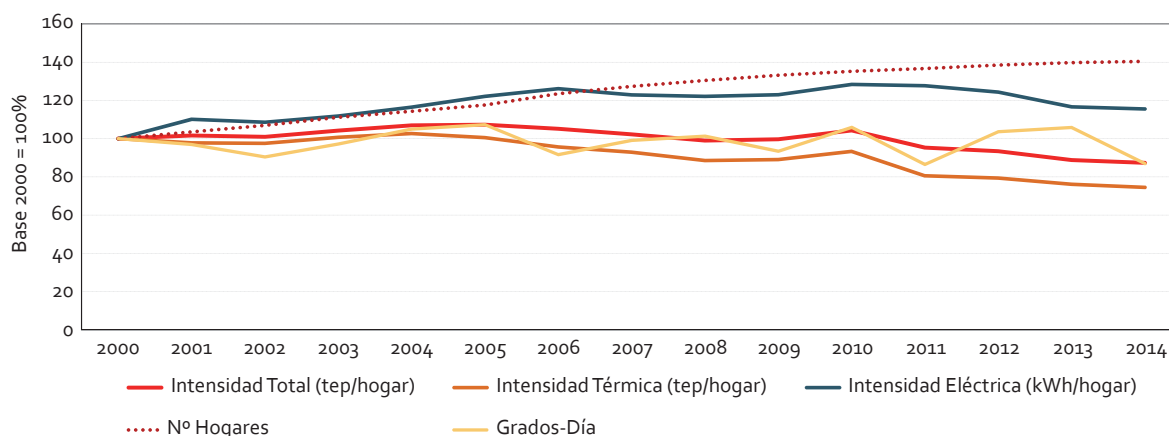


se relaciona con la penetración del equipamiento electrodoméstico en los hogares españoles. A lo largo de las dos últimas décadas, el consumo eléctrico unitario nacional se ha ido incrementando en línea con el consumo medio de los hogares de la UE hasta alcanzar en 2005 el mismo nivel de consumo. Posteriormente, se registra cierta estabilización con tendencia a la baja al igual que en los países de la UE. Más recientemente, en ambos casos esto se explica en gran parte por pautas de comportamiento y consumo más conservadoras inducidas

por la crisis. El repunte observado en 2011 en la relación entre el consumo eléctrico medio español y europeo parece obedecer a la diferencia en el ritmo de caída de ambos, siendo algo más pronunciado en el conjunto de los hogares de la UE.

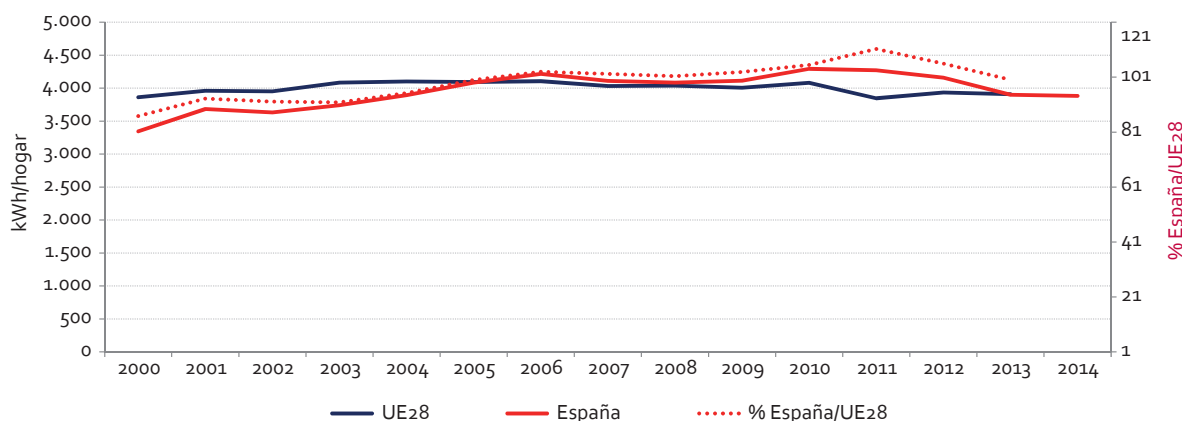
En conclusión, el retroceso en el consumo eléctrico se puede explicar debido a una saturación en el nivel de equipamiento electrodoméstico de los hogares españoles, a lo que se sumaría un efecto tecnológico ligado a la renovación de los equipos

GRÁFICO 8.29 INDICADORES DE LA INTENSIDAD DEL SECTOR RESIDENCIAL, 2000-2014



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

GRÁFICO 8.30 TENDENCIAS DEL CONSUMO ELÉCTRICO UNITARIO EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2014



FUENTE: IDAE/MINETUR/EnR.

existentes (electrodomésticos e iluminación), por otros más eficientes, además de los efectos asociados a los precios de la electricidad y a los hábitos de consumos más conservadores inducidos por la crisis, lo que conduce a una disminución del consumo eléctrico de los hogares.

Finalmente, cabe destacar la evolución de la intensidad energética global del sector residencial a nivel de los países de la UE-28, Gráfico 8.31, considerando para ello una corrección según el clima a fin de ajustar el impacto de las variaciones entre inviernos.

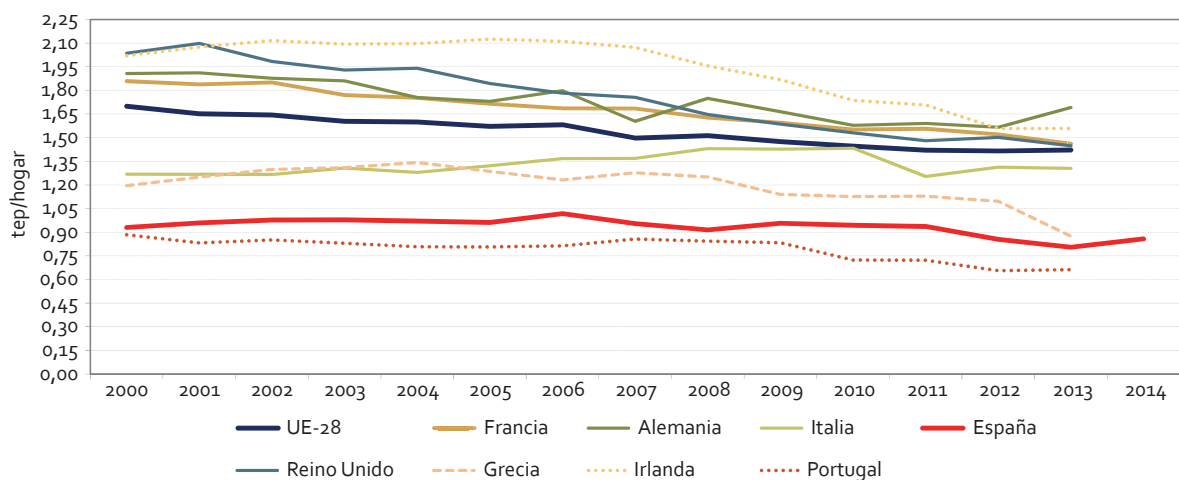
El análisis comparativo permite observar una diferencia del orden del 40%, entre el indicador nacional y el homólogo europeo. Del mismo modo, la evolución de este indicador en países del sur de Europa como Italia, Grecia y Portugal parece confirmar la influencia de la climatología.

La climatología más favorable de estos países explica un menor uso de la calefacción, cuya demanda

varía desde el 43% en España hasta el 68% en el conjunto de la UE-28, Gráfico 8.32. En consecuencia, la diferencia en el peso relativo de la calefacción condiciona en gran medida la intensidad energética del sector residencial. Atendiendo al resto de usos de los hogares, el siguiente orden de magnitud, tras la calefacción, lo ocupa el equipamiento electrodoméstico con algo más de un cuarto del consumo total, destacando los frigoríficos, con el 31% del consumo de estos aparatos, y el 19% del consumo eléctrico total. En el extremo inferior se encuentra el aire acondicionado con el 1% del consumo total, si bien al tratarse de un servicio estacional, su demanda se concentra en un breve periodo de tiempo, lo que puede ocasionar puntas de demanda, con dificultades en la gestión de las mismas.

Se espera que el efecto combinado de las medidas legislativas de aplicación en el sector de la edificación y de otras iniciativas, dirigidas tanto a la rehabilitación de la envolvente térmica de los edificios existentes como a la mejora de la eficiencia de las instalacio-

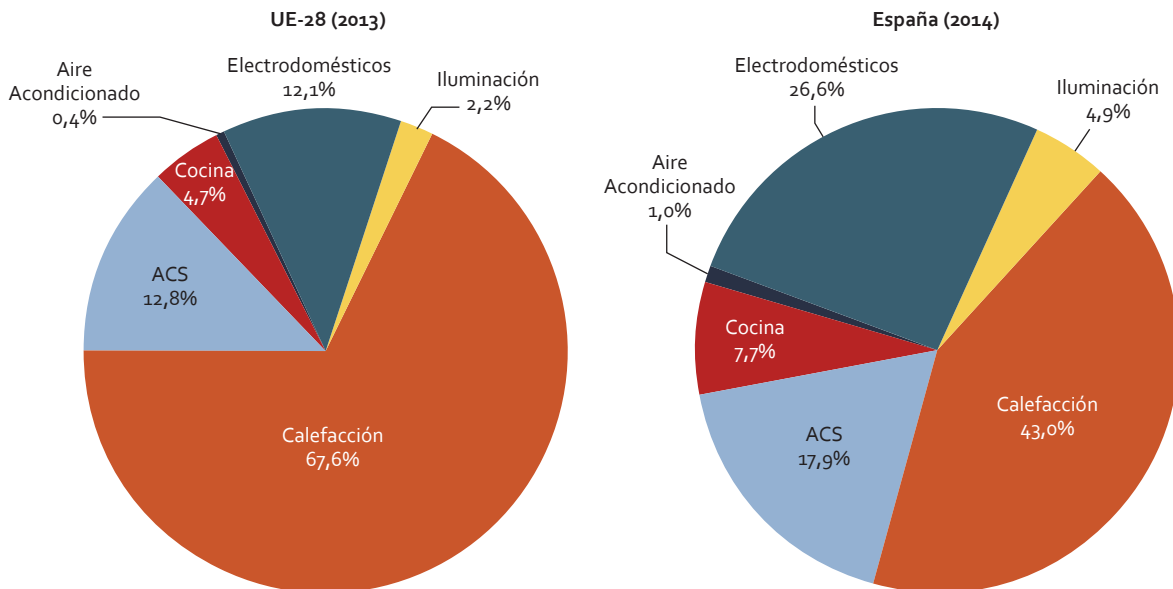
GRÁFICO 8.31 INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2014



Nota: Intensidad con corrección climática.
FUENTE: EnR/IDAE/INE.



GRÁFICO 8.32 ESTRUCTURA DE CONSUMO DE ENERGÍA POR USOS DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA Y LA UE



Nota: El consumo por usos ha sido modelizado basándose en estudio SECH-SPAHOUSEC I y en el Manual de estadísticas de consumo energético en los hogares (MESH).

FUENTE: IDAE- EnR

nes térmicas y de iluminación, refuerzan la mejora de la eficiencia de las viviendas y edificios residenciales.

Con relación a lo primero, destaca el efecto asociado a la aplicación del Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, con cerca de dos millones de certificados de eficiencia contabilizados a finales de 2015 desde la entrada en vigor de dicho real decreto, correspondiendo la mayoría a edificios existentes. En cuanto a lo segundo, la puesta en marcha de iniciativas como el Programa PAREER-CRECE⁵,

⁵ El Programa PAREER, aprobado a finales del 2013 con un presupuesto inicial de 125 M€, se ha ampliado en mayo de 2015 con dotación presupuestaria adicional de 75 M€, que permite reforzar y potenciar las actuaciones previstas en el Programa PAREER, modificándose a partir de entonces su denominación como Programa de ayudas para la rehabilitación energética de edificios existentes, Programa PAREER-CRECE.

aprobado a finales de 2013, la Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas, y el Plan Estatal de fomento del alquiler de viviendas, la rehabilitación edificatoria, y la regeneración y renovación urbanas, 2013-2016, 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-CRECE, dotado de un presupuesto total de 200 M€ gestionado por el IDAE, se espera alcanzar un ahorro en energía primaria de 42,47 ktep/año. A finales de 2015 este programa ha contado con más de 2.000 solicitudes de ayudas, de las cuales se han valorado favorablemente 312, encontrándose en proceso de evaluación gran parte de las solicitudes restantes. El grueso de las ayudas asignadas se ha destinado a actuaciones de mejoras en la envolvente

térmica. Otras actuaciones beneficiarias han sido la mejora de la eficiencia en instalaciones térmicas y de iluminación así como la sustitución de energía convencional por biomasa en las instalaciones térmicas.

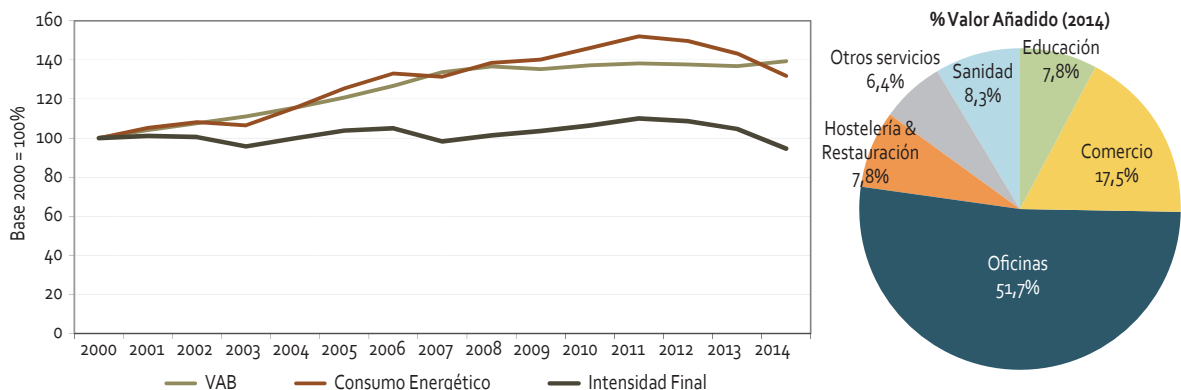
Sector servicios

El sector servicios en 2014 ha reducido su consumo un 8%, alcanzando un valor de 8.848 ktep. En sentido contrario, el Valor Añadido Bruto (VAB) del sector se ha incrementado en un 1,9%, lo que ha obedecido principalmente a cierta recuperación durante el 2014 de la actividad ligada al comercio y a las oficinas⁶, donde se concentra cerca del 70% de la productividad de todo el sector. La evolución conjunta de estos parámetros energético y económico ha supuesto una mejora de la intensidad energética del sector servicios en 2014, reduciéndose en un 9,7%, Gráfico 8.33.

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 8.34, si bien las evoluciones de ambos siguen cierta convergencia, lo que se explica por un progresivo crecimiento de la intensidad de este sector en España. Sin embargo, a partir del 2011 se observa un cambio de tendencia en el indicador nacional.

La evolución de la intensidad responde en gran parte a la estructura de la demanda, con una elevada representatividad de la electricidad en la cobertura de las necesidades de este sector, cubriendo algo más de dos tercios de la demanda total, esto es unos veinte puntos porcentuales por encima de la media europea, Gráfico 8.35. Atendiendo a la composición sectorial del sector, destacan los sectores de las oficinas y del comercio, con más de dos tercios de la demanda eléctrica y

GRÁFICO 8.33 INDICADORES DE LA INTENSIDAD DEL SECTOR SERVICIOS Y ESTRUCTURA DEL VAB POR RAMAS, 2000-2014



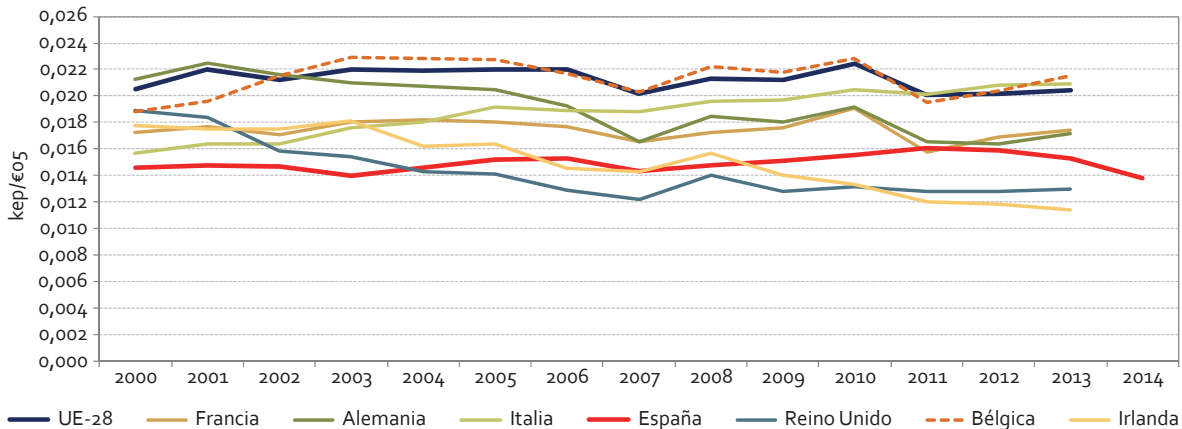
Nota: Otros servicios incluye servicios ligados a actividades recreativas y servicios personales, sociales y comunitarios.

FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

⁶ Públicas y privadas.

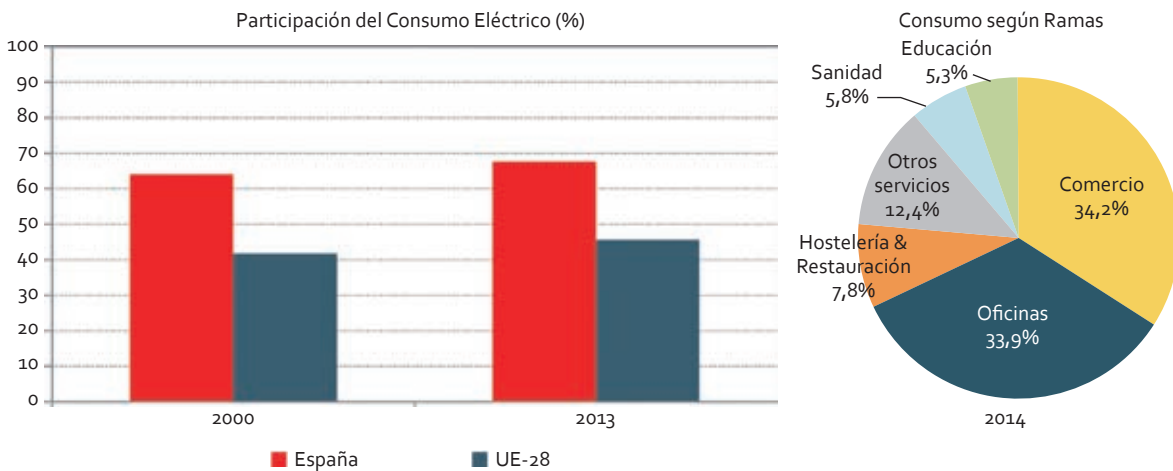


GRÁFICO 8.34 INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE, 2000-2014



FUENTE: EnR/IDAE.

GRÁFICO 8.35 REPRESENTATIVIDAD Y ESTRUCTURA DEL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE



FUENTE: EnR/IDAE.

total del sector servicios, lo que unido a su contribución al VAB del sector, determina de manera decisiva la evolución de las intensidades —global y eléctrica— de este sector.

El elevado nivel de consumo eléctrico responde a la tipología de usos energéticos, así como a la composición sectorial del sector servicios. Más en concreto, las necesidades energéticas de los

sectores oficinas y comercio en cuanto a iluminación, climatización, equipamiento ofimático, tecnologías de información y comunicación (TIC), etc. 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 al mayor uso de la cogeneración y redes de distrito para la cobertura de sus demandas energéticas.



Considerando la evolución reciente de las distintas ramas del sector servicios, Gráfico 8.36, se observa que el indicador nacional sigue de cerca las pautas adoptadas por las intensidades del comercio y de las oficinas, que como ya se ha comentado, presentan un mayor peso relativo en el consumo y VAB.

En 2014, todas las ramas del sector servicios disminuyen su intensidad, destacando el comercio y las oficinas con decrementos respectivos de 12,7% y 10,3%, lo que incide en la caída del 9,7% del indicador global.

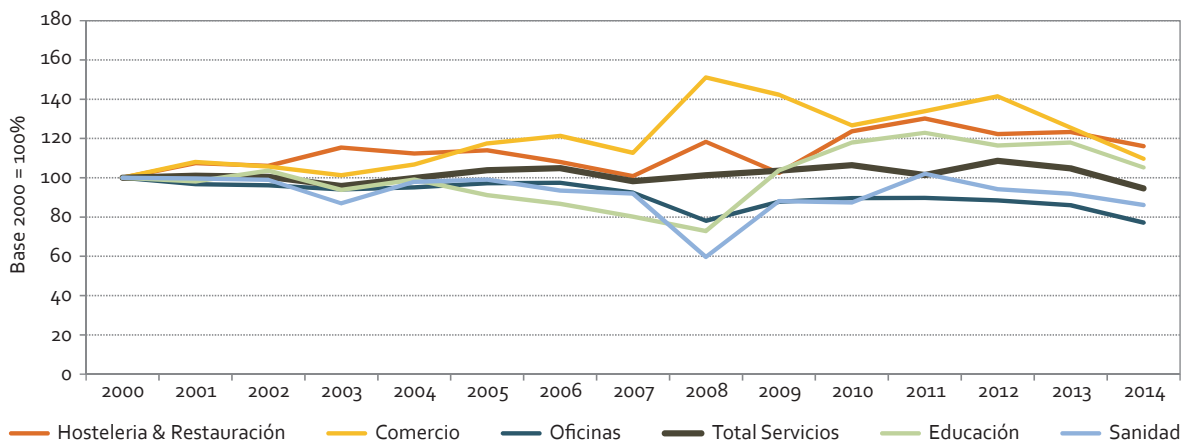
El análisis comparativo de la evolución de la intensidad eléctrica en España y la UE-28, Gráfico 8.37, muestra un patrón de comportamiento diferente al del indicador global, caracterizado por una progresiva tendencia al alza en el periodo analizado como resultado de la importancia creciente de la demanda eléctrica. No obstante, en los últimos años se produce cambio de tendencia posiblemente asociado al efecto de la subida de los precios de electricidad, visible desde el 2008.

En 2014, la intensidad eléctrica ha experimentado una mejora del 5,1%, por debajo de lo registrado por la intensidad global, lo que se explica por la menor caída del consumo eléctrico (-7%) frente al consumo total (-8%) en dicho año, debido a la mayor dependencia de este combustible para satisfacer las necesidades del sector.

Otro indicador de interés en el sector servicios es el consumo unitario, Gráfico 8.38, expresado como el consumo energético por empleado, que en 2014 ha disminuido un 9,5%, mientras que el consumo eléctrico unitario lo ha hecho en menor magnitud, en un 6,3%, lo que es acorde a la diferencia encontrada en las variaciones de las intensidades —global y eléctrica—.

Considerando el consumo eléctrico unitario en España, éste es en promedio del orden de un 10% superior al del consumo medio de la UE-28, y entre un 40-60% por debajo del consumo medio de países como Noruega, Finlandia y Suecia, con mayores niveles de consumo eléctrico dada su ma-

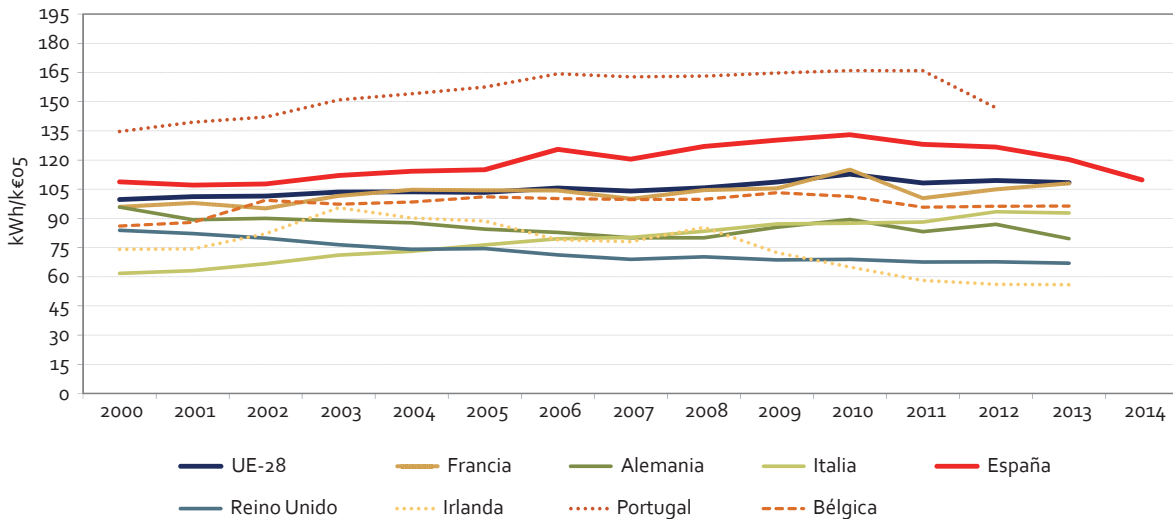
GRÁFICO 8.36 EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA POR RAMAS DEL SECTOR SERVICIOS, 2000-2014



FUENTE: MINETUR/IDAE/INE

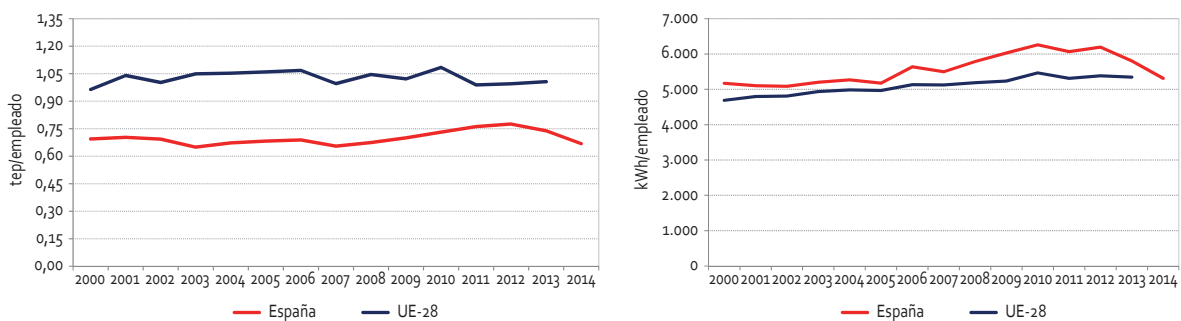


GRÁFICO 8.37 INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2014



FUENTE: EnR/IDAE.

GRÁFICO 8.38 CONSUMOS UNITARIOS –TOTAL Y ELÉCTRICO– DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2014



FUENTE: MINETUR/IDAE/INE.

por hidraulicidad y producción eléctrica asociada, lo que implica un mayor uso de esta energía para satisfacer necesidades en calefacción.

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. 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 2015 se ha inventariado 2.170 edificios pertenecientes a organismos ministeriales, dotados de sistemas de calefacción y/o refrigeración, con una superficie útil superior a 250 m², sumando en total una superficie auditada de 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, y en concreto, al alumbrado exterior, se han acometido distintas actuaciones para la mejora de su eficiencia. El IDAE ha valorado el tamaño del parque nacional de luminarias de los municipios españoles en 8 millones. Según esto, se estima un potencial de ahorro eléctrico entre el 60% y el 80% ligado a la sustitución de éstas por otras más eficientes. Ello hace que este tipo de medidas estén recibiendo un impulso creciente, destacando la puesta en marcha en 2015 del Programa de ayudas al alumbrado exterior municipal⁷, financiado por el Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

De manera adicional, la aprobación de la Ley 15/2014, de 16 de septiembre, de racionalización del Sector Público supone un estímulo adicional a

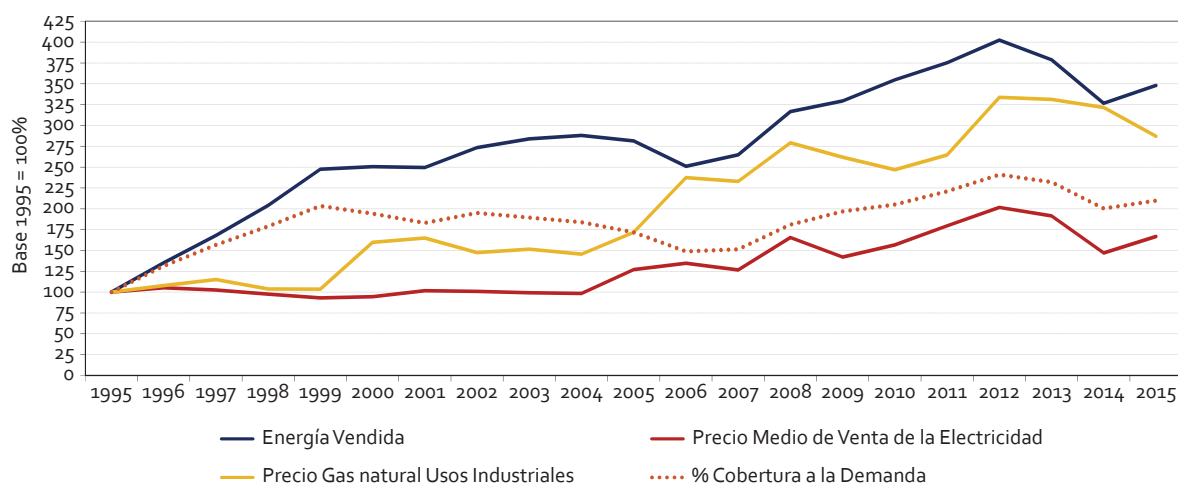
la eficiencia energética en el sector servicios, al introducir una serie de requisitos de eficiencia energética para la adquisición de bienes, servicios y edificios por las Administraciones Públicas Centrales.

Se espera que todo ello contribuya a medio y largo plazo a moderar la evolución de las intensidades global y eléctrica del sector servicios.

8.2 COGENERACIÓN

De acuerdo a los datos publicados por la *Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC)* sobre los resultados de liquidación del 2015 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos, las instalaciones de cogeneración en operación a

GRÁFICO 8.39 ENERGÍA VERTIDA A RED Y COBERTURA A LA DEMANDA ELÉCTRICA VERSUS PRECIOS DEL GAS Y ELECTRICIDAD VENDIDA, 1995- 2015



FUENTE: CNMC/AIE/IDAE.

⁷ Programa, en vigor desde mayo de 2015, dotado de un presupuesto inicial de 36 M€, con origen en el Fondo Nacional de Eficiencia Energética.



finales de dicho año, han sumado una potencia total de 6.101 MW, lo que implica un aumento de 69 MW respecto a la potencia obtenida el año anterior. Según esta misma fuente, la producción eléctrica vertida a red en 2015 ha sido de 23.269 GWh, esto es un 6,5% superior a la producción del 2014.

Esta situación parece guardar relación con la evolución de los precios energéticos en 2015, año en que se ha registrado un incremento del 13,5% en los precios de venta de la electricidad vertida a red así como una caída del 10,7% en los precios del gas natural para usos industriales, Gráfico 8.39. En consecuencia, la cobertura a la demanda eléctrica nacional bruta ha experimentado una leve mejoría de 0,4 puntos porcentuales, alcanzando el 8,8% en 2015.

De acuerdo con la *Estadística de Centrales de Cogeneración* realizada conjuntamente entre el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) y el IDAE correspondiente al año 2014, las instalaciones registradas a finales de dicho año suman una potencia total instalada equivalente a 5.929 MW⁸. Una valoración de las altas y bajas registradas en las instalaciones de cogeneración a lo largo del año 2014 conduce a un saldo neto negativo en términos de potencia instalada y de número de instalaciones,

⁸ Las estadísticas elaboradas por el MINETUR/IDAE y la CNMC tienen distintos objetivos: Las primeras se orientan a conocer los parámetros técnico-energéticos de funcionamiento de las instalaciones de cogeneración, mientras que las segundas se centran en el régimen económico ligado a las instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Por ello, los grupos considerados dentro de las estadísticas de ventas CNMC se corresponden con los criterios definidos por la regulación vigente, pudiendo darse el caso de instalaciones que aun siendo cogeneradoras se adscriben al grupo de biomasa.

de 115,3 MW y de 50 instalaciones, respectivamente. El sector industrial ha contribuido en mayor medida a esta situación, registrando más del 90% de la disminución neta de la potencia total. Este sector, por tanto, presenta el mayor número de bajas producidas en 2014, con un balance de 49 instalaciones menos lo que se traduce en una disminución de la potencia asociada de 123 MW, a lo que hay que añadir un incremento de 12,7 MW de potencia instalada vinculada a una nueva instalación.

La evolución de la cogeneración en la industria, Gráfico 8.40, se encuentra ligada a la menor actividad registrada en este sector en los últimos años, en particular en la industria manufacturera, donde se concentra la mayor parte de las instalaciones de cogeneración asociadas a la industria.

La caída más abrupta de la producción eléctrica asociada a la cogeneración industrial en 2014 en comparación con el comportamiento de otros indicadores de actividad industrial, parece encontrarse asociada a la disminución del 23,2% de los precios de venta de la electricidad en dicho año, así como a la nueva fiscalidad energética aplicada a este tipo de instalaciones. Ello ha conducido a un incremento de la potencia media de las instalaciones de cogeneración existentes en la industria, de 9,62 a 9,83 MW.

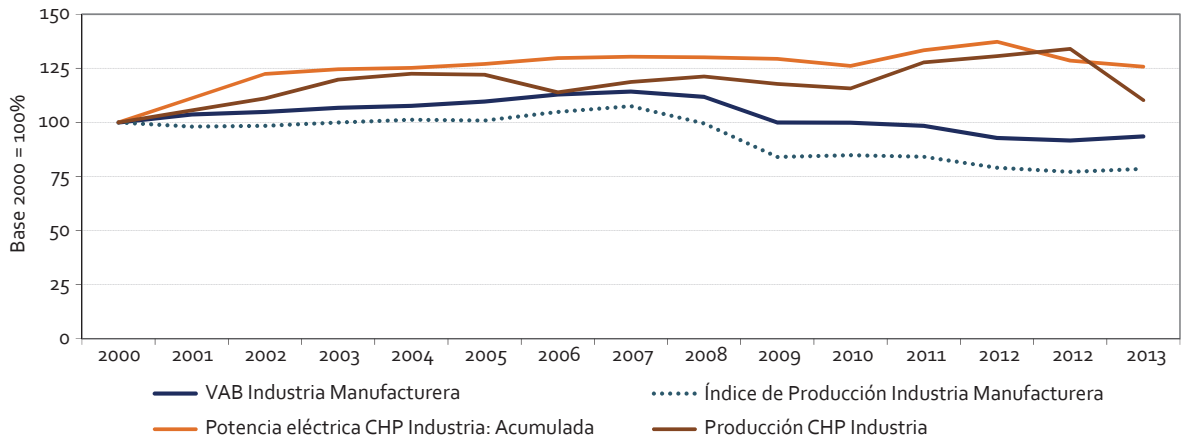
El sector Usos Diversos, integrado por los sectores servicios⁹ y residencial, igualmente, ha registrado en 2014 una contracción en su actividad cogeneradora, si bien el impacto ha sido menor con 2

⁹ Dentro del sector servicios se incluye la actividad relacionada con el transporte y comunicaciones.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

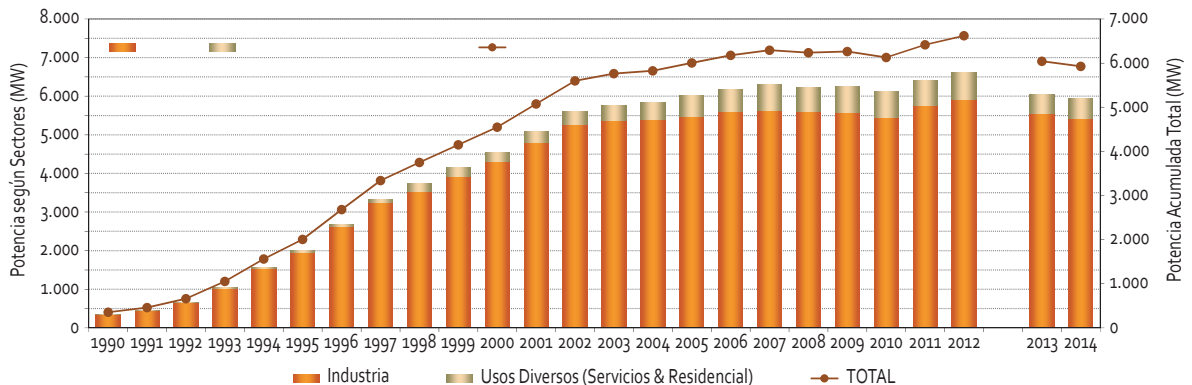


GRÁFICO 8.40 EVOLUCIÓN DE LA ACTIVIDAD COGENERADORA VERSUS ACTIVIDAD INDUSTRIAL, 2000-2014



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

GRÁFICO 8.41 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA (MW) EN COGENERACIÓN EN ESPAÑA: TOTAL Y POR SECTORES, 1990-2014



Nota: La reciente actualización de la metodología y de las Bases de Datos del MINETUR genera algunos cambios en la serie histórica de potencia eléctrica bruta instalada a partir del año 2013.

FUENTE: MINETUR/IDAE.

instalaciones menos correspondientes al sector servicios lo que equivale a una disminución de 4,97 MW en la potencia instalada de este sector, lo que conduce a una participación del 9% del sector Usos Diversos sobre la potencia instalada total.

Esto último confirma la estrecha dependencia de la cogeneración con la evolución de la industria donde la cogeneración se encuentra presente en una amplia diversidad de ramas.

La cogeneración en conjunto presenta en 2014 un tamaño medio de potencia de 8,52 MW, Gráfico 8.42, cifra que caracteriza al 20% de instalaciones cogeneradoras existentes en España, con potencias comprendidas en un intervalo de 5 a 10 MW. Por debajo de este rango se encuentra el 57,8% de las instalaciones de potencia inferior a 5 MW, que conjuntamente tan solo representan el 11,4% de la potencia total instalada. Más de la mitad de estas instalaciones corresponden a cogeneración de pe-

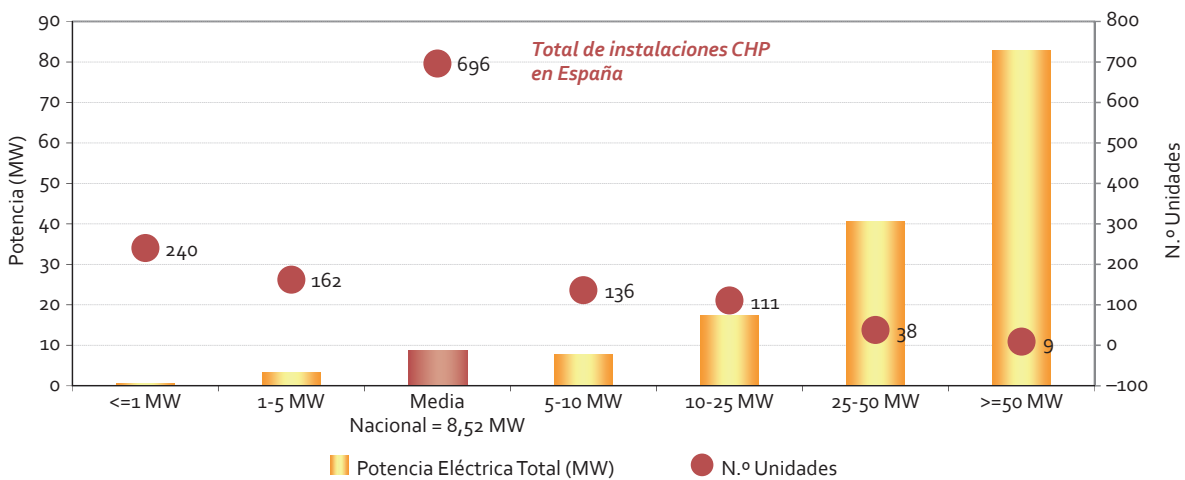
EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



queña escala (≤ 1 MW), ubicadas en su mayoría en los sectores servicios y residencial. Por encima del límite de 10 MW se encuentra el 22,7% de las instalaciones, cuya potencia acumulada supone el 71,1% de toda la potencia instalada a nivel nacional.

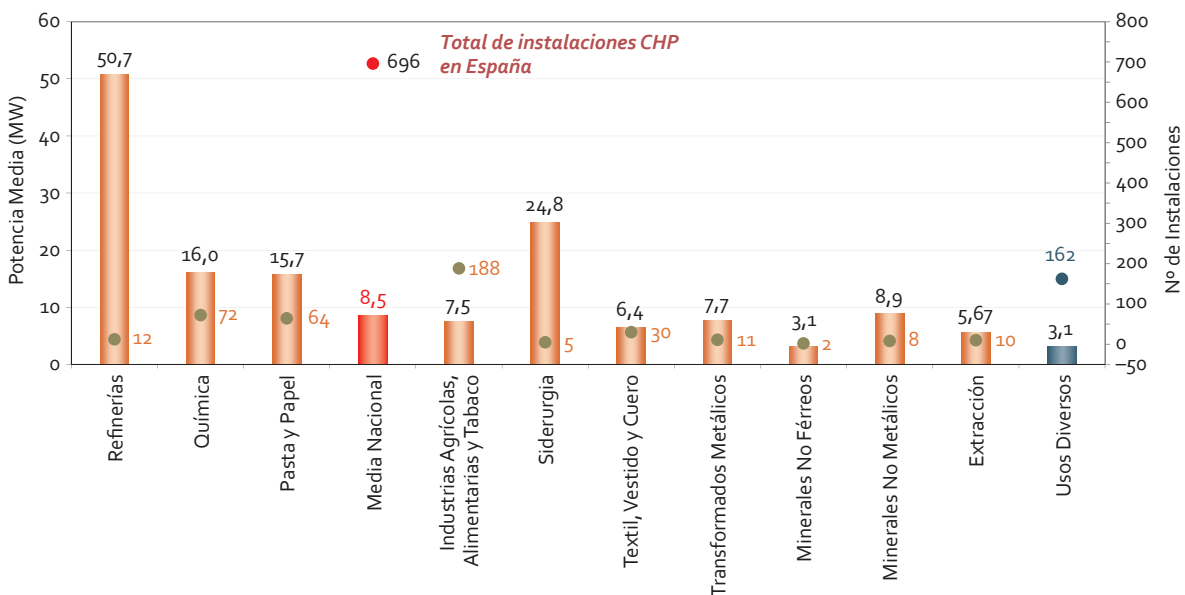
Las instalaciones de mayor tamaño se encuentran presentes en su totalidad en el sector industrial, Gráfico 8.43, con potencias unitarias superiores a 5 MW en casi todas las ramas, a excepción de la industria de la metalurgia no férrea, cuya potencia

GRÁFICO 8.42 DISTRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN SEGÚN RANGO DE POTENCIA, 2014



FUENTE: MINETUR/IDAE.

GRÁFICO 8.43 DISTRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES OPERATIVAS DE COGENERACIÓN EN 2014 POR SECTORES Y TAMAÑO MEDIO



FUENTE: MINETUR/IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

media instalada es 3,1 MW. Entre las instalaciones de mayor potencia, destacan las correspondientes a los sectores de la refinería y de la siderurgia, con potencias unitarias entre 6 y 3 veces superiores a la media nacional, respectivamente.

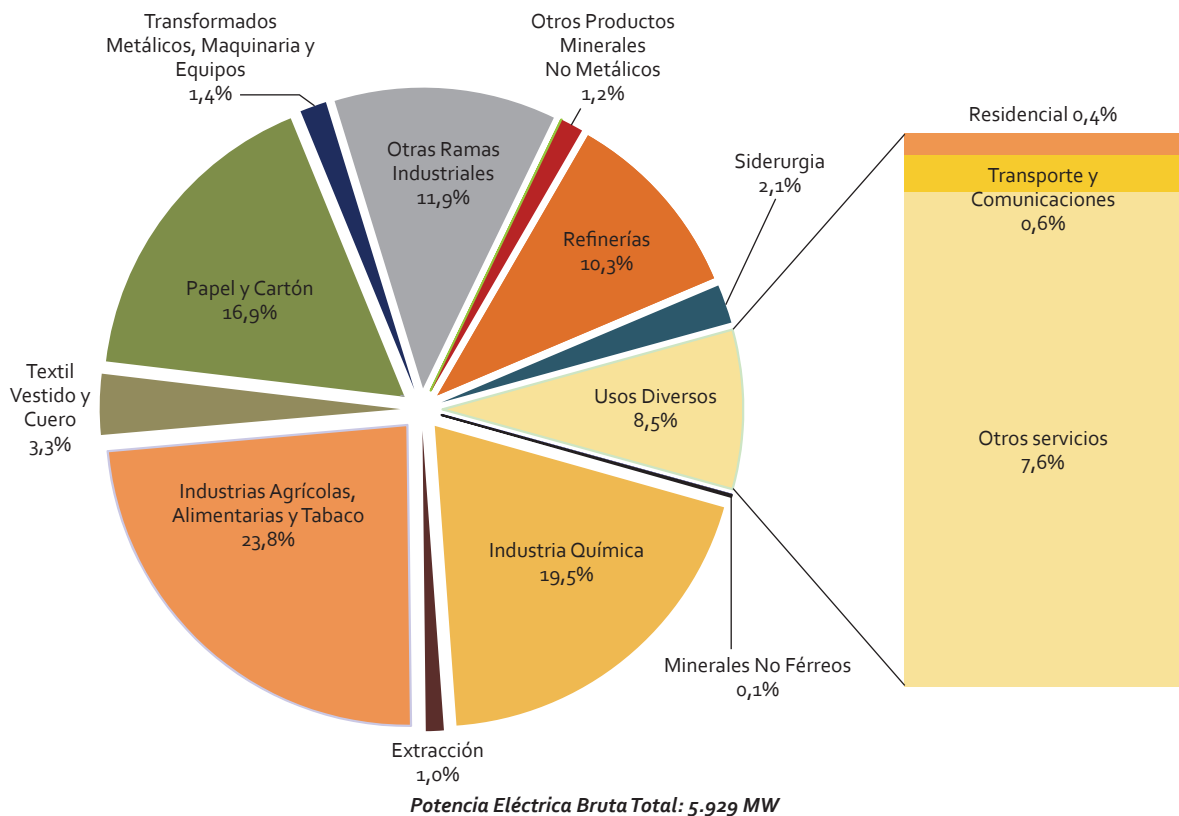
A más distancia se encuentran los sectores químico y papelerero con instalaciones de potencias unitarias que prácticamente duplican el valor medio nacional. Las instalaciones cogeneradoras de los restantes sectores de la industria se encuentran en el rango próximo a la media nacional.

Continuando con la sectorización de las instalaciones de cogeneración, Gráfico 8.44, a un nivel más

detallado, dentro de la industria destacan cuatro ramas, que conjuntamente suman el 70,6% de la potencia total en instalada y el 77,1% de la potencia en este sector. Estas ramas, por orden de magnitud, son las siguientes: Industria Agrícola, Alimentaria y del Tabaco (26%); Química (21,3%); Pasta y Papel (18,5%); y Refinerías (11,2%). Las industrias agroalimentaria y papelera han registrado el 74,4% de las bajas producidas en la cogeneración industrial en términos de potencia.

A continuación se muestra un mayor detalle sectorial de la evolución de la potencia y del número de instalaciones de cogeneración existentes a nivel nacional a lo largo del periodo 2000-2014.

GRÁFICO 8.44 POTENCIA INSTALADA DE COGENERACIÓN POR SECTORES, 2014



FUENTE: MINETUR/IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



CUADRO 8.1 POTENCIA INSTALADA Y NÚMERO DE INSTALACIONES, 2000-2014

Sector	POTENCIA (MW)									Nº INSTALACIONES							
	2000	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		2000	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Extracción de Combustibles Sólidos	9	9	16	11	35	35				2	3	3	5	5			9
Minerales No Férreos	38	37	37	37	37	37	13	6		7	8	7	7	7	3	2	38
Industria Química	784	1.034	1.020	1.021	1.043	1.054	1.154	1.155		68	60	62	60	61	74	72	784
Extracción	87	101	101	102	95	101	57	57		9	11	12	11	15	10	10	87
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	1.009	1.299	1.329	1.275	1.270	1.259	1.470	1.412		137	157	154	159	152	196	188	1.009
Textil, Vestido y Cuero	319	276	252	253	225	313	192	193		56	31	32	32	35	29	30	319
Industrias del Papel y Cartón	679	1.140	1.155	1.024	1.290	1.304	1.038	1.004		78	75	68	79	79	66	64	679
Transformados Metálicos, Maquinaria y Equipos	139	130	133	119	124	147	85	85		14	13	12	13	16	11	11	139
Otras Ramas Industriales	400	422	421	418	422	420	731	707		61	55	52	57	60	142	132	400
Coquización	120	124	123	124	124	124				4	5	5	5	5			120
Minerales No Metálicos	476	576	521	526	512	506	71	71		155	150	150	146	143	8	8	476
Refinerías	447	444	458	519	562	607	609	609		11	11	12	13	14	12	12	447
Siderurgia	46	19	12	12	12	12	125	124		4	3	3	3	3	6	5	46
Transporte y Comunicaciones	5	37	36	42	44	44	33	33		3	3	4	14	16	2	2	5
Servicios, etc.	242	588	650	647	622	658	458	453		83	110	118	126	133	142	140	242
Varios							10	21							20	20	
TOTAL	4.800	6.235	6.265	6.129	6.417	6.621	6.044	5.929		692	695	694	730	744	721	696	4.800

Nota: La reciente actualización de la metodología y de las Bases de Datos del MINETUR genera algunos cambios en la serie histórica de potencia eléctrica bruta instalada a partir del año 2013.

FUENTE: MINETUR/IDAE.

El análisis de las instalaciones de cogeneración según sus rendimientos, Gráfico 8.45, tomando como referencia los umbrales del 75%¹⁰ y 80%¹¹

¹⁰ Umbral del 75% correspondiente a las tecnologías: turbina de vapor a contrapresión; turbina de gas con recuperación de calor; motor de combustión interna; micro turbinas; motores Stirling; y pilas de combustible.

¹¹ Umbral del 80% correspondiente a las tecnologías: turbina de gas en Ciclo Combinado con recuperación de calor; y turbina con extracción de vapor de condensación.

definidos por la Directiva 2004/8/CE relativa al fomento de cogeneración, permite observar que la mayor parte de las altas producidas en 2014 corresponden a instalaciones de rendimiento superior a los límites señalados, lo que en términos de potencia representa el 53,6% del aumento de potencia total. No obstante, las bajas producidas dentro de este grupo han sido determinantes en el balance neto, arrojando un saldo negativo de 6 MW. Respecto a las instalaciones de rendimiento

to inferior, éstas han registrado el 53,9% de las bajas en potencia, con un saldo negativo 109,3 MW. El balance de altas y bajas en las instalaciones de ambos grupos ha supuesto un aumento del rendimiento global, desde el 73,5% en 2013 hasta el 77,3% en 2014.

Las tecnologías más decisivas dentro de ambos grupos han sido el ciclo combinado y la turbina de gas con recuperación de calor, si bien sus efectos han ido en sentido opuesto en uno u otro caso.

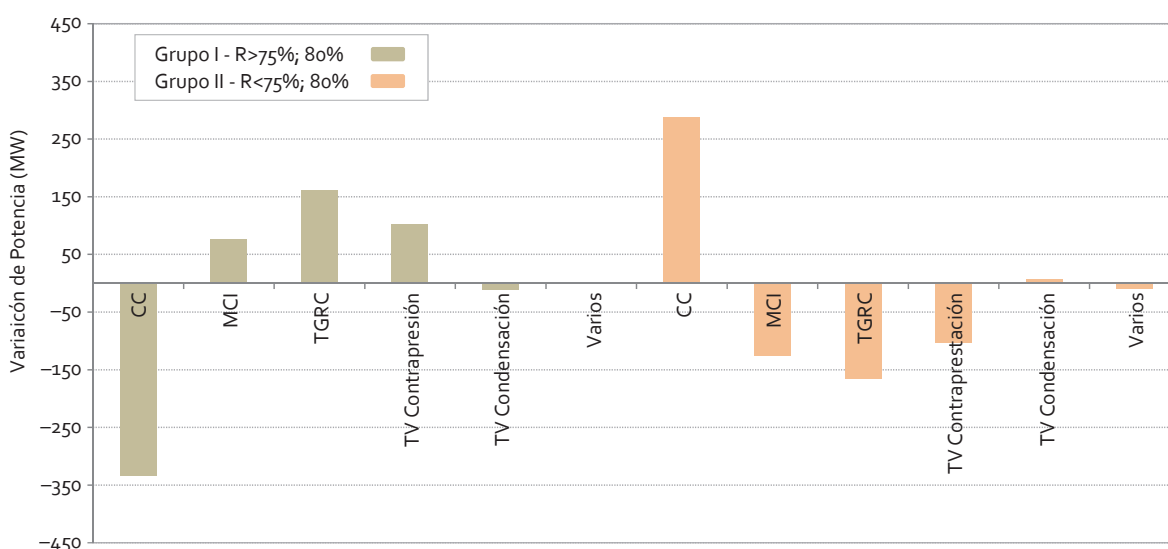
El análisis por tecnologías, Gráfico 8.46, permite observar que en términos absolutos la tecnología dominante sigue siendo el motor de combustión interna con el 43,9% de la potencia instalada, así como el 75,9% de las instalaciones existentes. Le siguen en orden de magnitud, las tecnologías de ciclo combinado y la turbina de gas, que conjuntamente representan el 52,3% de la potencia ins-

talada, si bien estas tecnologías son menos representativas en cuanto a número de instalaciones —el 21,4%—. Lo anterior se traduce en un mayor tamaño medio asociado a estas tecnologías, especialmente en el caso del ciclo combinado con 35,7 MW de potencia unitaria, del orden de siete veces superior al tamaño medio —4,9 MW— de las instalaciones equipadas con motores de combustión interna.

La producción eléctrica generada en 2014 por las instalaciones de cogeneración, incluyendo la producción vertida a red, ha registrado un descenso del 20,9%. Todas las fuentes, excepto el fueloil, muestran una disminución en su contribución a la producción.

La producción asociada al gas natural ha disminuido un 23,5% en 2014, contribuyendo en gran medida a la caída de la producción eléctrica glo-

GRÁFICO 8.45 BALANCE DE ALTAS Y BAJAS DE INSTALACIONES DE COGENERACIÓN POR GRUPO Y TECNOLOGÍAS, 2014



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



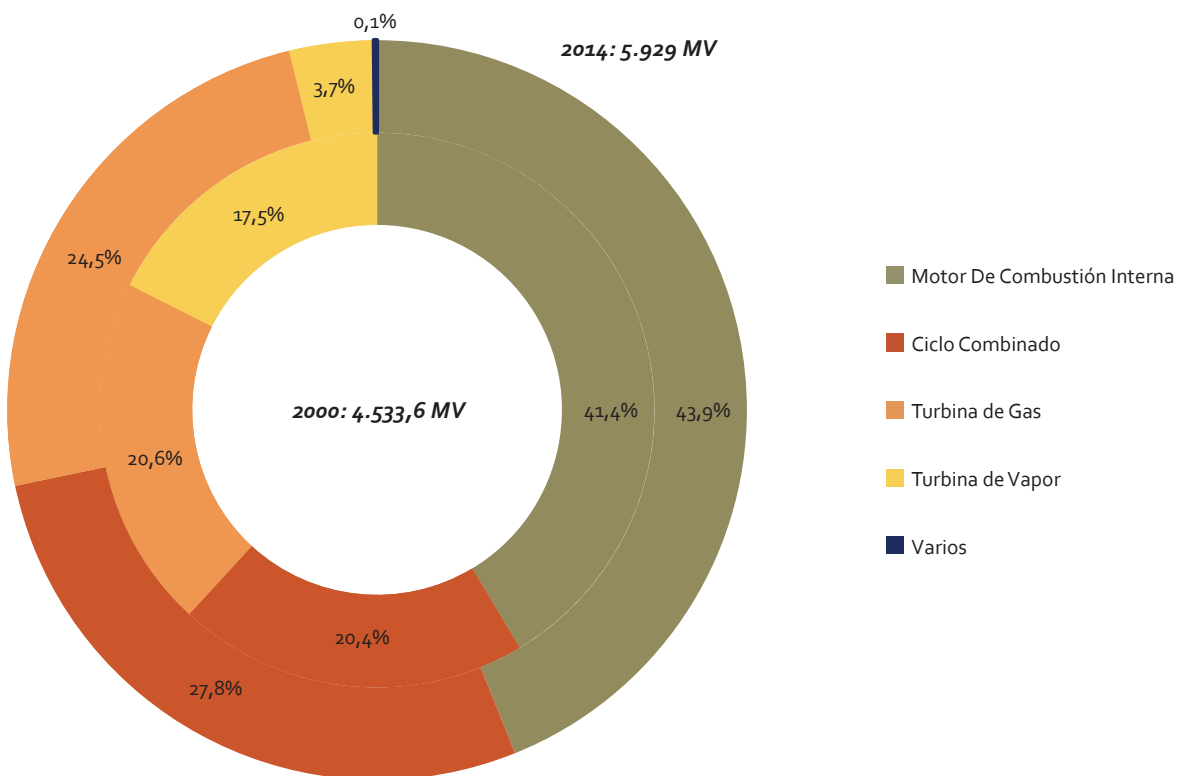
bal dada su elevada participación (85,5%) en la estructura de la producción eléctrica. La penetración de este combustible en las instalaciones de cogeneración ha experimentado una progresiva evolución al alza, especialmente desde el 2000, Gráfico 8.47, lo que ha ido paralelo a la penetración creciente de tecnologías como el ciclo combinado y turbinas de gas, Gráfico 8.46.

Las energías renovables, igualmente, han aumentado su visibilidad en las instalaciones de cogeneración, si bien de manera más moderada. Todo ello ha ido acompañado de un retroceso en la participación de otras fuentes, tradicionalmente

presentes en el sector de la cogeneración, como el fueloil y gas de refinerías.

Atendiendo a la distribución territorial de las instalaciones de cogeneración, Gráfico 8.48, en 2014 destacan cinco Comunidades Autónomas en las que se concentra el 58,6% de las instalaciones existentes, tanto en número como en potencia instalada: Cataluña, Andalucía, Valencia, Castilla y León, y Galicia. Estas comunidades concentran además el 58,8% del negocio industrial, según información disponible del INE, lo que muestra cierta correspondencia entre la actividad industrial y cogeneradora.

GRÁFICO 8.46 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DE COGENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS, 2000-2014



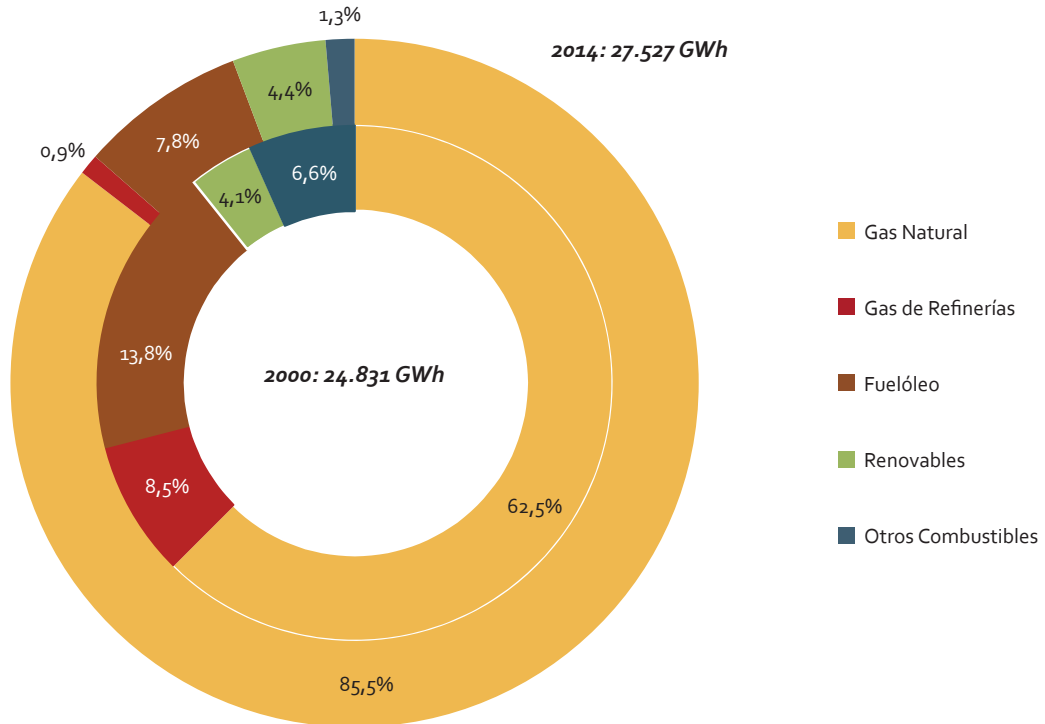
Nota: Cambio metodológico a partir del 2013, por lo que los datos anteriores no son estrictamente comparables con los disponibles a partir del 2013.

FUENTE: MINETUR/IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



GRÁFICO 8.47 DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE COGENERACIÓN POR COMBUSTIBLES, 2000- 2014

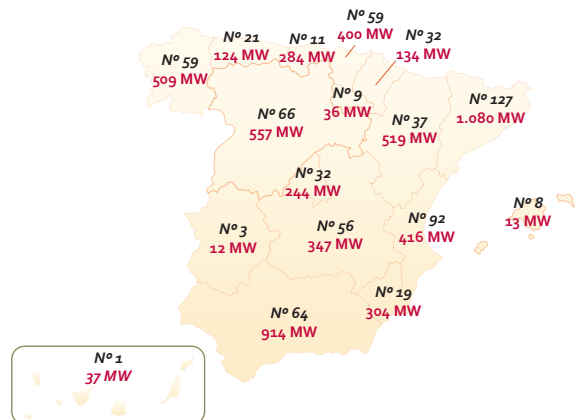


Nota: Cambio metodológico a partir del 2013, por lo que los datos anteriores no son estrictamente comparables con los disponibles a partir del 2013.
FUENTE: MINETUR/IDAE.

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, Gráfico 9.49. La comparativa evidencia la heterogeneidad existente a nivel geográfico.

No obstante, destacan cuatro Comunidades Autónomas –Cataluña, Galicia, Castilla y León y Madrid– en las que se encuentra una mayor homogeneidad en cuanto a su representatividad en términos de potencia instalada y de número de instalaciones. Estas

GRÁFICO 8.48 DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN, 2014



FUENTE: MINETUR/IDAE



Comunidades Autónomas, se caracterizan por los siguientes términos porcentuales de potencia - instalaciones sobre el total: 18,2% -18,3% en Cataluña; 8,6% - 8,5% en Galicia; el 9,4% y 9,5% en Castilla y León; y 4,1% - 4,6% en la Comunidad de Madrid.

Finalmente, en el marco 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 destacan 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/UE, y en los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración, en el caso de la Directiva 2012/27/UE. Esta última Directiva 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, subraya la importancia de la microgeneración,

para cuyo desarrollo los Estados Miembros deberán promover las medidas necesarias.

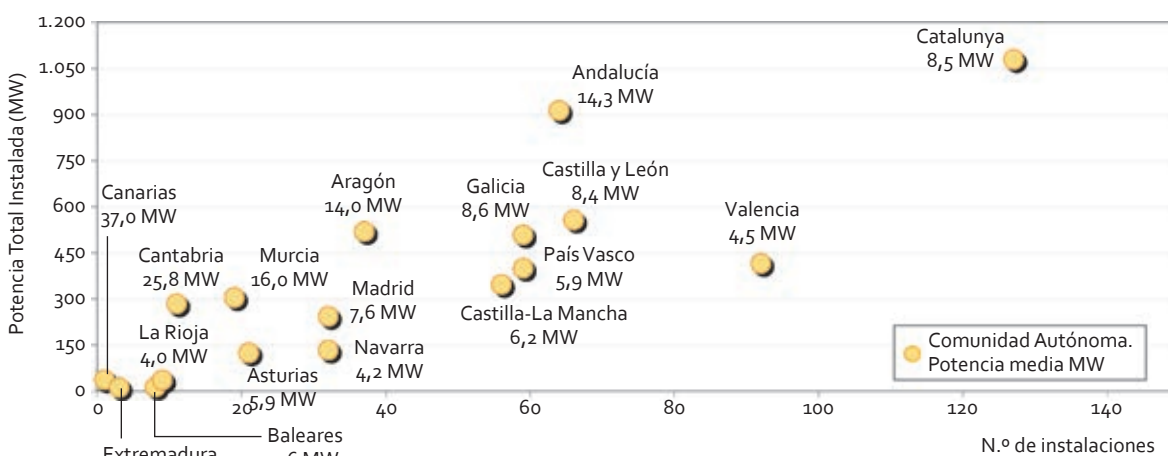
No obstante lo anterior, la evolución de la cogeneración en España irá determinada por el nuevo régimen retributivo establecido por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

8.3 ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables en 2015

Uno de los aspectos más significativos del balance energético español en 2015 ha sido el crecimiento de la demanda de energía final respecto al año anterior, después de cuatro años consecutivos de descenso. Este crecimiento, impulsado por el incremento de la actividad económica, unido

GRÁFICO 8.49 POTENCIA INSTALADA DE COGENERACIÓN POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS, 2014



FUENTE: MINETUR/IDAE.

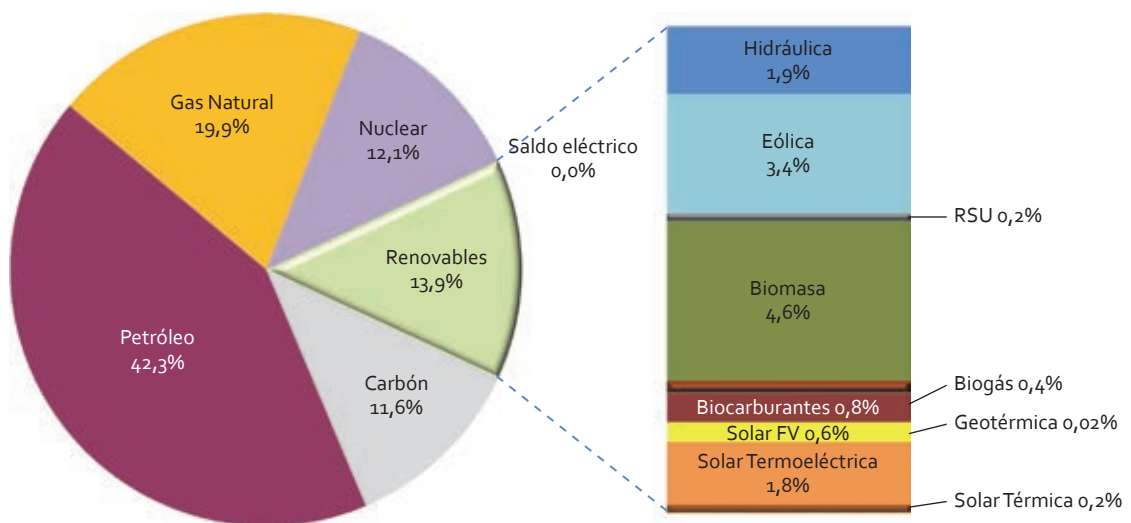
a las bajas producciones hidráulicas y eólicas, ha impulsado un incremento de la demanda primaria de energía del 4,6% en términos interanuales. En este contexto, las energías renovables han registrado una contracción interanual del 3,1% en términos de demanda energética primaria con una disminución de 1,1 puntos porcentuales en su participación en los consumos primarios de energía.

El consumo primario de energía se situó cerca de los 124 millones de tep, destacando entre las fuentes energéticas el carbón, que amplió su presencia en la cesta energética en 1,8 puntos porcentuales, siendo la única fuente energética que incrementó su participación en los consumos primarios. El resto de energías convencionales, Gráfico 8.50, mantuvieron prácticamente su presencia en la estructura de abastecimiento con ligeros retrocesos en sus cuotas de mercado inferiores al punto porcentual. Por su parte, las energías renovables disminuyeron su presencia en alrededor de

un punto porcentual, destacando las contracciones de 0,9 y 0,4 puntos de las energías hidráulica y eólica respectivamente, como consecuencia de la menor disponibilidad de recursos. Con todo, las energías renovables satisficieron cerca de un 14% del consumo primario de energía, siendo satisfecho algo más del 76% del consumo primario renovable por recursos de biomasa (33%), de energía eólica (25%), de solar termoeléctrica (13%) y, en menor medida, de biocarburantes (6%).

En 2015 la demanda de energía final se incrementó un 1,5% con respecto al año anterior, situándose en poco más de 80 millones de tep sin incluir los usos no energéticos. Este crecimiento estuvo soportado en buena medida por los incrementos de la demanda final de energías renovables que se situaron en un 3,8% en tasa interanual. Con respecto a la estructura de abastecimiento de la demanda final, Gráfico 8.51, la presencia de los distintos tipos de fuentes energéticas se mantu-

GRÁFICO 8.50 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA, 2015. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS



Datos provisionales.
FUENTE: MINETUR, IDAE.



vo prácticamente estable con ligeros retrocesos y ganancias situadas en un intervalo que va desde -0,8 puntos porcentuales, para los consumos de gas natural, hasta 0,4 puntos para la demanda de productos petrolíferos.

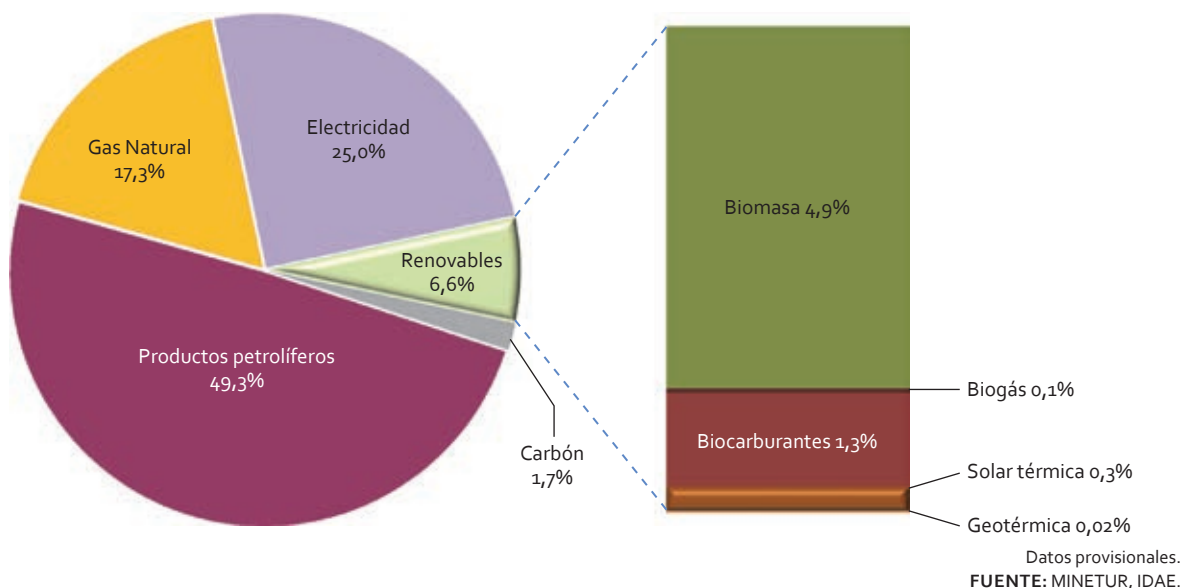
Las aportaciones térmicas renovables, son cubiertas en tres cuartas partes por biomasa: 3.936 ktep, de los cuales 548 ktep se corresponden con consumos de calor útil procedentes de centrales termoeléctricas de biomasa y el resto, 3.388 ktep, a instalaciones térmicas, calderas, estufas y chimeneas, ubicadas en los sectores residencial, industrial y servicios.

Los biocarburantes son el segundo recurso renovable en importancia, aportando en total 1.018 ktep de los cuales algo más del 80% se corresponden con biodiesel y el resto con biogasolinas. La energía solar térmica, que totaliza con 3,6 millones de m² de superficie instalada, representa

algo más del 5% del consumo final total de energías renovables. Por su parte, el biogás representa el 1% de los consumos finales de energías renovables y la geotermia, pese a los significativos incrementos registrados durante los últimos años, solo representa el 0,5%.

Pese al crecimiento registrado del 2,5% de la demanda final de electricidad en 2015, la producción bruta de electricidad sólo se incrementó en un 0,6% complementado con un incremento del 97% de las importaciones de Francia. La menor disponibilidad de recursos hidráulicos y eólicos ha dado lugar a que de los 280 TWh brutos producidos tan sólo 97 TWh lo fueran con recursos renovables que, en su conjunto, registraron una contracción de sus producciones del 12,1%. Así, la producción eléctrica con recursos hidráulicos y eólicos retrocedió un 28,2% y un 5,3%, respectivamente, mientras las producciones eléctricas con biogás y residuos sólidos urbanos experimentaron ambas

GRÁFICO 8.51. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL, 2015. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS



un crecimiento en el entorno del 29%, la solar termoeléctrica un incremento del 4,1% y, por último, la fotovoltaica y la biomasa han mantenido prácticamente su producciones eléctricas.

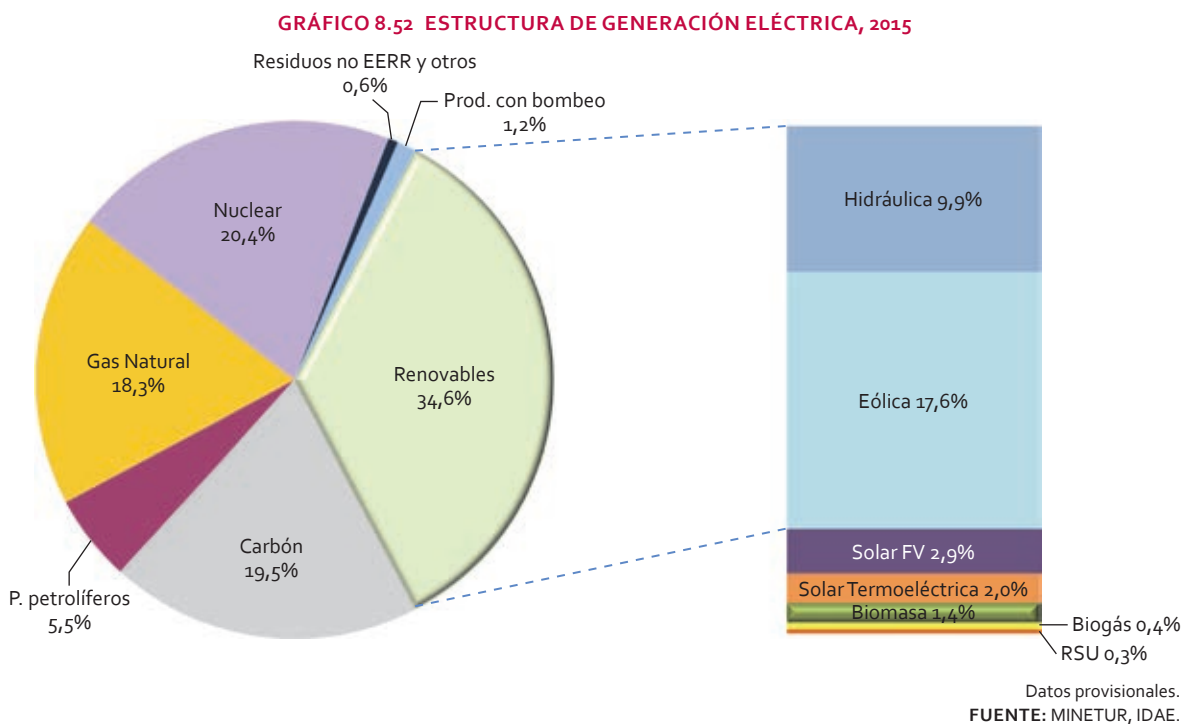
En la estructura de generación eléctrica del año 2015, Gráfico 8.52, el conjunto de las energías renovables supuso el 34,6% de la producción eléctrica total. El 51% de las producciones eléctricas con recursos renovables fue satisfecho por energía eólica y el 29% por hidráulica (exceptuando la generación eléctrica procedente de bombeo) pese a la disminución registrada de ambos recursos, el 14% fue satisfecho por la energía solar y el 6% restante por los recursos provenientes de la biomasa, el biogás y los residuos sólidos urbanos.

De los 17,2 millones de tep de energías renovables consumidos en 2015, como puede apreciarse en el

Gráfico 8.53, algo más del 69% se ha destinado a la producción de electricidad, mientras que la producción de calor ha supuesto casi una cuarta parte y el consumo de biocarburantes casi el 6% del consumo total de energías renovables. En el Cuadro 8.2 puede observarse el detalle de la producción energética con recursos renovables durante 2015.

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 en 2015, Gráfico 8.54. La evolución durante ese periodo muestra una tendencia creciente en el consumo primario de estos recursos únicamente reprimida coyunturalmente en aquellos años de menor disponibilidad de recursos.

La composición de la cesta de recursos renovables en lo que va de siglo ha pasado también por signi-





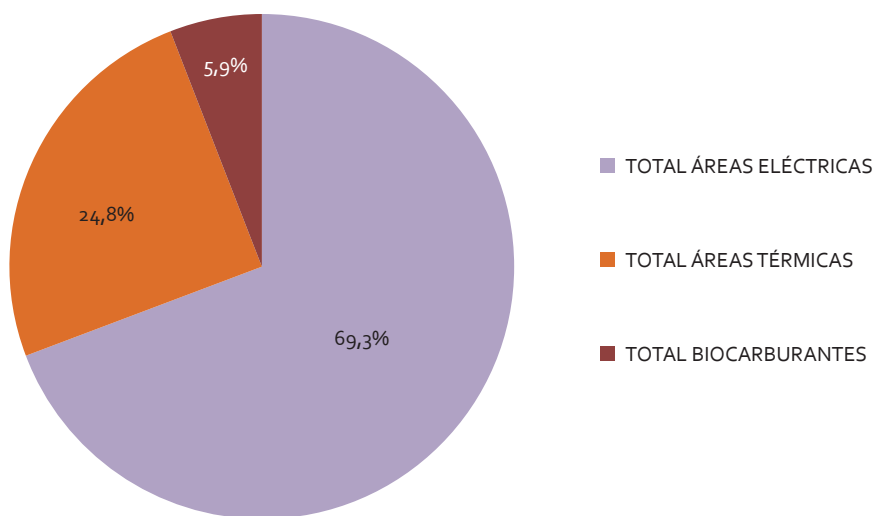
ficativos cambios. Mientras que en el año 2000 los biocombustibles (biomasa, biogás, residuos sólidos urbanos y biocarburantes) y la energía hidráulica dominaban claramente el suministro renovable, con una cuota de mercado del 57% y el 37%, respectivamente, en 2015 se observa un reparto más equilibrado 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 14 puntos porcentuales. También la energía hidráulica, con la fuerte disminución de los recursos registrada en 2015, representa en dicho año 23 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 en

los consumos primarios de recursos renovables, pasando de representar cerca del 6% en el año 2000 al 19% en el año 2015, pese a la menor disponibilidad del recurso existente en este pasado año.

En cuanto a las energías solares, la solar térmica ha evolucionado desde un 0,4% en 2000 hasta el 1,6% de los consumos primarios renovables en 2015, 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 2015 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 12,9% 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.

**GRÁFICO 8.53 DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
CON FUENTES RENOVABLES EN 2015**



Datos provisionales.
FUENTE: MINETUR, IDAE.

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

CUADRO 8.2 PRODUCCIÓN Y CONSUMO CON FUENTES RENOVABLES EN 2015

	Generación Eléctrica renovables en 2015		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción Energía Primaria (ktep)
Hidráulica (1)	20.094	27.870	2.397
Biomasa	681	3.818	1.716
R.S.U.	234	883	260
Eólica	22.975	49.335	4.243
Solar fotovoltaica	4.798	8.198	705
Biogás	223	1.174	390
Solar termoeléctrica	2.300	5.680	2.231
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	51.304	96.958	11.941

	Sector de la calefacción y la refrigeración	
	m ² Solar t. baja temp.	Producción Energía Primaria (ktep)
Biomasa y residuos		3.936
Biogás		51
Solar térmica de baja temperatura	3.589.220	277
Geotermia		20
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS		4.284

Biocarburantes (Transporte)	Sector del Transporte
	Consumo (ktep)
TOTAL BIOCARBURANTES	1.018

TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES (KTEP)	17.243
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (KTEP)	123.866
ENERGÍAS RENOVABLES/ENERGÍA PRIMARIA (%)	13,9%

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

FUENTE: MINETUR/IDAE.

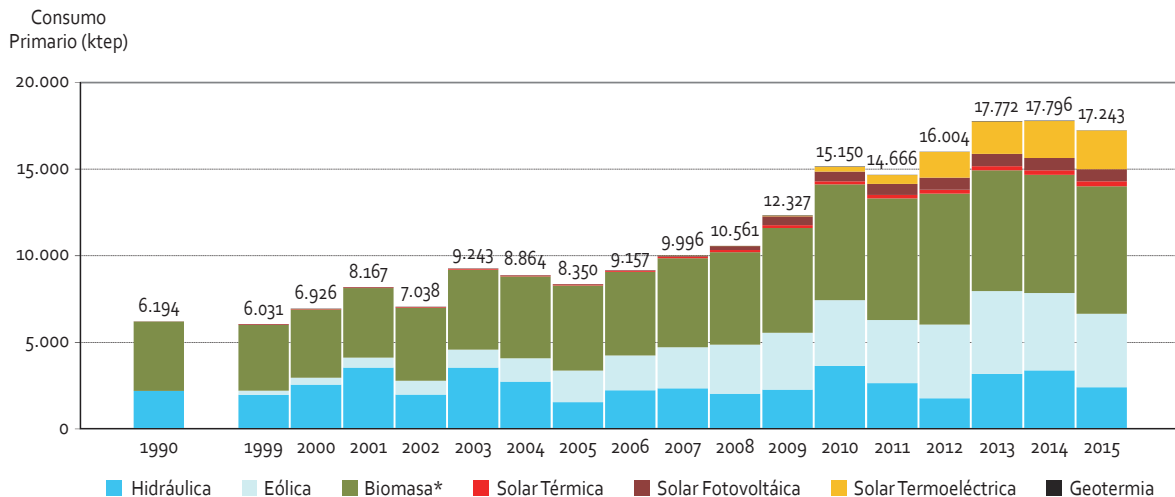
Progresos registrados en el fomento y la utilización de la energía procedente de fuentes renovables

La Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece para cada país de la UE los objetivos nacionales en materia de energías renovables al año 2020.

De acuerdo con lo establecido en la misma, el 6 de julio de 2010 fue remitido a la Comisión Europea el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020, de fecha 30 de junio de 2010. Dicho plan fue actualizado y sustituido posteriormente por un nuevo PANER de fecha 20 de diciembre de 2011, que fue remitido a la Comisión Europea el 5 de enero de 2012.



GRÁFICO 8.54 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES 1990-2015



Datos 2014 y 2015 provisionales.
FUENTE: MINETUR, IDAE.

Con objeto de facilitar el seguimiento de la Directiva, EUROSTAT, en colaboración con los Estados miembros a través de su Energy Statistics Working Group (ESWG), ha desarrollado la herramienta informática armonizada SHARES (Short Assessment of Renewable Energy Sources), que permite determinar la cuota de energías renovables sobre el consumo final bruto de energía de acuerdo con las definiciones establecidas en la Directiva.

Este instrumento, junto a otra información con origen en las estadísticas energéticas de energías renovables y la información de seguimiento, ha permitido remitir a la Comisión Europea tres informes de progreso de España en cumplimiento del artículo 22 de la mencionada directiva, correspondientes a los periodos 2009-2010, 2011-2012 y 2013-2014.

El último informe remitido pone de manifiesto que las fuentes de energía renovables alcanzaron en España una cuota global sobre el consumo

final bruto de energía del 15,31% en 2013 y del 16,2% en 2014, continuando así el incremento en la utilización de estas energías con respecto a los años precedentes, en los que se alcanzaron porcentajes del 13,2% y 14,3% en 2011 y 2012, respectivamente; Cuadro 8.3.

Como puede observarse, España prácticamente 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 el objetivo establecidos por la Directiva 2009/28/CE para España en lo que a participación de las fuentes renovables en el consumo final bruto de energía se refiere.

Pese al hecho de que hasta enero de 2016 no ha existido un sistema de verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes, la contribución de las fuentes renovables en 2013 y 2014 supera la trayectoria mínima indicativa, que para España quedó fijada en estos años en un 12,1%. La cuota de

EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

contribución de fuentes renovables del año 2014 habría que incrementarla, si se contabilizaran los 969 ktep de biocarburantes consumidos en ese año, en 1,2 puntos porcentuales en ese año, lo que la situaría en un 17,4% la participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía.

Aunque ha continuado aumentando el consumo de energías renovables en calefacción y refrigeración, el mayor crecimiento de estas fuentes se ha vuelto a registrar en el sector eléctrico, en él se han alcanzado cuotas del 36,7% en 2013 y del 37,8% en 2014, frente a porcentajes de energías renovables en electricidad del 31,6% y 33,5% en los años 2011 y 2012, respectivamente.

En el ámbito normativo, durante los años 2013 y 2014 se ha llevado a cabo un vasto proceso legislativo de reforma del sector eléctrico, que ha adaptado el marco legal que regula la generación de electricidad con fuentes de energía renovables a la evolución del contexto y las nuevas condiciones, manteniendo el objeto que da lugar a los sistemas de apoyo a ese tipo de generación eléctrica y el principio de rentabilidad razonable de las inversiones que inspira esos sistemas de apoyo. Así, los subsidios que se venían aplicando sobre el precio del mercado eléctrico hasta mediados de 2013 a la producción de electricidad de origen renovable, se actualizan desde entonces de manera que los mismos pasan a recibirse en función de la potencia instalada (inversión realizada), siempre y cuando

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

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Cuota de EERR en calentamiento y refrigeración (FER-C&R ²)	9,5%	9,4%	11,4%	11,3%	11,7%	13,3%	12,6%	13,6%	14,4%	14,1%	15,8%
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%	36,7%	37,8%
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%	0,5%	0,5%
Cuota global de EERR (FER⁵)	8,3%	8,4%	9,2%	9,7%	10,8%	13,0%	13,8%	13,2%	14,3%	15,3%	16,2%
<i>De la cual, procedente del mecanismo de cooperación⁶</i>	0%	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%	0%

Notas:

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 (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.



se alcancen unos umbrales mínimos de producción, manteniendo en todo caso la rentabilidad razonable reconocida en la Ley del Sector Eléctrico.

En cuanto a redes eléctricas se refiere, en octubre de 2015 se ha aprobado el Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020, que ha de contribuir, entre otros elementos, a la integración de la nueva producción de electricidad de origen renovable. Cabe destacar la ampliación prevista en ese plan de las interconexiones eléctricas entre la península y las Islas Baleares, lo que redundará en una mayor integración de las energías renovables en el sistema balear. Así mismo, es importante resaltar que los trabajos que se venían realizando para ampliar las interconexiones eléctricas con Francia, han dado lugar a la finalización y puesta en servicio durante 2015 de una nueva línea por el este de los Pirineos, que ha duplicado la capacidad de intercambio de electricidad entre España-Francia (pasando de 1.400 MW a 2.800 MW), refuerza la seguridad de los dos sistemas eléctricos y favorece la integración de un mayor volumen de energía renovable, especialmente de energía eólica del sistema ibérico.

Por lo que se refiere a la utilización de las energías renovables para calentamiento y refrigeración, en materia normativa, durante el año 2013 se han modificado determinados artículos del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), y se ha modificado el Código Técnico de la Edificación (CTE). Y, por lo que se refiere a las ayudas financieras a las energías renovables en este sector, durante 2013 y 2014 se ha continuado con los programas existentes de financiación a proyectos de producción térmica a partir de

fuentes de energía renovables a través de empresas de servicios energéticos (ESEs). Además de estos programas, a finales de 2013 se puso en marcha el programa PAREER, de ayudas para la rehabilitación energética de edificios existentes del sector residencial (uso vivienda y hotelero). Este programa incluye tanto actuaciones destinadas a favorecer el ahorro energético y la mejora de la eficiencia energética de los edificios existentes, como a promover el aprovechamiento de las energías renovables (solar/ biomasa y geotermia) en el sector residencial.

Por último, y en relación con el uso de biocarburantes, a finales de 2015 se aprobó el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, que define para el año 2016 un objetivo global anual mínimo obligatorio de venta o consumo de biocarburantes, y porcentajes crecientes para el resto de años hasta 2020.

Modificación de la Directiva 2009/28/CE

Por último, cabe señalar que el pasado año, los requisitos de sostenibilidad de los biocarburantes establecidos en la Directiva 2009/28/CE han sido modificados mediante la aprobación de la Directiva (UE) 2015/1513 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de septiembre de 2015, por la que se modifican la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo, y la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. El plazo para completar la transposición de las disposiciones incluidas en esta Directiva finaliza en septiembre de 2017.

Las principales modificaciones introducidas han sido:

- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero: la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de biocarburantes y biolíquidos será de un 60 % como mínimo en el caso de los biocarburantes y biolíquidos producidos en instalaciones que empiecen a estar operativas después del 5 de octubre de 2015. Se considerará que una instalación está operativa cuando haya tenido lugar la producción física de biocarburantes o biolíquidos. En el caso de las instalaciones que estén operativas el 5 de octubre de 2015 o antes de esa fecha, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de biocarburantes y biolíquidos será de un 35 % como mínimo hasta el 31 de diciembre de 2017, y del 50 % como mínimo a partir del 1 de enero de 2018.
- Limitación de la contribución de determinados biocarburantes: la cuota de energía procedente de biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos en almidón, de azúcares, de oleaginosas y de cultivos plantados en tierras agrícolas como cultivos principales fundamentalmente con fines energéticos no rebasará el 7 % del consumo final de energía en transporte en 2020. Los biocarburantes producidos a partir de las siguientes materias primas enumeradas (anexo IX de la Directiva) no se contabilizarán a efectos de este límite:
 - a) Parte A. Materias primas y carburantes cuya contribución se considerará el doble de su contenido en energía, tales como algas cultivadas, fracción de biomasa de residuos municipales mezclados, bioresiduos, fracción de biomasa de residuos industriales, paja, estiércol animal y lodos de depuración, efluentes de molinos de aceite de palma, racimos de palma vacíos de la fruta, alquitrán de aceite de resina, glicerol en bruto, bagazo, orujo de uva, lías de vino, cáscaras de frutos secos, envolturas, residuos de mazorca, fracción de biomasa de residuos industriales, residuos de la silvicultura, residuos de las industrias forestales, materias celulósicas no alimentarias, materias lignocelulósicas, combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico para el transporte, captura y utilización del carbono con fines de transporte, y bacterias.
 - b) Parte B. Materias primas cuya contribución se considerará el doble de su contenido en energía, como el aceite de cocina usado y ciertas las grasas animales.
- Doble cómputo de algunos biocarburantes: se considerará que los biocarburantes producidos a partir de materias primas enumeradas en el anexo IX de la Directiva (UE) 2015/1513 equivalen al doble de su contenido en energía.
- Factores multiplicadores en el cálculo de la cuota de renovables en el transporte: para el cálculo de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables consumida por el transporte ferroviario electrificado, se considerará que dicho consumo corresponde a 2,5 veces el contenido en energía del insumo de electricidad



procedente de fuentes de energía renovables. Para el cálculo de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables consumida por los vehículos eléctricos de carretera se considerará que dicho consumo corresponde a 5 veces el contenido en energía del insumo de electricidad procedente de fuentes de energía renovables.

- Objetivo específico de biocarburantes avanzados: cada Estado Miembro tratará de alcanzar el objetivo de que una proporción mínima de los biocarburantes producidos a partir de materias primas y otros carburantes enumerados en la parte A del anexo IX sea consumida en su territorio. A tal efecto, a más tardar el 6 de abril de 2017, cada Estado miembro fijará un objetivo nacional, que se esforzará en alcanzar. Un valor de referencia para este objetivo es 0,5 puntos porcentuales en contenido de energía para la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todas las formas de transporte en 2020, que deberá alcanzarse con los biocarburantes producidos a partir de materias primas y otros carburantes enumerados en la parte A del anexo IX. Los Estados miembros podrán fijar un objetivo nacional por debajo del valor de referencia de 0,5 puntos porcentuales, alegando determinados motivos establecidos en la Directiva.
- Información sobre valores medios de emisiones estimadas en concepto de cambio indirecto del uso del suelo: con carácter informativo se tendrán en cuenta para la determinación de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debida al uso de biocarburantes y biolíquidos que se comunicará a la Comisión los

valores medios provisionales de las emisiones estimadas resultantes del cambio indirecto del uso de la tierra establecidos en el anexo VIII Directiva (UE) 2015/1513.

8.4 DESARROLLO NORMATIVO

A continuación se presenta una selección de la normativa energética más relevante aprobada durante el año 2015 en las áreas de la eficiencia energética, cogeneración y energías renovables.

Liberalización del mercado energético y competitividad

- **Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.**

El citado real decreto, en vigor desde el 11 de octubre de 2015, tiene por objeto el establecimiento de las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo¹² de energía eléctrica definidas en la Ley

¹² Suministro con autoconsumo; producción con autoconsumo cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción eléctrica conectada en el interior de su red; producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción; cualquier otra modalidad de consumo proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, siendo de aplicación a las instalaciones que estén conectadas en el interior de una red, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución.

Los consumidores sujetos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo, deberán solicitar una nueva conexión o modificar la existente a la empresa distribuidora de la zona o, en su caso, transportista aun cuando no fueran a verter energía a las redes de transporte y distribución procedente de la instalación de generación instalada en su red interior o con la que comparte infraestructura de conexión a la red.

Los consumidores que realizan autoconsumo deberán contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema eléctrico, debiendo abonar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución como contribución a la cobertura de los costes de dichas redes. Asimismo, les serán de aplicación los cargos asociados a los costes del sistema que correspondan al punto de suministro y que se establezcan por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo. Dichos cargos tendrán la consideración de ingresos del sistema de acuerdo con lo previsto por la Ley 24/2013.

No obstante lo anterior, se establecen exenciones transitorias de los cargos asociados a los costes del sistema y el cargo por otros servicios del sistema para los casos en los que el autoconsumo suponga una reducción de costes para el sistema y, transitoriamente hasta el 31 de diciembre de 2019, para las instalaciones existentes de cogeneración.

- **Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, por el que se aprueba el documento de Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.**

El Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020, aprobado por Consejo de Ministros el 16 de octubre de 2015, tiene por objeto garantizar la seguridad del suministro eléctrico, introduciendo a su vez criterios medioambientales y de eficiencia económica. La planificación es vinculante para los próximos seis años, incluyendo las líneas, subestaciones y equipos que se deben construir para garantizar el suministro de acuerdo con la evolución prevista de la demanda en el horizonte de planificación 2015-2020.

En la planificación, entre otros, se han contemplado los siguientes factores: el cumplimiento de los requisitos de seguridad y fiabilidad de la red y la garantía de suministro; el aumento de las interconexiones, tanto para aumentar la integración de España con el resto del continente, como entre islas; la integración de las energías renovables, con el fin de favorecer el cumplimiento de los objetivos de renovables para 2020; y las necesidades de demanda, especialmente las vinculadas a la nueva actividad industrial.

Una novedad de esta planificación es la consideración de una serie de actuaciones cuya necesidad se prevé para después de 2020, al objeto de que puedan avanzar en su tramitación administrativa sin que en ningún caso se puedan considerar como infraestructuras planificadas.



Los proyectos contemplados en el horizonte de planificación suponen más de 3.200 kilómetros de nuevos circuitos: 1.517 km de nuevas líneas en 400 kV y 1.747 km en 220 kV. A esto se le une la repotenciación de 2.676 km de líneas de 400 kV y 3.512 km de 220 kV. El coste estimado de las inversiones asociadas a las infraestructuras eléctricas previstas es de 4.554 M€ de los que se prevé recuperar 143 M€ de los Fondos FEDER.

En el ámbito de las interconexiones se contemplan varios proyectos de interconexión con Francia necesarios para alcanzar el objetivo del 10% de interconexión eléctrica de los Estados miembros de la Unión Europea. Estos proyectos podrán incluirse en el horizonte 2015-2020, de modo que su coste no compute a efectos del cálculo del límite de inversión.

Producción eléctrica con renovables, cogeneración y residuos

- ***Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico.***

Esta orden, en vigor desde el 1 de agosto de 2015, tiene por objeto el establecimiento de la metodología de actualización de la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo para las que haya sido aprobado un valor de la retribución a la operación distinto de cero y cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, que corresponden a los siguientes colectivos:

Grupos a.1 (Instalaciones que incluyan una central de cogeneración a partir de energías residuales), b.6 (Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas) y b.8 (Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal); instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013; e instalaciones híbridas, aplicándose a la parte correspondiente que perciba retribución a la operación.

Asimismo, esta orden establece por primera vez la retribución a la operación correspondiente a las instalaciones tipo establecidas en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, para las que no se estableció retribución a la operación por tener fecha de autorización de explotación definitiva posterior a 2014.

Los valores de retribución aprobados por esta orden serán de aplicación al segundo semestre natural del año 2015. La metodología de actualización de la retribución a la operación se basa en la evolución de los precios de los combustibles, y en el caso de las tecnologías que utilizan mayoritariamente gas natural, también se considera la variación de los peajes de acceso a la red gasista. En el caso de las instalaciones tipo para las que no haya sido aprobado un valor de la retribución a la operación o cuando este sea nulo, la retribución se calcula-

rá según lo previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones.

- **Orden IET/1953/2015, de 24 de septiembre, por la que se modifica la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.**

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, contempla que excepcionalmente el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior. Además, determina que con carácter extraordinario, el Gobierno podría exceptuar la aplicación del procedimiento de concurrencia competitiva previsto y de otorgamiento de régimen retributivo específico para determinadas tecnologías de generación renovable en los sistemas no peninsulares, cuando su introducción suponga una reducción significativa de los costes de generación, siempre que su puesta en servicio ocurra antes del 31 de diciembre de 2016. En virtud de lo anterior, el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, estableció un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de produc-

ción eléctrica de tecnologías eólica y solar fotovoltaica y modificaciones de instalaciones eólicas existentes ubicadas en los sistemas eléctricos no peninsulares. Esta disposición fue desarrollada en la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto.

La necesidad de fomentar la producción eléctrica renovable en los sistemas no peninsulares, para reducir los costes de la explotación de estos sistemas, favorecer la entrada de nuevos agentes, paliar el envejecimiento del parque de generación y contribuir al equilibrio entre los ingresos y costes del sistema eléctrico, requiere la modificación de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto. Además de ello, el Real Decreto-ley 15/2014, de 19 de diciembre, de modificación del Régimen Económico y Fiscal de Canarias procedió a la ampliación del calendario previsto en la Ley 24/2013.

En consecuencia, mediante la presente orden, en vigor desde el 29 de septiembre de 2015, se procede a la modificación de la Orden IET/1459/2014, ampliando el calendario según lo dispuesto por el Real Decreto-ley 15/2014, de 19 de diciembre, y se establece una nueva convocatoria para instalaciones eólicas en Canarias, simplificándose los requisitos exigidos.

- **Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica.**

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, autoriza a que excepcionalmente el Go-



bierno pueda establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho Comunitario o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior. El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio dispone que para el otorgamiento del régimen retributivo específico se establecerán mediante real decreto las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que podrán participar en el mecanismo de concurrencia competitiva.

Según lo anterior, y con el fin de avanzar en el cumplimiento de los objetivos vinculantes establecidos en la Directiva 2009/28/CE, el presente real decreto, en vigor desde el 18 de octubre de 2015, tiene por objeto el establecimiento según lo previsto por el Real Decreto 413/2014 para nuevas instalaciones de producción eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica. Asimismo, se aprueba la convocatoria para la asignación del régimen retributivo específico, regulado en el citado real decreto, de los siguientes cupos de potencia por tecnología:

- Hasta 200 MW para nuevas instalaciones situadas en el sistema peninsular, pertenecientes a los grupos b.6, b.8 o híbridas tipo 1³³, según la clasificación del Real Decreto 413/2014.

³³ Siempre que en el caso de las instalaciones híbridas no utilicen como combustible licores negros del grupo c.2.

- Hasta 500 MW para nuevas instalaciones eólicas ubicadas en tierra, o bien modificaciones de las ya existentes.

Se entenderá que una instalación es nueva cuando esté constituida por equipos principales nuevos y sin uso previo y no hubiera resultado inscrita con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción eléctrica antes de la entrada en vigor de este real decreto. Asimismo, se entenderá por modificación de una instalación eólica existente aquella que suponga al menos la sustitución de los aerogeneradores por otros nuevos y sin uso previo.

- ***Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos.***

Constituye el objeto de esta orden, en vigor desde el 25 de octubre, el establecimiento del mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa que se ubiquen en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocado al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre. Asimismo, se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia que serán de aplicación en el procedimiento de concurrencia competitiva.

La asignación del régimen retributivo específico contemplado en esta orden y en el Real Decreto 947/2015 se realizará mediante un procedimiento de subasta. La entidad administradora de la subasta será OMI-Polo Español S.A. (OMIE) mientras que la entidad supervisora será la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Los productos a subastar serán la potencia (kW) con derecho a la percepción del régimen retributivo específico de nuevas instalaciones de biomasa y de instalaciones eólicas, obteniéndose como resultado un porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, con el que se obtendrá el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo. A partir de este último valor y del resto de parámetros retributivos de la instalación tipo se obtendrá la retribución a la inversión de la instalación tipo aplicando la metodología retributiva establecida en el Real Decreto 413/2014.

Eficiencia energética

I. **Ámbito General:**

- **Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2015.**

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, establece la obligación de justificar una cantidad de ahorro de energía para 2020. Según esto, España ha establecido un objetivo de 15.979 ktep de ahorro acumulado para el periodo 2014-2020. Por otra

parte, la citada Directiva determina que cada Estado miembro establecerá un sistema de obligaciones de eficiencia energética, mediante el cual los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía quedarán obligados a alcanzar el objetivo indicado en 2020 mediante la consecución anual, a partir del año 2014, de un ahorro equivalente al 1,5 % de sus ventas anuales de energía.

Con tal fin, el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y eficiencia, aprobado como Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece un sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética en virtud del cual se asignará a los sujetos obligados una cuota anual de ahorro energético, denominada obligaciones de ahorro. Para hacer efectivo el cumplimiento de estas obligaciones, los sujetos obligados deberán realizar una contribución financiera anual al Fondo Nacional de Eficiencia Energética. La Ley 18/2014 establece el procedimiento de gestión de dicho Fondo así como la forma en que será dotado económicamente.

En consecuencia, la presente orden procede al establecimiento de la obligación de ahorro en el año 2015, valorado en 262 ktep, de los porcentajes de reparto de esta obligación entre los sujetos obligados, así como de las correspondientes cuotas u obligaciones de ahorro y su equivalencia económica, fijado en 2015 en 0,789728 M€ por ktep ahorrado.

- **Programa Operativo FEDER de Crecimiento Sostenible 2014-2020 (POCS)**



El Programa Operativo de Crecimiento Sostenible 2014-2020 (POCS), en vigor desde el 9 de octubre de 2015, tiene por objetivo principal aumentar la cohesión económica, social y territorial de España y sus regiones, fomentando un crecimiento más inteligente, sostenible e integrador, en línea con la Estrategia Europa 2020. El POCS se ha diseñado para contribuir al logro de los objetivos medioambientales fijados para España en la Estrategia Europa 2020: La reducción de las emisiones de efecto Invernadero de los sectores difusos en un 10% respecto de los niveles de 2005; alcanzar una participación de las energías renovables del 20% en el consumo final de energía; y la mejora de la eficiencia energética en un 20%.

El Programa, con 5.520 M€ de dotación presupuestaria procedente del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), se estructura en cuatro ejes temáticos:

- **«Economía baja en carbono»** (2.098 M€), dirigido a promover actuaciones de apoyo a la eficiencia y ahorro energético en empresas, edificios e infraestructuras públicas, así como de apoyo al uso de las energías renovables.
- **«Desarrollo Urbano Sostenible Integrado»** (1.012 M€) dirigido a promover la implantación de Estrategias de Desarrollo Urbano Sostenible Integrado en municipios españoles.
- **«Mejora de la calidad del agua»** (695 M€) orientado al avance en el cumplimiento de los hitos de la Directiva comunitaria de saneamiento y depuración de aguas residuales, completando las infraestructuras necesarias para ello.

- **«Transporte sostenible»** (1.675 M€), encaminado a la mejora de la red de transporte y al aumento del cambio modal desde la carretera hacia medios de transporte más eficientes, fundamentalmente el ferrocarril.

El ámbito geográfico del POCS cubre todo el territorio nacional, prestando mayor atención a las regiones menos desarrolladas y en transición.

- **Orden HAP/2427/2015, de 13 de noviembre, por la que se aprueban las bases y la primera convocatoria para la selección de estrategias de Desarrollo Urbano Sostenible e Integrado que serán cofinanciadas mediante el programa operativo FEDER de crecimiento sostenible 2014-2020.**

El Reglamento 1301/2013 de la Unión Europea sobre el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) establece la obligatoriedad de que los Estados miembros durante el periodo 2014-2020 dediquen al menos un 5% de los recursos del FEDER asignados a nivel nacional, a medidas encaminadas a lograr el desarrollo urbano sostenible y gestionadas por las Administraciones Locales.

Con tal fin, la Administración General del Estado a través del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas, ha programado un Eje Urbano dentro del Programa Operativo de Crecimiento Sostenible (POCS) 2014-2020, dedicado en su totalidad a financiar líneas de actuación de Desarrollo Urbano Sostenible e Integrado. Para ello, se asigna una dotación presupuestaria de 1.012 M€ de ayuda FEDER para todo el período, dirigida a municipios o agrupaciones de municipios que

constituyan un área funcional urbana, con una población de más de 20.000 habitantes.

Mediante la presente orden se procede al establecimiento de las bases para la selección de las Estrategias Desarrollo Urbano Sostenible e Integrado (DUSI) susceptibles de recibir ayudas FEDER en el periodo 2014-2020. Estas Estrategias deben contemplar los cinco retos siguientes: económicos, ambientales, climáticos, demográficos y sociales, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento FEDER, para favorecer el desarrollo urbano sostenible.

II. Edificios:

• *Programa de Rehabilitación Energética de Edificios (Programa PAREER-CRECE).*

Con el fin de promover actuaciones integrales que favorezcan la mejora de la eficiencia energética y el uso de energías renovables en el parque de edificios existentes del sector residencial, así como cumplir con el artículo 4 de la Directiva 2012/27/UE, el MINETUR, a través del IDAE puso en marcha a finales de 2013, un programa específico de ayudas y financiación dirigido a los edificios existentes de uso residencial y hotelero, con una dotación presupuestaria de 125 M€.

Atendiendo a la experiencia adquirida desde su puesta en marcha, se considera oportuno ampliar el objeto del programa a las actuaciones de reformas con fines energéticos que puedan realizarse en el mayor número posible de edificios existentes, de conformidad con los objetivos previstos

por la Directiva 2012/27/UE y su transposición en el Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020, extendiendo su periodo de vigencia en consonancia con el **Programa Operativo Plurirregional de Crecimiento Sostenible** de los fondos FEDER, introduciendo además, determinadas modificaciones que contribuyan a facilitar la gestión, incrementando el campo de actuación y favoreciendo la posibilidad de acceder a las ayudas a determinadas actuaciones que hasta ahora quedaban excluidas.

En este contexto, el **Plan de Medidas para el Crecimiento, la Competitividad y la Eficiencia (CRECE)**, aprobado en Consejo de Ministros de 6 de junio de 2014, contempla entre otras iniciativas previstas, actuaciones en edificación para la reforma energética del parque edificatorio existente. Como parte de este plan, la Ley 36/2014, de 26 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para 2015, prevé una dotación presupuestaria de 75 M€, que permite reforzar las actuaciones previstas en el Programa PAREER, así como atender la ampliación de su objeto.

En consecuencia, procede modificar la denominación del programa como **Programa de Ayudas para la Rehabilitación Energética de Edificios Existentes, Programa PAREER-CRECE**, de 200 M€ de presupuesto total acumulado, contemplando con ello la ampliación de su objeto a todas aquellas actuaciones de reforma que favorezcan el ahorro, mejora de la eficiencia energética y reducción de emisiones de CO₂ en edificios existentes, sin limitar su ámbito de aplicación al sector residencial ni a su uso como vivienda u hotelero.



Según lo anterior, las bases reguladoras del citado programa se modifican mediante el acuerdo adoptado por el Consejo de Administración, de fecha 24 de marzo de 2015, publicado mediante la Resolución de 28 de abril de 2015, del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía.

Las actuaciones beneficiarias podrán ser de la tipología abajo indicada, pudiendo recibir todas las tipologías y beneficiarios una ayuda sin contraprestación complementada con un préstamo reembolsable. El importe de la ayuda directa a otorgar será la suma de la Ayuda Base y la Ayuda Adicional.

La ayuda adicional hasta alcanzar una ayuda máxima, dependerá de los siguientes criterios:

- *Criterio social:* actuaciones que se realicen en edificios calificados como Viviendas de Promoción Pública y Viviendas de Protección Oficial en Régimen Especial, o bien actuaciones reali-

zadas en edificios de viviendas situados en las Áreas de Regeneración y Renovación Urbanas, de acuerdo con el Plan Estatal de Fomento del Alquiler de Viviendas, la Rehabilitación Edificatoria, y la Regeneración y Renovación Urbanas 2013-2016.

- *Eficiencia energética:* actuaciones que eleven la calificación energética del edificio para obtener una clase energética «A» o «B», o bien, incrementen en dos letras la calificación energética de partida.
- *Actuación integrada:* actuaciones que realicen simultáneamente la combinación de dos o más tipologías de actuación.

Las ayudas podrán solicitarse durante el periodo comprendido entre el 6 de mayo de 2015 y el 31 diciembre 2016. No obstante, en caso de existir presupuesto remanente, y de que la evolución

TIPOLOGÍA DE ACTUACIÓN	USO DEL EDIFICIO	AYUDA ECONÓMICA SIN CONTRAPRESTACIÓN					
		AYUDA BASE	% AYUDA ADICIONAL				
			Criterio Social	Actuación Integrada	Eficiencia Energética		
					Calificación final A	Calificac. final B	Incremento ≥ 2 Letras
Mejora de la eficiencia energética de la envolvente térmica.	Vivienda	30 % (límite 6.000 €/vivienda)	15%	20%	15%	10%	5%
	Otros usos		0%	20%	15%	10%	5%
Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas y de iluminación	Vivienda	20%	0%	0%	10%	5%	0%
	Otros usos		0%	0%	10%	5%	0%
Sustitución de energía convencional por biomasa térmica.	Vivienda	25%	5%	10%	0%	0%	0%
	Otros usos		0%	10%	10%	5%	0%
Sustitución de energía convencional por energía geotérmica.	Vivienda	30%	10%	15%	0%	0%	0%
	Otros usos		0%	15%	10%	5%	0%

de solicitudes lo recomendará, se podrá ampliar el plazo como máximo hasta el 31 diciembre de 2020.

III. Transporte:

• Programa MOVELE 2015

El Programa MOVELE 2015 tiene por objetivo la concesión de ayudas para incentivar y promover la adquisición de nuevos **vehículos eléctricos** en 2015, para lo cual cuenta con una dotación presupuestaria de 7 M€. Con ello se pretende facilitar y fomentar el desarrollo de la movilidad eléctrica.

El otorgamiento de estas ayudas se encuentra sujeto al cumplimiento, ejecución y realización de los objetivos, actividades, condiciones y requisitos establecidos por el Real Decreto 287/2015, de 17 de abril. Las ayudas se destinarán a la adquisición directa o por medio de operaciones de financiación (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. La gestión de las ayudas será realizada por el IDAE a través de una aplicación desarro-

llada *ad hoc* como sistema electrónico de gestión de ayudas del presente Programa MOVELE 2015.

Dependiendo de la categoría del vehículo y de su autonomía en modo de funcionamiento eléctrico, se establecen las siguientes cuantías individuales de ayuda:

Como novedad, se introduce un límite máximo al precio base (sin impuestos) de los turismos (M1) susceptibles de ser subvencionados, de 40.000 euros.

Asimismo, para los puntos de venta voluntariamente adheridos al Programa MOVELE 2015 se establece la obligación de que se comprometan a facilitar, al beneficiario de la ayuda que así lo desee la instalación de un punto de carga vinculado, asumiendo hasta un coste máximo de 1.000 euros por vehículo para todas las categorías, excepto cuadríciclos L6e y L7e, que será de 10 euros.

Estas ayudas son incompatibles con cualquier otra ayuda de la Administración General del Estado para la adquisición de vehículos, aunque sí serán compatibles con otras líneas similares de ayudas de la Administración Autónoma y Local. Por otra parte, estas ayudas podrán ser cofinanciadas

Cuantías Individuales de Ayuda			
Categoría	15Km ≤ aut. ≤ 40 Km	40Km < aut. ≤ 90Km	90Km < autonomía modo eléctrico
M1	2.700€-3.200€ ^(*)	3.700€- 4.200€ ^(*)	5.500€-6.000€ ^(*)
N1/N2/N3	8.000€ (> 60km)		
M3	20.000€ (> 60km)		
L6e	1.950 € – 2.250€ ^(*) (no condicionado a autonomía mínima)		
L7e	2.350 € – 2.650€ ^(*) (no condicionado a autonomía mínima)		

^(*) Aplicable a familias numerosas y discapacitados que adquieran vehículos adaptados con carácter previo a su adquisición.



con Fondos comunitarios, dentro de algunos de los Programas Operativos del Fondo FEDER.

- **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. La experiencia adquirida del Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente, en sus seis primeras convocatorias realizadas (Planes PIVE, PIVE-2, PIVE-3, PIVE-4, PIVE-5, PIVE 6 y PIVE 7), con el objetivo de sustituir un total aproximado de 886.000 vehículos antiguos por otros más eficientes, habiéndose agotado los fondos antes de lo previsto, reflejan la excelente acogida del programa. Además del ahorro energético, existen razones de interés público, social y económico para que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo realice actuaciones de continuidad a este programa.

En este sentido, el **Programa PIVE 8** pretende promover la baja incentivada de aproximadamente 300.000 vehículos con más de 10 años de antigüedad, en el caso de vehículos turismo (categoría M1), y más de 7 años, en el caso de vehículos comerciales ligeros (categoría N1) y modernizar el parque incentivando la adquisición de vehículos nuevos de alta eficiencia energética. Un cambio respecto a los programas anteriores es la minoración de la ayuda pública por vehículo, que pasa de 1.000 euros a 750 euros.

Este programa, gestionado por el IDAE, cuenta con un presupuesto de 225 M€, rigiéndose las bases reguladoras del mismo por lo dispuesto al respecto

por el Real Decreto 380/2015, de 14 de mayo. Este real decreto establece que se podrán incorporar los remanentes del Programa PIVE 7, si los hubiera.

Ante la previsión de un remanente de fondos a fecha de 31 de diciembre de 2015, se modifica el Real Decreto 380/2015, mediante la aprobación del Real Decreto 1071/2015, de 27 de noviembre. De este modo, se amplía el límite temporal de disponibilidad del presupuesto asignado a fin de poder admitir solicitudes de subvención a la adquisición de vehículos nuevos eficientes de las categorías M1 y N1 hasta el 31 de julio de 2016 o hasta que se agote el presupuesto disponible.

- **Programa de Ayudas Cambio Modal y Modos de Transporte**

Este programa, en vigor desde mayo de 2015, busca incentivar la realización de planes de transporte sostenible al centro de trabajo, con el fin de mejorar el reparto modal, así como seguir avanzando en mejoras en la gestión de flotas. Además, contempla la necesidad de seguir incentivando la formación en conducción eficiente para los conductores profesionales.

Para ello se cuenta con un presupuesto inicial máximo de 8 M€, con origen en el Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Las ayudas de este programa podrán ser cofinanciadas con el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) dentro del Programa Operativo de Crecimiento Sostenible 2014-2020.

Las ayudas otorgadas se instrumentan bajo la modalidad de entrega dineraria sin contrapresta-

ción. Las actuaciones objeto de la ayuda se deben encuadrar en una de las tipologías siguientes:

El plazo de presentación de solicitudes será del 6 de mayo de 2015 al 5 de mayo de 2016, siempre y cuando no se haya agotado el presupuesto disponible.

• **Estrategia de Impulso del Vehículo con Energías Alternativas (VEA) en España (2014-2020)**

La Estrategia de Impulso del Vehículo con Energías Alternativas (VEA), aprobada por Consejo de Ministros el 26 de junio de 2015, recoge una serie de medidas para situar a España como país de referencia en el sector de las energías alternativas aplicadas al transporte en su triple vertiente: vehículos, componentes e infraestructura de recarga/suministro.

La Estrategia se estructura en 5 líneas estratégicas y 30 medidas que cubren 3 ejes de actuación: Industrialización; mercado; e infraestructuras. En cuanto al primero, las medidas se dirigen a impulsar la industrialización de vehículos, componentes e infraestructura de suministro, así como a la potenciación de la I+D+i. En relación al mercado, las medidas se orientan a impulsar la demanda a fin de conseguir un mercado suficiente. En el ámbito de la infraestructura, las medidas tienen como fin favorecer una red de Infraestructura que

permita cubrir las necesidades de movilidad de los usuarios y permitir el desarrollo de un mercado de combustibles alternativos.

La Estrategia, enmarcada como una actuación específica definida en la **Agenda para el Fortalecimiento del Sector Industrial en España**, sienta las bases para la **transposición de la Directiva 2014/94/EU**, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y el futuro Marco de Acción Nacional para la implantación de las infraestructuras necesarias exigidas por la misma.

IV. Industria:

• **Programa de Ayudas PYME y Gran Empresa sector industrial**

El objeto de este programa de ayudas, en vigor desde mayo de 2015, es incentivar y promover la realización de actuaciones en el sector industrial que reduzcan las emisiones de CO₂, mediante la mejora de la eficiencia energética, contribuyendo a alcanzar con ello los objetivos de reducción del consumo de energía final que fija la Directiva 2012/27/UE. Para ello, se establece una línea de ayudas dirigida a la Pequeña y Mediana Empresa (PYME) y grandes empresas del sector industrial

Tipología	Requisitos	Ayudas
Planes de transporte sostenible al centro de trabajo (PTT)	Inversión mínima de 30.000 € Ahorro mínimo requerido: 10 %	20% del coste elegible, Ayuda máxima: 200.000 €.
Gestión de flotas de transporte por carretera	Inversión mínima de 30.000 € Ahorro mínimo requerido: 5 %	
Cursos de conducción eficiente para conductores de vehículos industriales	Nº mínimo de alumnos: 200	100 € por alumno, Importe máximo: 100.000 €.



a fin de facilitar la realización de actuaciones de mejora de eficiencia energética e implementación de sistemas de gestión energética.

Este programa cuenta con un presupuesto inicial máximo de 49 M€, procedente del Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Las ayudas de este Programa podrán ser cofinanciadas con el Fondo FEDER dentro del Programa Operativo de Crecimiento Sostenible 2014-2020.

Las ayudas otorgadas se instrumentarán bajo la modalidad de entrega dineraria sin contraprestación, con una cuantía máxima del 30% de la inversión elegible correspondiente y un importe máximo de inversión elegible por solicitud de 4 M€. Las medidas y/o actuaciones objeto de la ayuda se deben encuadrar en alguna de las siguientes tipologías:

- Mejora de la tecnología en equipos y procesos industriales, para actuaciones con una inversión elegible mínima de 75.000 €.
- Implantación de sistemas de gestión energética, para actuaciones con una inversión elegible mínima de 30.000 €

El plazo de presentación de solicitudes será del 6 de mayo de 2015 al 5 de mayo de 2016, siempre y cuando no se haya agotado el presupuesto disponible.

V. Servicios Públicos:

- ***Programa de Ayudas para la Renovación de las Instalaciones de Alumbrado Exterior Municipal***

Este programa de ayudas, en vigor desde mayo de 2015, tiene por objeto incentivar y promover la realización de actuaciones en el sector de alumbrado exterior municipal que reduzcan las emisiones de CO₂, mediante la ejecución de proyectos de ahorro y eficiencia energética, contribuyendo a alcanzar con ello los objetivos de reducción del consumo de energía final que fija la Directiva 2012/27/UE. Para ello, establece una línea de financiación a las entidades locales para que puedan efectuar la reforma de sus instalaciones de alumbrado exterior bajo diseños de eficiencia energética.

El presente programa se enmarca como una medida dirigida exclusivamente al sector de los servicios públicos, en su vertiente de alumbrado exterior municipal, bajo la modalidad de préstamos reembolsables sin interés, y con unos plazos de amortización de hasta diez años, que hacen factible la ejecución de esta reforma.

Este programa está dotado inicialmente con un presupuesto máximo que asciende a la cantidad total de 36 M€, con origen en el Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Las ayudas de este programa podrán ser cofinanciadas con el Fondo FEDER dentro del Programa Operativo de Crecimiento Sostenible 2014-2020.

Entre las medidas de ahorro y eficiencia energética consideradas se encuentran la sustitución de las lámparas por otras fuentes de luz de mayor eficiencia lumínica, la mejora de la calidad reflectante y direccional de las luminarias o la implantación de sistemas de regulación del flujo luminoso. Podrá solicitarse hasta el 100 % de la inversión elegible, con un máximo de 4 M€ y un mínimo de

300.000 €. Las actuaciones de cuantía inferior a 300.000 €, podrán presentarse de forma agrupada con otro u otros solicitantes según lo establecido en las bases del Programa.

El plazo de presentación de solicitudes será del 6 de mayo de 2015 al 5 de mayo de 2016, siempre y cuando no se haya agotado el presupuesto disponible.

Energías renovables

- **Real Decreto 290/2015, de 17 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, se regula el uso de determinados biocarburantes y el contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.**

La Directiva 2012/33/UE contempla medidas destinadas a la reducción de la contaminación causada por los buques, ya sea atracados en puerto, o bien debido a la combustión de combustibles para uso marítimo con un alto contenido de azufre utilizados en aguas territoriales. Ello supone una modificación de la Directiva 1999/32/CE en lo relativo al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo, lo que requiere la adaptación del Real Decreto 61/2006.

En consecuencia, mediante este real decreto, en vigor desde el 19 de abril de 2015, se procede a la modificación del Real Decreto 61/2006 y se transpone la Directiva 2012/33/UE en lo referente al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.

- **Resolución de 29 de abril de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se determina la fecha de finalización del periodo de carencia para la aplicación del periodo transitorio para la verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos.**

El Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo, estableció un periodo transitorio para la verificación de la sostenibilidad. Por otra parte, la Ley 11/2013, de 26 de julio, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo introdujo un periodo de carencia para la aplicación de dicho periodo transitorio.

Superadas las circunstancias coyunturales que motivaron la implementación del periodo de carencia, la Secretaría de Estado de Energía resuelve poner fin al mismo a partir del 1 de enero de 2016, debiendo observarse a partir de entonces lo dispuesto en el citado Real Decreto 1597/2011.

- **Plan de Relanzamiento de la Industria Eólica**

El Plan de Relanzamiento de la Industria Eólica (PRIE), presentado por el Ministerio de Industria el 15 de octubre de 2015, se encuadra dentro de las actuaciones de la **Agenda para el fortalecimiento del sector industrial en España**, aprobada por el Consejo de Ministros el 11 de julio de 2014, la cual recoge entre sus objetivos potenciar sectores con alto valor tecnológico.



El Plan se conforma como un conjunto de 15 medidas específicas encaminadas a dinamizar el mercado interno, aumentar la capacidad exportadora y la presencia internacional de las empresas, así como potenciar la I+D+i. Estas medidas se agrupan en torno a tres ejes principales: Medidas para el desarrollo industrial; medidas de impulso a las ex-

portaciones y a la presencia internacional; y medidas para favorecer la I+D+i. Con ello se persigue un triple objetivo: Mejorar la capacidad productiva del sector eólico, asegurar el acceso de la industria a los mercados internacionales mediante productos competitivos y de calidad y potenciar la I+D+i para continuar a la vanguardia tecnológica.

9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE



En el año 2015 continúa la reactivación económica iniciada en España, habiéndose producido un incremento del 1,1 % del consumo energético de energía final en relación con el año 2014, y en mayor medida, un 4,6 %, en energía primaria. La demanda final de electricidad también ha tenido un incremento del 2,5 %, mientras la producción eléctrica lo ha hecho ligeramente, en un 0,6 %, con un crecimiento del 20,5% en la producción en centrales de carbón y del 8,5 % en centrales con gas natural y un descenso del 12 % en la generación con energías renovables.

En el campo internacional, en lo concerniente al ámbito del cambio climático, del 30 de noviembre al 11 de diciembre de 2015, como se ha recogido en el capítulo 1 de este libro, se ha celebrado en París la vigésima primera Conferencia de las Partes de la Convención Marco de NN.UU. sobre el Cambio Climático (COP-21) 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 a través de la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para intensificar las reducciones rentables de emisiones y facilitar las inversiones en tecnologías hipocarbónicas, que será de aplicación para el período 2021-2030.

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-21 de París del 30 de noviembre al 11 de diciembre de 2015

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.

El acuerdo de París, liderado por la Unión Europea, es un acuerdo ambicioso en tanto en cuanto tiene como objetivo fundamental **evitar** que el incremento de la **temperatura media global supere los 2 °C** respecto a los niveles preindustriales. Por otro lado, se aborda la necesidad de **adaptarse** a los efectos adversos del cambio climático así como **reconocer las necesidades de los países más vulnerables**.

En cuanto a la **financiación**, se adoptan las bases para una transición hacia modelos bajos en emisiones y resilientes al cambio climático. Por primera vez se valoran los esfuerzos voluntarios de los países en desarrollo.

Se ha acordado hacer un seguimiento de las acciones climáticas a través de un sistema **transparente** y con un **balance global cada cinco años**

que cuente con la información de las emisiones de todos los países.

Los principales hitos del acuerdo de París son los siguientes:

- Mitigación

En cuanto al aspecto de mitigación, se establece el objetivo de que el incremento de la **temperatura media global no supere los 2 °C**, así como valorar los esfuerzos adicionales para que el calentamiento no supere los **1.5 °C**.

Se reconoce la necesidad de que las emisiones globales toquen **techo** lo antes posible, aunque lleve más tiempo a los países en desarrollo. El mecanismo para seguimiento de la reducción de emisiones, acciones de adaptación, y apoyo, consiste en un ciclo de revisión cada cinco años (empezando en 2023), que haga balance del estado de la implementación del mismo respecto al objetivo de los 2 °C.

Existe la posibilidad de incrementar la ambición en 2020 y se reconoce el uso de los **mercados de carbono** para el cumplimiento de objetivos y el de los **sumideros de carbono** en el sector forestal en los países en desarrollo.

- Adaptación y Pérdidas y daños

El Acuerdo establece un objetivo global en adaptación y reconoce el **vínculo** entre la **mitigación** y la **adaptación**. En cuanto a este último aspecto, se pretende afrontar la adaptación desde un enfoque participativo y se valora la necesidad de

planificar en materia de adaptación desarrollando planes y políticas adecuados.

Para los países más vulnerables al cambio climático, se reconoce la importancia del apoyo y la cooperación internacional.

- Tecnología

Con una visión a largo plazo se valora el Mecanismo Tecnológico ya existente, fortaleciéndolo y además, desde el papel fundamental de la **innovación** y la **financiación** para promover un desarrollo tecnológico, se pretende crear un nuevo marco con el objetivo de proporcionar una orientación general a la labor del Mecanismo Tecnológico.

- Fortalecimiento de capacidades

Se valora la importancia del fortalecimiento de capacidades para **los países en desarrollo** a través de la creación de un Comité con un programa de trabajo para el periodo 2016-2020.

- Financiación

Se ha procedido a la **ampliación del rango** de contribuyentes con la financiación **voluntaria** de los **países en desarrollo**.

El Acuerdo reconoce la importancia de la movilización de todo tipo de **fuentes** financieras, **más allá de las públicas**, además de solicitar el **incremento** tanto del **apoyo financiero** respecto a los esfuerzos llevados a cabo previamente como de la **predictibilidad** de la financiación climática.



Al igual que se reconoce el vínculo entre la mitigación y la adaptación, se pretende alcanzar un **equilibrio** entre financiación para la **adaptación** y para la **mitigación**. Finalmente, se **mantiene** el actual **Mecanismo Financiero de la Convención**.

- Transparencia y rendición de cuentas

Como hito importante, se establece un **marco de transparencia para todos los países** que garantice el entendimiento de las acciones de cambio climático en el marco de la Convención, **flexibilizando** aquellos países que lo necesiten.

Se impone la **obligación** de que todos los países presenten **inventarios** nacionales sobre el progreso y hacia el cumplimiento de los objetivos. Además, se procederá a revisar la información presentada por los países. Concretamente para asistir a los países en desarrollo, se desarrollará una iniciativa de fomento de capacidades para mejorar la transparencia. El **ciclo de revisión** se ha marcado cada **cinco años**.

- Cuestiones legales

En cuanto a los aspectos legales del Acuerdo, se ha creado un **Comité**, destinado a facilitar la aplicación y promover el cumplimiento de las **clausulas** previstas en el Acuerdo.

Por otro lado, se ha establecido un doble criterio para la entrada en vigor del Acuerdo. Los **umbrales** han quedado definidos de tal forma que son necesarias al menos **55 Partes** que representen, al menos, el **55% de las emisiones globales totales**.

Los compromisos de reducción de emisiones quedarán ubicados en un **registro público** mantenido por el Secretario.

9.2 UNIÓN EUROPEA

Marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030

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 (*en adelante RCDE*)

El Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea 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 más de 10.000 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 del comercio de derechos

de emisión de gases de efecto invernadero (2013-2020), según lo establecido en la Directiva de Régimen para el Comercio de Derechos de Emisión 2009/29/CE de 23 de abril de 2009, que ha modificado la Directiva 2003/87/CE. El nuevo régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero ha reforzado y revisado el RCDE anterior, de forma que a partir de 2013 tiene unas reglas más armonizadas a nivel comunitario. La implantación de la nueva Directiva RCDE 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 2015. Entre ellas cabe señalar las siguientes:

– Derechos de emisión y asignación gratuita

En el actual régimen del 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 ur-



banas recibirán asignación gratuita respecto de la producción de calor y refrigeración.

Durante el año 2015 continúa 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 del comercio de derechos de emisión, lo que significa una deslocalización de las industrias de la UE a otros países.

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**. Es la segunda lista elaborada en el período 2013-2020, de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. 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 Prodcom.

La **Decisión 2014/746/UE ha sido aplicable a partir del 1 de enero de 2015**, fecha en la que queda derogada la anterior Decisión 2010/2/UE, por la que se aprobó la primera lista.

La Directiva permite realizar enmiendas de las listas aprobadas para la inclusión de nuevos sectores y subsectores tras la finalización de las evaluaciones cuantitativas y cualitativas de los datos de acuerdo con los criterios contemplados en el artículo 10 bis de la modificación de la Directiva de Régimen de Comercio de Derechos de Emisión.

– 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.

El día 6 de octubre del año 2015 se adoptó la **Decisión 2015/1814** del Parlamento Europeo y del Con-

sejo relativa al establecimiento y funcionamiento de una **reserva de estabilidad del mercado** en el marco del régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión. Los antecedentes están relacionados fundamentalmente con la crisis económica, ya que, en el año 2013, el excedente de derechos de emisión alcanzó aproximadamente los 2.100 millones de derechos de emisión en el conjunto de la Unión Europea. Esta situación provocó una bajada considerable del precio de los derechos de emisión.

La Decisión propone retirar automáticamente del mercado un porcentaje de los derechos de emisión del régimen del comercio de derechos de emisión de la UE, que se incorporará a una reserva cuando el número total de derechos supere un determinado umbral. Cuando suceda lo contrario, los derechos de emisión volverán a introducirse en el mercado. La reserva se establecerá en 2018 y será operativa a partir del 1 de enero de 2019.

Por otro lado, los 900 millones de derechos cuya subasta se aplazó del periodo 2014-2016 a 2019-2020 se incorporarán a la reserva de mercado además de los derechos no asignados, que se transferirán directamente a la reserva de estabilidad del mercado en 2020.

– **Proyectos de captura y almacenamiento de carbono (CAC) y de energías renovables innovadoras (FER) 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 invernade-

ro, modificada por la Directiva 2009/29/CE para perfeccionar y ampliar el RCDE, 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 adelante CAC)*, en condiciones de seguridad para el medio ambiente, así como para proyectos de *tecnologías innovadoras de energía renovable (en adelante FER)* en el territorio de la Unión».

Mediante la Decisión 2010/670/UE de la Comisión se establecen las **normas** y los **criterios** aplicables a la selección y la ejecución de proyectos comerciales de demostración de CAC y de proyectos de demostración de FER, que abarcan 300 millones de derechos de emisión procedentes de la reserva de nuevos entrantes, y los **principios básicos** aplicables a la monetarización de los derechos de emisión y a la gestión de los ingresos. La selección de proyectos se llevó a cabo mediante dos rondas de convocatorias organizadas por la Comisión y dirigidas a los Estados miembros, que cubrieron el equivalente a 200 millones de derechos de emisión para la primera ronda, y el equivalente a 100 millones de derechos de emisión más los derechos de emisión remanentes de la primera ronda, para la segunda ronda.

La **Decisión 2015/191 de la Comisión**, de 5 de febrero de 2015, tiene en cuenta que debido a la crisis económica, no será posible, por lo que se refiere a un número significativo de proyectos



adjudicados en virtud de la Decisión 2010/670/UE, alcanzar una decisión final de inversión en el plazo de veinticuatro meses a partir de la adopción de la decisión de adjudicación en el caso de los proyectos de demostración de *FER*, o en el plazo de treinta y seis meses a partir de la adopción de la decisión de adjudicación en el caso de los proyectos de demostración de *CAC*. Por tanto, tampoco será posible que tales proyectos entren en funcionamiento en un plazo de cuatro años a partir de la adopción de la decisión de adjudicación. Los plazos para la decisión final de inversión y la fecha de puesta en funcionamiento deben, por tanto, prorrogarse dos años. Debe aplicarse también un período de gracia de un año respecto a la fecha de puesta en funcionamiento.

– 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) Nº 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) Nº 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) Nº 601/2012, de la Comisión, se ha modificado mediante el Reglamento (UE) Nº 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) Nº 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 entró en vigor el 31 de julio de 2014.

– **Propuesta de Directiva por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE.**

Como se ha señalado anteriormente, una reducción de las emisiones de gases de efecto de invernadero en la UE de al menos un 40% para 2030 (con respecto a los niveles de 1990) es uno de los objetivos acordados por el Consejo Europeo como parte del Marco de actuación en materia de clima y energía. para el 2030. En la medida en que el RCDE UE se perfila como el principal instrumento para conseguir este objetivo, es necesario reformarlo para garantizar el buen funcionamiento del sistema.

Como primer paso en esta reforma, la UE adoptó recientemente la decisión de crear una reserva de estabilidad del mercado para el RCDE UE, mencionada en el apartado de subastas. La finalidad de la reserva consiste en corregir el gran excedente de derechos de emisión que se ha generado en el RCDE UE y aumentar la resistencia del sistema con respecto a los desequilibrios entre la oferta y la demanda.

El 15 de julio de 2015, la Comisión presentó una segunda propuesta que supone una revisión más

amplia del RCDE UE. El objetivo de la propuesta es convertir en ley las orientaciones del Consejo Europeo sobre la función que debería desempeñar el RCDE UE en la consecución del objetivo de reducción de los gases de efecto invernadero para el 2030. Los cambios propuestos también tienen por objeto fomentar la innovación y el uso de tecnologías hipocarbónicas, ayudar a crear nuevas oportunidades para el empleo y el crecimiento, a la vez que mantener las salvaguardias necesarias para proteger la competitividad industrial de Europa.

Control de las emisiones de los sectores industriales.

– **Plan Nacional Transitorio (PNT) para las grandes instalaciones de combustión**

La Directiva 2010/75/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre, de emisiones industriales, trasladada a la legislación española en sus disposiciones de carácter general mediante la Ley 5/2013 y los preceptos de marcado carácter técnico por medio del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, contempla que los Estados miembros puedan elaborar un Plan Nacional Transitorio (en adelante PNT) para las instalaciones de combustión autorizadas antes del 27 de noviembre de 2002 o que la hayan solicitado antes de dicha fecha, siempre que la instalación no se haya puesto en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003.

El PNT es aplicable desde el 1 de enero de 2016 hasta el 30 de junio de 2020, para cada uno de los



tres contaminantes: SO₂, NO_x y partículas y las instalaciones acogidas al mismo no están obligadas a cumplir con los valores límites de emisión (en adelante VLE) que les serían aplicables si no lo estuvieran, pero, a cambio, deben cumplir, globalmente para el conjunto de instalaciones, con unos topes anuales de emisión (toneladas/año), topes que se van reduciendo desde 2016 hasta el año 2020.

España, según lo establecido en el Directiva 2010/75/UE, presentó el PNT inicial a la Comisión Europea en diciembre de 2012. Posteriormente, España presentó, la última documentación en diciembre de 2014, el PNT a la Comisión para su aprobación definitiva, aprobación que se ha realizado por Decisión de la Comisión de 29 de mayo de 2015.

Queda pendiente la adopción del PNT español por Acuerdo de Consejo de Ministros, según se estipula en el Real Decreto 815/2013, para después, mediante orden ministerial, regular el control y seguimiento de las emisiones de las instalaciones incluidas en el mismo.

– **Directiva 2015/2193/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de noviembre, sobre limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión medianas.**

Aunque, con el paso del tiempo, a nivel de la Unión Europea se han reducido considerablemente las emisiones de contaminantes a la atmósfera, los niveles de inmisión siguen siendo problemáticos en muchas partes de Europa.

Las emisiones procedentes de las grandes instalaciones de combustión vienen siendo reguladas desde hace años. Sin embargo, las emisiones procedentes de la combustión de combustibles en instalaciones medianas no lo habían sido, aunque la combustión de ciertas instalaciones y dispositivos se regulan mediante medidas de ejecución contempladas en la Directiva 2009/125/CE.

Mediante la Directiva 2015/2193/UE se viene a regular las emisiones a la atmósfera de los contaminantes: dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas procedentes de las instalaciones de combustión medianas, con una potencia térmica nominal superior o igual a 1 MW e inferior a 50 MW, ya que las emisiones de este tipo de instalaciones contribuyan cada vez más a la contaminación del aire atmosférico debido, en particular, al creciente uso de la biomasa como combustible, impulsado por las políticas sobre el clima y energía.

En la directiva, además de relacionar unos tipos de instalaciones que quedan excluidos de la aplicación de la misma, define los tipos de combustibles consumibles, en especial los incluidos en el término de biomasa.

En el anexo II de la directiva, sin perjuicio del capítulo II de la Directiva 2010/75/UE cuando sea aplicable, figuran los VLE aplicables a las instalaciones de combustión medianas, según sean motores o turbinas de gas o del resto de tipo de instalaciones, así como si se refieren a instalaciones nuevas o a instalaciones existentes, considerándose existentes a aquellas que se hayan puesto en funcionamiento antes del 20 de diciembre

de 2018 o para las que se concediera un permiso antes del 19 de diciembre de 2017 de conformidad con la legislación nacional, siempre que la instalación se ponga en funcionamiento a más tardar el 20 de diciembre de 2018.

Los VLE del anexo II de la directiva aplicarán para las nuevas instalaciones de combustión medianas desde la entrada en vigor de la misma. Los VLE del anexo II de la directiva aplicarán a las instalaciones de combustión medianas existentes a partir del 1 de enero de 2025, si su potencia térmica nominal es superior a 5 MW, y desde el 1 de enero de 2030, si es igual o inferior a 5 MW. Los VLE del anexo II de la directiva no aplicarán a las instalaciones situadas en las Islas Canarias, los departamentos franceses de ultramar, las islas Azores y Madeira.

Los Estados miembros deben adoptar las medidas necesarias que garanticen que ninguna nueva instalación de combustión mediana esté en funcionamiento sin haber obtenido un permiso o haber sido registrada. Esta obligatoriedad aplicará a partir del 1 de enero de 2024 para las instalaciones existentes de potencia térmica nominal superior a 5 MW y a partir del 1 de enero de 2029, para las instalaciones existentes de potencia térmica nominal igual o inferior a 5 MW.

La directiva recoge ciertas exenciones y relajaciones del cumplimiento de los requisitos de la misma, en función de circunstancias ambientales, tipo de combustible utilizado u horas de funcionamiento.

Los Estados miembros deberán trasladar a su legislación la directiva antes del 19 de diciembre de 2017.

9.3 ÁMBITO NACIONAL

– Asignación gratuita derechos de emisión en el periodo 2013-2020

La Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen para el 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 asig-



nación 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 2 de diciembre de 2015 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, que han cesado parcialmente sus actividades o que han recuperado su nivel de actividad **antes del 1 de enero de 2015**.

Con fechas de 25 de abril de 2014, 10 de abril de 2015, y 22 de abril de 2016, 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, adoptó la asignación individual de derechos de emisión al primer, segundo y **tercer conjunto de instalaciones**, respectivamente, que solicitan asignación como nuevos entrantes del período 2013-2020 y se encuentran incluidas en el ámbito

de aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Por otro lado, el Acuerdo de Consejo de Ministros, de 17 de julio de 2015, aprueba la modificación de las asignaciones de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el periodo 2015-2020 a las instalaciones afectadas por la Decisión 2014/746/UE de la Comisión, de 27 de octubre de 2014 por la que se establece la segunda lista de sectores y subsectores que se consideran expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono.

– 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 Autonómica 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 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 2015, el FES-CO₂ ha lanzado la cuarta convocatoria de **Proyectos Clima** para seleccionar proyectos en los conocidos como «sectores difusos», para apoyar y fomentar actividades bajas en carbono mediante la adquisición de las reducciones verificadas de las emisiones generadas. Del mismo modo que en las tres anteriores convocatorias, se pretende dar continuidad e impulso al desarrollo de iniciativas de carácter programático que engloben varios proyectos dentro de un mismo paraguas o programa.

La Convocatoria 2015 de Proyectos Clima se lanzó el 15 de febrero de 2015 mediante la apertura del plazo para la presentación de propuestas de proyectos (PINs) cuya entrada en funcionamiento no sea posterior a 2016.

– Planes de impulso al Medio Ambiente: PIMA Sol, PIMA Aire, PIMA Tierra, PIMA Transporte, PIMA Residuos, PIMA Adapta y PIMA Empresa

Dentro de la apuesta del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (en adelante 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 (en adelante 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, de 2 de agosto, el **PIMA Aire**, el **PIMA Tierra**, el **PIMA Transporte**, el **PIMA Residuos**, el **PIMA Adapta** y el **PIMA Empresa**.

El **PIMA Sol**, es una iniciativa destinada a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector turístico español, mediante medidas de rehabilitación energética en sus instalaciones. Durante el año 2015 se valoraron las solicitudes recibidas. El MAGRAMA, comprará las reducciones de emisiones directas de gases de efecto invernadero que se produzcan en los hoteles mediante los proyectos de renovación, contando con una dotación económica de 5,21 millones de euros.



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, de 8 de febrero, por el que se regula la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos comerciales.

La última convocatoria de ayudas del Plan de Impulso al Medio Ambiente, **PIMA Aire 4**, para la adquisición de vehículos comerciales, vehículos de gas y bicicletas de pedaleo asistido por motor eléctrico, se adoptó mediante el Real Decreto 989/2014, de 28 de noviembre, que tiene como novedad respecto de los planes anteriores la inclusión, entre los vehículos subvencionables, los vehículos homologados como GLP, GNC, GNL o biofuel 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 presupuesto para la cuarta edición del PIMA Aire en el año 2015 ha ascendido a 9,6 millones de euros.

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. La dotación presupuestaria para esta iniciativa en los años 2014 y 2015, ha sido de 5 millones de euros.

Mediante el Real Decreto 1081/2014, de 19 de diciembre, 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. Todas las solicitudes se presentaron hasta el 1 de octubre de 2015. De las 1.500 solicitudes recibidas, en 2015 se han resuelto y pagado más de 400, contando con un presupuesto de 4,7 millones de euros en 2015.

El PIMA Residuos fue aprobado por Consejo de Ministros el 27 de noviembre de 2015, a propuesta del MAGRAMA. El Ministerio distribuirá 9,7 millones de euros entre las Comunidades Autónomas para mejorar la gestión de los residuos. De este importe, 8,2 millones de euros corresponden al PIMA Residuos en 2015 y 1,5 millones de euros a la mejora de los puntos limpios que gestionan las entidades locales.

El PIMA Adapta es un instrumento para la adaptación al cambio climático que contempla 46 actuaciones en Costas, Dominio Público Hidráulico y Parques Nacionales. Está dotado de 12,1 millones de euros en 2015.

Finalmente, el PIMA Empresa se aprobó por acuerdo de Consejo de Ministros el 6 de noviem-



bre de 2015 para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector empresarial. A su vez, se aprobó el Real Decreto que regula la adquisición de créditos de carbono por parte del Fondo de carbono para una economía sostenible en el marco de dicho Plan y que cuenta con una dotación presupuestaria de 5 millones de euros.

– Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (Plan PIVE)

En el año 2015, se ha efectuado por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo la séptima convocatoria del Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente, mediante el **Real Decreto 124/2015, de 27 de febrero, por el que se regula el PIVE-7**.

La renovación de las flotas de transporte se ha mostrado como una de las más eficientes medidas para la reducción del consumo energético, con efectos adicionales positivos en materia ambiental y de seguridad vial. En este sentido las experiencias del Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente, en sus seis convocatorias anteriores con el objetivo de sustituir un total aproximado de 715.000 vehículos antiguos con las mismas unidades de vehículos nuevos, y cuyos fondos se han agotado en un periodo de tiempo muy inferior al inicialmente previsto en estas convocatorias, reflejan la excelente acogida que ha supuesto este programa.

Estos planes han sido aprobados en el marco de las políticas de mejora de la eficiencia energética a las que está obligado el Estado español en el marco de la **Directiva 2012/27/UE**, del Parla-

mento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, que obliga a los Estados miembros a asumir **objetivos de mejora de la eficiencia energética en el horizonte del año 2020**.

Además del ahorro energético, existen razones de interés público, social y económico para que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo realice actuaciones de continuidad al Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente mediante la concesión de subvenciones directas. En este sentido, el Plan PIVE-7 pretende promover la baja incentivada de aproximadamente 175.000 vehículos con determinada antigüedad y modernizar el parque incentivando la adquisición de vehículos nuevos de alta eficiencia energética.

– 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 en el régimen del 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.

– **Real Decreto 183/2015, de 13 de marzo, por el que se modifica el Reglamento de desarrollo parcial de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental, aprobado por el Real Decreto 2090/2008, de 22 de diciembre.**

La Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Ambiental, que trasladó a la legislación española la Directiva 2004/35/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales, ha establecido un nuevo régimen jurídico de reparación de daños medioambientales de acuerdo con el cual los operadores que ocasionen daños al medio ambiente, o amenacen con ocasionarlos, deben adoptar las medidas necesarias para prevenir su causación o, cuando el daño se haya producido, para devolver los recursos naturales

dañados al estado en el que se encontraban antes del mismo.

Para asegurar que los operadores dispongan de recursos económicos suficientes para poder hacer frente a los costes derivados de la adopción de las medidas de prevención, de evitación y de reparación de los daños medioambientales, la ley establece que es requisito indispensable para el ejercicio de las actividades profesionales relacionadas en el anexo III de la misma el disponer de una garantía financiera, correspondiendo a la autoridad competente la responsabilidad del establecimiento de la cuantía de la misma para cada tipo de actividad, en función de la intensidad y extensión del daño que se pueda ocasionar, de acuerdo con los criterios que se fijen reglamentariamente.

Mediante el Real Decreto 183/2015, modificando el apartado 2.b) del artículo 37 del Real Decreto 2090/2008 que aprobó el Reglamento de Responsabilidad Medioambiental, se relacionan las actividades cuyos operadores están exentos de la obligación de constituir garantía financiera, señalando las actividades que sí requieren esta obligación: las sujetas a la aplicación de la Ley 16/2002, de prevención y control integrados de la contaminación, a las que aplique el Real Decreto 1254/1999, de accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas y las relacionadas con residuos mineros clasificadas como categoría A según el Real Decreto 975/2009. Por exclusión, el resto de actividades no precisarían constituir garantía financiera ni de comunicación de la misma a la autoridad competente.



El cálculo de la garantía financiera obligatoria debe partir, como se prevé en el artículo 24.3 de la Ley 26/2007, de un análisis de riesgos ambientales, cuyo alcance y contenido se desarrolla en el Reglamento de Responsabilidad Medioambiental. Mediante este nuevo Real Decreto 183/2015 se modifica el artículo 33 del citado reglamento introduciendo un nuevo método que simplifica notablemente al operador el proceso de fijación de la garantía financiera, en coherencia, no obstante, con el procedimiento anterior. Este nuevo procedimiento consiste, básicamente, en que el operador identifique los escenarios accidentales y su probabilidad de ocurrencia y, posteriormente, estime el índice de daño ambiental asociado a cada escenario.

Por lo que respecta a las fechas en las que serían exigibles la constitución de la garantía financiera, la disposición final cuarta de la Ley 26/2007 establece que se determinará por Orden del Ministro de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. La Orden ARM/1783/2011 estableció el orden de prioridad y calendarios de aprobación de las órdenes ministeriales para los sectores correspondientes a partir de las cuales será exigible la garantía financiera. Debido a las modificaciones que se han introducido en relación con la constitución de la garantía financiera obligatoria se ha producido un retraso en la publicación de las citadas órdenes ministeriales. Tras la entrada en vigor de este Real Decreto 183/2015, se iniciará la tramitación de la orden ministerial que fije la fecha a partir de la cual será exigible la constitución de la garantía financiera obligatoria.

– **Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los biocarburantes.**

Dentro de los objetivos de mejora del medio ambiente, reduciendo las emisiones procedentes del sector transporte en consonancia, en particular, con lo establecido en las conclusiones del Consejo Europeo, de octubre de 2014, donde se subraya la importancia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y los riesgos de dependencia de los combustibles fósiles en el sector transporte, así como de la mayor participación de las energías renovables en línea con los compromisos dentro de la Unión Europea de que en cada Estado miembro la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 sea, como mínimo, equivalente al 10% del consumo final de energía en el transporte en dicho Estado miembro, se ha adoptado el Real Decreto 1085/2015 cuyo objeto es el de introducir medidas relacionadas con el fomento de la utilización de los biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, así como la incorporación parcial a la legislación española de la Directiva 2015/1513/UE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo y la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Para alcanzar los objetivos relativos al uso de energías renovables establecidos en la normativa europea, la Ley 11/2013, de 26 de julio, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo de crecimiento y de la creación de empleo, faculta al Gobierno a regular objetivos de venta o de consumo de biocarburantes con fines de transporte, pudiendo, asimismo, modificar los objetivos regulados, así como establecer objetivos adicionales, en función de la evolución del sector de los biocarburantes y sus distintos tipos, los progresos

alcanzados en el consumo de electricidad procedente de fuentes renovables en el transporte y de la normativa comunitaria que se establezca en materia de objetivos de energía renovable en el transporte y en el consumo final bruto de energía.

El Real Decreto 1085/2015 establece objetivos globales anuales de venta o consumo mínimos de biocarburantes, sin restricciones por producto, de manera que los sujetos obligados tengan flexibilidad para alcanzarlo a través de certificados de biocarburantes en diésel o en gasolina, indistintamente. Estos objetivos de venta o consumo de biocarburantes son los porcentajes de las ventas o consumo de los mismos sobre el total de gasolina o gasóleo vendidos o consumidos con fines de transporte, en contenido energético, incluidos los biocarburantes.

En la Disposición adicional primera del real decreto se establecen estos porcentajes, de modo que para el año 2016 el objetivo anual mínimo obligatorio de venta o consumo de biocarburantes es del 4,3 por ciento (4,5 por ciento en el primer semestre y 4,1 por ciento en el segun-

do semestre), y para los años 2017, 2018, 2019 y 2020, los objetivos son del 5 por ciento, 6 por ciento, 7 por ciento y 8,5 por ciento, respectivamente.

El Real Decreto 1085/2015 recoge el objetivo previsto en la Directiva 2015/1513/UE donde se establece que, para el cómputo en el objetivo de energías renovables en el transporte, el porcentaje de biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos en almidón, de azúcares, de oleaginosas y de otros cultivos plantados en tierras agrícolas como cultivos principales fundamentalmente con fines energéticos, no podrá superar el 7 por ciento. Por otra parte, el real decreto establece que, por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se establecerá, antes del 6 de abril de 2017, un objetivo de venta o consumo de biocarburantes avanzados, el listado de los que tengan esta consideración, así como el factor multiplicador del contenido energético de cada uno de ellos, para el cumplimiento, en su caso, de los objetivos regulados.

**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 de 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.

2015 ha sido un año con una actividad importante en el campo de la I+D+i dentro del sector energético en el contexto europeo en el que España desde la SEIDI ha contribuido decididamente.

Europa está comprometida en la creación de la Unión de la Energía¹ que tiene como objetivos contribuir al crecimiento económico de la UE, mejorar la seguridad energética de Europa y luchar contra el cambio climático. Para ello ha establecido 5 medidas específicas relacionadas con cinco ámbitos principales, entre los que se incluye la **Investigación, innovación y competitividad**. La finalidad de estas medidas es garantizar una energía segura, sostenible, competitiva y asequible para Europa y sus ciudadanos.

El conjunto de medidas sobre la Unión de la Energía fue publicado por la Comisión el 25 de febrero de 2015, y consta de tres comunicaciones:

- un marco estratégico para la Unión de la Energía donde se detallan los objetivos de la Unión de la Energía y las medidas concretas que se adoptarán para alcanzarlos. En ella se establecen los objetivos de la Unión de la Energía, en cinco dimensiones estratégicas interrelacionadas, y las medidas detalladas que la Comisión Juncker adoptará para alcanzarlos, entre las que cabe destacar nuevos actos legislativos que reestructuren y revisen el mercado eléctrico, la garantía de una mayor transparencia en los contratos de gas, el desarrollo sustancial de la cooperación regional como paso importante hacia un mercado integrado, con un marco regulador más estricto, nuevas normas que aseguren el suministro de gas y electricidad, mayor financiación de la UE destinada a la eficiencia energética o un nuevo conjunto de medidas sobre energías renovables, y en lo que a la investigación concierne, **una mayor atención a la estrategia europea de investigación e innovación en materia de energía** y la elaboración de informes anuales sobre el estado de la Unión de la Energía, etc.
- Una Comunicación sobre la interconexión que establece las medidas necesarias para alcanzar el objetivo del 10 % de interconexión eléctrica de aquí a 2020, que es el mínimo necesario para la transmisión y comercio de electricidad entre Estados miembros. En ella se indican los Estados miembros que actualmente cumplen ese objetivo y los proyectos que podrían colmar lagunas de aquí a 2020.
- Una comunicación donde se establece la visión de la UE para el nuevo acuerdo mundial sobre el

¹ http://ec.europa.eu/priorities/energy-union-and-climate_en



cambio climático que fue finalmente aprobado en París en diciembre de 2015. La Comunicación también plasmaba las decisiones adoptadas en la Cumbre Europea de octubre de 2014 en un objetivo de reducción de las emisiones propuesto por la UE (la llamada «contribución determinada a nivel nacional» o INDC) para el nuevo acuerdo.

En lo que concierne a la medida sobre **Investigación, innovación y competitividad**, 5ª dimensión, el objetivo es que la investigación y la innovación constituyan el núcleo de la Unión de la Energía. La UE debe encabezar la tecnología en materia de redes inteligentes y hogares inteligentes, transporte limpio, tecnologías limpias aplicables a los combustibles fósiles y la generación nuclear más segura del mundo. El nuevo planteamiento de la investigación y la innovación en materia de energía se basará en el programa Horizonte 2020 y deberá acelerar la transformación.

La Comisión también propuso un proceso de gobernanza y supervisión dinámico e integrado para asegurarse de que se contribuya a los objetivos de la Unión de la Energía con acciones en todos los niveles. En este sentido se renueva el SET Plan y sobre él que se construirá la quinta dimensión de la Unión Energética.

En este contexto, en septiembre de 2015 se publicó la comunicación «**Towards an Integrated Strategic Energy Technology (SET) Plan: Accelerating the European Energy System Transformation**» C(2015)6317². En esta Comunicación

² <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/Complete-A4-setplan.pdf>

la CE establece que la Unión de la Energía debe construirse en base a la transformación del sistema energético europeo atendiendo a criterios de eficiencia económica y reducción de costes. Para ello propone una transición hacia sistemas de abastecimiento energético para los usuarios más inteligentes, más sostenibles, más flexibles, más descentralizados, más integrados, más seguros y competitivos.

Se necesita que tanto productores como suministradores innoven en la forma en que se produce, transporta, y se suministra la energía a los consumidores, y se les prestan servicios. La transformación que se propone del sistema energético colocará a los consumidores en el corazón del sistema y apoyará la competitividad de la industria europea.

La comunicación pone de manifiesto que esta transformación debe basarse en el Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET Plan)³, que ha sido desde su creación en 2007 la referencia de las políticas en tecnologías energéticas en la UE, pero reconoce que dicho plan necesita también transformarse para adaptarse a la nueva Unión de la Energía. El SET Plan debe identificar las estrategias prioritarias y las acciones necesarias para llevar a cabo la transformación que se requiere de una forma efectiva en costes, para ello debe liderar el proceso siendo capaz de analizar las necesidades, y priorizar, coordinar e integrar las acciones, de manera que por un lado se eviten duplicidades y de otro se busquen las sinergias a nivel nacional y europeo.

³ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan>



De acuerdo con lo anterior se proponen una serie de líneas de acción para llevar a cabo la transformación del SET Plan:

- Un enfoque más orientado, agrupando las acciones en 4 prioridades principales: renovables, consumidores, eficiencia energética y transporte, e incorporando otras dos: las tecnologías de CCS (Captura y almacenamiento de CO₂) y nuclear, que se podrán añadir para aquellos Estados miembros interesados.
- Un planteamiento más integrado, que debe ir del clásico enfoque vertical por tecnologías a una aproximación más horizontal e integrada, identificando nuevas oportunidades que ofrecen la investigación e innovación con un incremento de la flexibilidad y la resiliencia del sistema.
- Una nueva gestión del SET Plan, asegurando la transparencia y monitorizando el progreso alcanzado con una contabilización de los resultados.

Para ello se propone:

- Una nueva dirección del SET Plan, estableciendo foros dedicados para cada una de las prioridades anteriormente mencionadas y perfectamente coordinados con los de la Unión de la Energía.
- Fortalecer la cooperación y apertura del SET Plan con todas las partes interesadas relevantes, incluidas las asociaciones público privadas (PPP) y las Iniciativas tecnológicas conjuntas (JTI) con

la intención de romper silos. Es muy importante también establecer una buena colaboración con los sectores de las tecnologías de la información y las comunicaciones, y el transporte, ambos sectores fuertemente involucrados en las tecnologías facilitadoras clave, así como con los instrumentos del mercado de emisiones.

- Se fomentará un incremento de las acciones conjuntas entre los Estados miembros, con o sin el concurso de la CE, y el fortalecimiento del instrumento del Horizonte 2020, ERA-Net cofund. Y un nuevo tipo de PPP que pueda ser usada para construir grandes demostradores, siguiendo el modelo de asociación existente en el Foro Estratégico de las Infraestructuras de investigación ESFRI.
- Conseguir una mejor cooperación y coordinación a nivel europeo en base a una mayor transparencia, al intercambio de información y a evitar duplicar esfuerzos. Es necesario ser capaces de cuantificar la contribución de SET Plan a la Unión de la Energía, es preciso establecer un procedimiento de contabilización y para ello es esencial fijar y monitorizar Indicadores Clave de Prestaciones (KPI), entre otros el nivel de inversión, la tendencia en patentes, o el número de investigadores activos en el sector. Estos indicadores deberán estar en línea con los propuestos para la Unión de la Energía.
- La Comisión fortalecerá el sistema de información del SET Plan, SETIS⁴, para asegurar un mejor uso de la información disponible, los datos

⁴ <https://setis.ec.europa.eu/>



y los procedimientos y buenas prácticas de los stakeholders y los Estados miembros.

El nuevo y actualizado SET Plan propone diez acciones de I+D+i enfocadas a acelerar la transformación del sistema energético y la creación de empleo y crecimiento económico, asegurando el liderazgo de la Unión Europea en el desarrollo y despliegue de tecnologías de energía bajas en carbono.

Estas acciones contribuirán a alcanzar los objetivos de investigación e innovación de la Unión de Energía para:

- convertirse en el líder mundial en energías renovables;
- facilitar la participación de los consumidores y acelerar el progreso hacia un sistema energético inteligente;
- desarrollar y reforzar los sistemas de energía eficiente;
- diversificar y fortalecer las opciones de transporte sostenible;
- conducir la captura de carbono y el despliegue del almacenamiento; y aumentar la seguridad en el uso de la energía nuclear.

En base a todo lo anterior, los Estados miembros y Asociados, los restantes stakeholders y la Comisión han lanzado un ejercicio para el diseño de un Plan de Acción que dé respuesta a los objetivos anteriormente establecidos, en concreto las acciones que conciernen a las 10 acciones propuestas.

El ejercicio sigue un procedimiento estándar en el que los servicios de la CE elaboran y circulan unos documentos de trabajo que sirven como punto de arranque para la discusión entre los Estados miembros y los stakeholders sobre el desarrollo de una nueva cooperación en el campo de la investigación e innovación a nivel europeo y nacional y que vaya más allá de las acciones que marca el Horizonte 2020. Cada documento de trabajo persigue definir:

- El nivel de ambición, en términos de prioridades y cooperación en innovación.
- Las modalidades para llevar a cabo la implementación.
- El calendario para alcanzar resultados y adoptar los esperados entregables.

España lidera junto con la Comisión el Grupo de Trabajo que prepara el plan de acción de Energía solar térmica por concentración (CSP, *Concentrating Solar Power*). El grupo tiene como objetivo llevar a cabo acciones que, involucrando a la industria, los centros de investigación y los órganos de la Administración Pública, concluyan con un fortalecimiento de la energía solar de concentración en el contexto europeo.

También en el sector de la energía solar de concentración, España coordina la infraestructura de investigación europea ESFRI (*European Strategic Forum for Research Infrastructures*)⁵ EU-SOLARIS⁶, que pretende convertirse en la infraestructura para

⁵ <http://www.esfri.eu>

⁶ <http://www.eusolaris.eu>



el desarrollo científico y tecnológico de sistemas energéticos de Concentración Solar Térmica (CST) y sistemas de tecnologías Química.

Se trata uno de los proyectos de infraestructuras que fue incluido en la Hoja de Ruta ESFRI en 2010 que está liderado por España y cuenta entre sus socios con instituciones de Chipre, Francia, Alemania, Italia, Grecia, Israel; Portugal y Tokelau.

A continuación, se incluye un resumen de la actividad de I+D+i llevada a cabo por la Secretaría de Estado en el año 2015 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.

10.2 DIRECCIÓN GENERAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TÉCNICA. SUBDIRECCIÓN GENERAL DE PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN Y SUBDIRECCIÓN GENERAL DE PROYECTOS INTERNACIONALES

Enmarcada dentro de la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación, la Dirección General de Investigación Científica y Técnica tiene entre otras funciones:

- El impulso, difusión y orientación de la actividad científica y técnica en todas las áreas del conocimiento.

- La ejecución de los planes y programas de actuación de la Secretaría General en materia de investigación científica y técnica.
- El fomento de la actividad investigadora en todas las áreas del conocimiento a través de la financiación de proyectos de investigación y de acciones complementarias de carácter nacional.
- La gestión y financiación de proyectos de investigación científica y técnica, cooperación, perfeccionamiento y movilidad de investigadores, así como de acciones complementarias, en el ámbito internacional.

La financiación de proyectos en el ámbito de la energía se realiza dentro del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación (2013-2016). Dicho plan define los diferentes instrumentos que permiten implementar la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación (2013-2020). Dicho Plan contempla en uno de sus programas, Programa Estatal de Investigación, Desarrollo e Innovación orientada a los Retos de la Sociedad, el Reto 3 sobre Energía segura, eficiente y limpia.

Las prioridades científico-técnicas y empresariales propuestas en el Plan para este Reto incluyen principalmente los siguientes ámbitos:

- **ENERGÍA SOLAR –TERMOELÉCTRICA, FOTOVOLTAICA Y TÉRMICA:** (i) estudio e incorporación de nuevos componentes ligados a la hibridación para la producción de energía; (ii) desarrollo e incorporación de nuevos materiales; (iii) rendimiento, duración y costes en la



producción de energía solar fotovoltaica y desarrollo de procesos avanzados de fabricación de componentes; (iv) implantación de nuevas aplicaciones de la energía solar térmica –integración en edificios, descontaminación, desalación de agua, etc–; (v) desarrollo de sistemas y tecnologías de almacenamiento –industriales y residenciales– de energía, y (vi) gestión e integración de energía renovables en las redes convencionales.

- **ENERGÍA EÓLICA:** (i) desarrollo de componentes y turbinas; (ii) integración en red; (iii) adaptación de aerogeneradores a las condiciones extremas del entorno marino; (iv) materiales de construcción para estructuras -plataformas- y soporte de aerogeneradores en aguas profundas; (v) técnicas de transporte, mantenimiento, operación de las plataformas eólicas, y (vi) caracterización de los emplazamientos incluyendo estudios geotécnicos como medioambientales –físicos y químicos– y de biodiversidad -fauna, especies-, etc.
- **BIOENERGÍA:** (i) producción de biomasa terrestre o marina para aplicaciones en procesos industriales y producción de energía; (ii) sistemas de producción de combustibles y tecnologías de conversión para la producción y abastecimiento sostenibles de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos obtenidos de la biomasa; (iii) biocombustibles de alto valor añadido, y (iv) producción, almacenamiento y distribución de biocombustibles.
- **TRATAMIENTO DE RESIDUOS CON FINES ENERGÉTICOS:** (i) tratamiento de residuos

sólidos urbanos y residuos procedentes de los sistemas de tratamiento de agua y de plantas de reciclado, y (ii) estudio y desarrollo de tecnologías de tratamiento de gases.

- **HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE:** (i) producción de H₂; (ii) investigación y desarrollo de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible; (iii) almacenamiento y distribución de H₂, y (iv) usos de hidrógeno portátiles y estacionarios.
- **ENERGÍA MARINA:** undimotriz –olas– y maremotriz –mareas–, gradiente de salinidad y maremotérmica.
- **ENERGÍA GEOTÉRMICA:** (i) estudio de recursos geotérmicos de alta, media y baja temperatura y (ii) procesos y técnicas para la exploración y evaluación de energía geotérmica.
- **ENERGÍA NUCLEAR SOSTENIBLE:** (i) reactores, seguridad, prevención y diseño de nuevos combustibles; (ii) apoyo a la gestión de los combustibles usados y residuos de alta actividad; (iii) reducción de residuos mediante técnicas de separación y transmutación y (iv) tratamiento y gestión de los residuos de media y baja actividad.
- **REDUCCIÓN, CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂:** (i) reducción de emisiones de CO₂; (ii) tecnologías de captura de CO₂; (iii) materiales para captura de CO₂ incluyendo materiales de origen renovable –biocarbones–; (iv) conversión y utilización del CO₂ en nuevos productos o materiales; (v) evaluación emplazamientos para el almacenamiento de CO₂; (vi) viabilidad tecnológica de los almacenamientos en condi-



ciones estables y seguras y (vi) almacenamiento de CO₂ en los fondos marinos –acidificación de mares y océanos–.

- **REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES:** se apoyará la incorporación de desarrollos tecnológicos tanto en software como en hardware y en aplicación de nuevos materiales y el impulso a sistemas de información y comunicación, sistemas de previsión y optimización, electrónica de potencia, materiales y sensores e integración de recursos y distribución activa.

El 23 de junio de 2015 se publicó en el BOE las convocatorias para el año 2015 de ayudas correspondientes al Programa Estatal de Fomento de la Investigación Científica y Técnica de Excelencia, Subprograma Estatal de Generación del conocimiento y de ayudas correspondientes al Programa Estatal de Investigación, Desarrollo e Innovación orientada a los Retos de la sociedad, que incluyen las siguientes modalidades:

- 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.
- Programa Estatal de Investigación, Desarrollo e Innovación orientada a los Retos de la sociedad.
 - 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.
 - 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 y que demuestren un valor añadido de la colaboración internacional a la hora de enfrentarse a los retos de la sociedad. En concreto las actuaciones relacionadas con SOLAR ERA-NET 2014 y SOLAR ERA-NET 2015.



- 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 gestiona además las ayudas correspondientes al Programa Estatal de Promoción del Talento y la Empleabilidad, concretamente durante el año 2015 se gestionaron las ayudas correspondientes a los Subprogramas:

- Subprograma Estatal de Formación
- Subprograma Estatal de Incorporación
- Subprograma Estatal de Movilidad

En 2015 se financiaron proyectos en energías convencionales, alternativas y de fusión termonuclear; un total de 128 proyectos por un total de 17 MEUR cuya distribución⁷ puede consultarse en el Cuadro 10.1.

10.3 DIRECCIÓN GENERAL DE INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD. SUBDIRECCIÓN GENERAL DE COLABORACIÓN PÚBLICO-PRIVADA

En el marco del PLAN ESTATAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y TÉCNICA Y DE INNOVACIÓN 2013-2016, las prioridades científico-técnicas y

CUADRO 10.1 RESULTADOS DE FINANCIACIÓN

Área	Nº proyectos	€
Almacenamiento de energía	12	1.641.365
Bioenergía	17	2.600.201
Captura Transporte y Almacenamiento CO ₂	12	1.749.539
Eficiencia Energética	16	1.966.963
Electricidad	3	306.204
Eólica	4	347.149
Fusión Nuclear	8	507.474
Geotermia	1	84.700
Hidrógeno	12	2.026.992
Maremotriz	2	88.764
Pilas	7	943.757
Redes Inteligentes	6	451.523
Solar	18	2.012.819
Gas	10	2.287.505
TOTAL	128	17.014.955

⁷ Según búsquedas realizadas en BBDD de MINECO el 18.05.2016



empresariales propuestas en el Reto 3.- ENERGÍA SEGURA, EFICIENTE Y LIMPIA 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.

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, cuyas principales características y resulta-

dos obtenidos en la anualidad 2015 se describen a continuación.

10.3.1 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 Plan Estatal así como con el esquema de la Unión Europea reflejado en «Horizonte 2020». Sus principales características se resumen en el Gráfico 10.1.

Las ayudas que se conceden en esta convocatoria incluyen subvención para los agentes de I+D públicos y privados, préstamo para las empresas (0,329% de interés y amortización en 10 años, con 3 de carencia y 7 de devolución), y posibilidad de anticipo reembolsable FEDER a los organismos públicos. La contribución FEDER supone un 85 % en la Comunidad Autónoma de Canarias; 80 % en las Comunidades Autónomas de Andalucía, Principado de Asturias, Castilla-La Mancha, Ceuta, Extremadura, Galicia, Melilla y Murcia; y 50 % en las Comunidades Autónomas de Aragón, Baleares, Cantabria, Castilla y León, Cataluña, Comunidad Valenciana, La Rioja, Madrid, Navarra y País Vasco.

Los resultados obtenidos en la Convocatoria Retos Colaboración 2015 se presentan en Cuadro 10.2, siendo 33 el número total de proyectos financiados

GRÁFICO 10.1.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y REQUISITOS DE LA CONVOCATORIA RETOS-COLABORACIÓN 2015

Proyectos en cooperación entre empresas y agentes de I + D	
Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> Fomentar la cooperación estable entre el sector productivo y los agentes de I + D + I, y orientar la I + D a la demanda. Contribuir a la resolución de los retos sociales.
Beneficiarios	<ul style="list-style-type: none"> Empresas (solicitantes), OPIs, Universidades Públicas y Privadas, Centros Tecnológicos, Centros de I + D + I, etc.
Tipología y % participación	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo Experimental en cooperación, liderados por empresas y con participación mínima en: <ul style="list-style-type: none"> –Empresas $\geq 60\%$ (pero ninguna empresa $> 70\%$) –Agentes I + D $\leq 40\%$ Participación mínima de cada entidad $> 10\%$ ppto total proyecto
Presupuesto mínimo	<ul style="list-style-type: none"> 500.000 euros
Duración	<ul style="list-style-type: none"> Mínimo: 2 años Máximo: 4 años

Posibilidades de informe motivado ex-ante para deducciones fiscales a la I + D

y 25,59 M€ la ayuda total concedida. El mayor número de proyectos financiados son de energía eólica (6), eficiencia energética/smart cities (5) y energía solar fotovoltaica (5), seguidos de proyectos de bioenergía (4), redes inteligentes (3) y almacenamiento de energía (3). También existen proyectos relacionados con los combustibles fósiles (2) y uno de energía marina. Por último, en «Otros» se inclu-

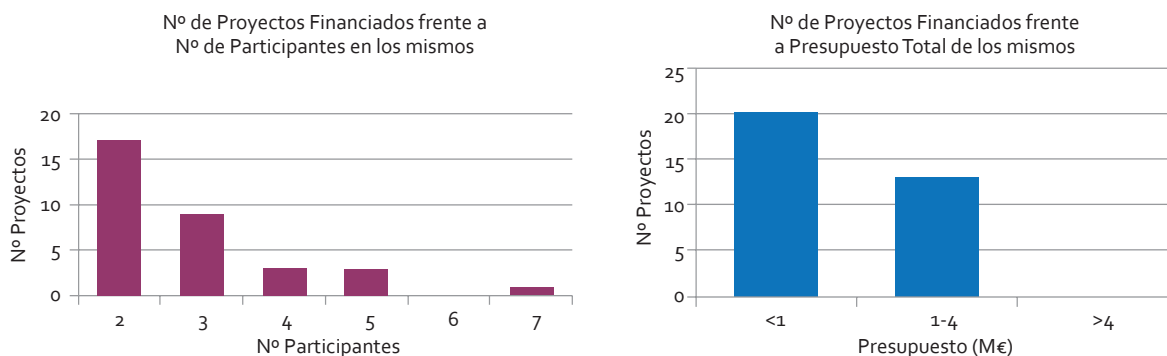
yen proyectos con temáticas variadas y transversales a los ámbitos energéticos anteriores. Hay que destacar que la ayuda total concedida a los proyectos es mayor en redes inteligentes que en otras temáticas, a pesar de tener un número menor de proyectos financiados, motivado por la mayor envergadura y número de socios en el consorcio de este tipo de proyectos de redes eléctricas.

CUADRO 10.2 RESULTADOS DE LA CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2015. PROYECTOS FINANCIADOS ÁREA ENERGÍA

Área Temática	TOTAL (2015-2018)		
	Nº Proyectos	Presupuesto Total Proyectos (€)	Ayuda Total Concedida (€)
Energía Eólica	6	6.270.962	4.287.025
Eficiencia Energética / Smart Cities	5	6.118.309	4.543.648
Energía Solar Fotovoltaica	5	4.832.253	3.049.969
Bioenergía	4	2.825.188	2.300.590
Otros	4	2.287.172	1.632.507
Redes Inteligentes	3	6.487.480	4.729.508
Almacenamiento de energía	3	3.531.374	2.233.042
Combustibles Fósiles	2	2.077.004	1.419.284
Energía Marina	1	3.030.462	1.394.234
TOTAL	33	37.460.204	25.589.807



GRÁFICO 10.2 Nº DE PROYECTOS FINANCIADOS EN LA CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2015 FRENTE AL Nº DE PARTICIPANTES Y FRENTE AL PRESUPUESTO DE LOS MISMOS. ÁREA ENERGÍA

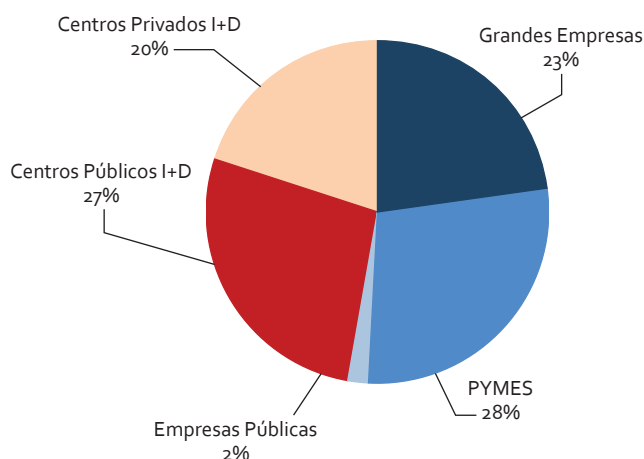


Por otra parte, en el Gráfico 10.2 puede verse el número de participantes en los proyectos energéticos financiados y el presupuesto total de los mismos. Se observa que la mayoría de los proyectos tienen dos participantes (una empresa y normalmente una universidad) o tres participantes (una empresa y en general una universidad y un centro tecnológico), aunque uno de los proyectos llega a tener hasta siete participantes. En cuanto al presupuesto, 20 de los proyectos han presentado un presupuesto menor de 1 M€, y el resto presupuestos comprendidos entre 1 y 4 M€.

La naturaleza de las entidades participantes se recoge en el Gráfico 10.3. Respecto a la parte empresarial destaca una mayor presencia de PYMES (28%) frente a grandes empresas (23%), y existen también empresas públicas (2%). En la parte de agentes de I+D, la mayor presencia corresponde a los centros públicos (universidades y OPIs).

En cuanto a la distribución de la ayuda concedida por Comunidades Autónomas, consecuencia de la razón social de los beneficiarios de los proyectos en cada una de ellas, Gráfico 10.4, destacan cla-

GRÁFICO 10.3 NATURALEZA JURÍDICA DE LOS BENEFICIARIOS DE LOS PROYECTOS FINANCIADOS EN LA CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2014. ÁREA ENERGÍA



Tipo de entidad	Nº
Grandes Empresas	22
PYMES	26
Empresas Públicas	2
Centros Públicos I+D	26
Centros Privados I+D	19
TOTAL	95

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO



GRÁFICO. 10.4 AYUDA CONCEDIDA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS EN LA CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2015. ÁREA ENERGÍA

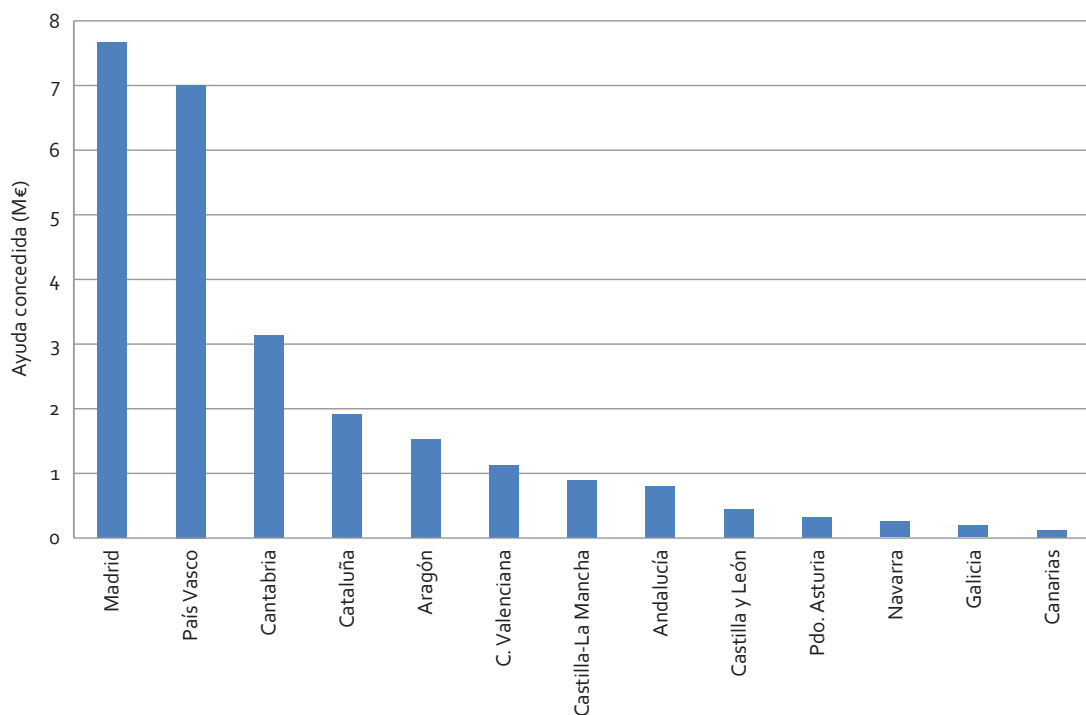
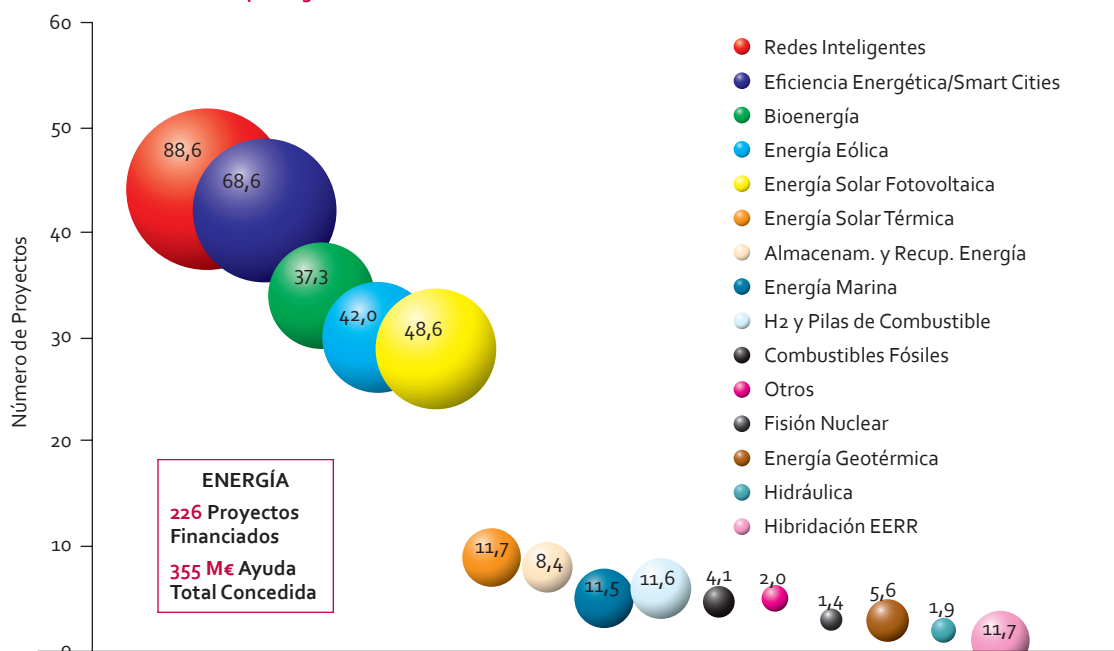


GRÁFICO 10.5 TOTAL CONVOCATORIAS COLABORACIÓN PÚBLICO-PRIVADA ENERGÍA: INNPACTO (2010 + 2011 + 2012) + RETOS COLABORACIÓN (2014 + 2015). Nº DE PROYECTOS FINANCIADOS POR LÍNEAS TEMÁTICAS Y AYUDA CONCEDIDA



El tamaño de las burbujas se corresponde con la ayuda total concedida (Valor numérico en su interior, M€).



ramente Madrid y País Vasco, seguidas de Cantabria, Cataluña, Aragón, Comunidad Valenciana, Castilla-La Mancha y Andalucía.

En el Gráfico 10.5 puede verse un resumen del total de las Convocatorias de Colaboración Público-Privada impulsadas desde la Dirección General de Innovación y Competitividad en los últimos años. Incluye las tres convocatorias INNPACTO (2010, 2011 y 2012) más las dos Convocatorias RETOS-COLABORACIÓN (2014 y 2015). En total se han financiado 226 proyectos, siendo 355 M€ la ayuda total concedida. Estos grandes proyectos energéticos están en total consonancia con los ámbitos temáticos 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, cuyo objetivo principal en cada caso se indica a continuación:

- Plataforma Tecnológica Española del H₂ y de las Pilas de Combustible (www.ptehpc.org): Facilitar y acelerar el desarrollo y la utilización en España de sistemas basados en pilas de combustible e hidrógeno, en sus diferentes tecnologías, para su aplicación en el transporte, en el sector estacionario y en el portátil, teniendo en cuenta para ello toda la cadena del I+D+i.
- Plataforma Tecnológica del Sector Eólico Español. REOLTEC (www.reoltec.net): Consolidar el posicionamiento tecnológico de la industria nacional a través del reforzamiento y coordinación de las etapas científico tecnológicas, y la difusión selectiva de los resultados y experiencias alcanzados.
- Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (www.pteco2.es): Crear un entorno favorable a la inversión en I+D+i, promover la creación de un tejido empresarial innovador y elevar la capacidad tecnológica en los procesos de mejora de eficiencia, captura, transporte, almacenamiento y valorización del CO₂, fomentando la implantación en la industria de estas tecnologías.
- Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas. FUTURED (www.futured.es): Promover el desarrollo y la evolución tecnológica

en el ámbito de las redes eléctricas que permita un desarrollo sostenible, un aumento de la competitividad y el liderazgo tecnológico de las entidades que forman parte de la plataforma.

- Plataforma Tecnológica Española de Biomasa. BIOPLAT (www.bioplat.org): Determinar las condiciones necesarias e identificar estrategias viables para la promoción y el desarrollo comercial sostenible de la biomasa en España.
- Plataforma Tecnológica Española de Eficiencia Energética. EE (www.ptee-ee.org): Impulsar la innovación en tecnologías de eficiencia energética, generando nuevas soluciones a través del impulso a la investigación y el desarrollo de nuevas técnicas, productos y servicios que contribuyan a la reducción de la demanda energética.
- Plataforma Tecnológica Española de Geotermia. GEOPLAT (www.geoplat.org): Identificar y desarrollar estrategias sostenibles para la promoción y comercialización de la energía geotérmica en España.
- Plataforma Tecnológica de Energía Solar Térmica de Concentración. SOLAR CONCENTRA (www.solarconcentra.org): Reforzar la cadena de valor del sector colaborando y apoyando la I+D, y fortaleciendo la transferencia tecnológica y el conocimiento entre agentes.
- Plataforma Tecnológica Española Fotovoltaica. FOTOPLAT (<http://fotoplat.org/>): Crear un

instrumento de colaboración en el sector fotovoltaico para activar las relaciones de interés de los actores público-privado y fomentar la I+D+i para el desarrollo industrial de las empresas y entidades participantes.

- Plataforma Tecnológica de Energía Nuclear de Fisión. CEIDEN (www.ceiden.es): Coordinar y desarrollar actividades de I+D+i orientadas a la operación segura, fiable y económica de las centrales nucleares actuales, la gestión de los combustibles usados y los residuos de alta actividad, la reducción de los residuos y el desarrollo del conocimiento tecnológico de los nuevos diseños de reactores.

La financiación para el apoyo de estas plataformas tecnológicas en el periodo 2005-2015 ha ascendido a 6,1 M€.

Hay que destacar que además de las Plataformas Energéticas mencionadas existen dos Grupos Interplataformas formados por plataformas de diferentes sectores, uno relacionado con las Ciudades Inteligentes y otro sobre Almacenamiento Energético (www.futured.es).

10.4 SECRETARÍA GENERAL DE CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN. CENTRO PARA EL DESARROLLO TECNOLÓGICO E INDUSTRIAL (CDTI)

El Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) es una Entidad Pública Empresarial dependiente de la Secretaría General de Ciencia,



CUADRO 10.3 OPERACIONES FINANCIADAS EN 2015 DISTRIBUÍDAS POR TIPOLOGÍA

Tipología	Número de operaciones	Compromiso de aportación pública CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	55	43.538.244	56.644.587
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO COOPERACIÓN	3	986.586	1.160.689
CIEN	15	11.678.514	15.716.442
CIIP, INTEREMPRESAS INTERNACIONAL	1	17.282	28.803
ITC, PROGRAMA INNTERCONECTA	31	7.772.010	16.560.157
LÍNEA DIRECTA DE INNOVACIÓN	5	2.132.133	2.795.476
Total general	110	66.124.769	92.906.154

Tecnología e Innovación del Ministerio de Economía y Competitividad que tiene por objeto incrementar la competitividad de las empresas españolas elevando su nivel tecnológico. Para ello lleva a cabo actividades de financiación de proyectos empresariales de I+D+i; de gestión y promoción de la participación española en programas internacionales de cooperación tecnológica y de apoyo a la creación y consolidación de empresas de base tecnológica.

10.4.1 Actividades de financiación del CDTI en el ámbito nacional

Durante el año 2015 el CDTI ha aprobado en el área de energía 110 operaciones de I+D e innovación desarrollados por empresas bajo la modalidad de Ayudas reembolsables, parcialmente reembolsables y subvenciones⁸. El conjunto de estas ayudas han dado lugar a una inversión total de 92,90 millones de euros y unos compromisos de aportación pública por valor de 66,12 millones de euros.

⁸ Programa Feder-Innterconecta. Convocatoria 2015 y Subprograma Interempresas Internacional

a) Financiación directa mediante ayudas reembolsables, parcialmente reembolsables y subvenciones en el sector⁹

En el Cuadro 10.3 se distribuyen, por tipología, las operaciones financiadas en 2015.

Por Comunidades Autónomas, el importe y las operaciones aprobadas se concentran en Madrid, seguida por Andalucía y País Vasco (Cuadro 10.4).

Dentro del área sectorial, la I+D+i en fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes supone el 68,8% de las operaciones aprobadas, el 76,25% de los compromisos de aportación pública y el 74,08 del presupuesto total de inversión empresarial (Cuadro 10.5).

b) Programa «INNVIERTE»

La gestión del Programa se instrumenta a través de la Sociedad de Capital Riesgo INNVIERTE ES, S.A.,

⁹ 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 y otros sectores con aplicación en el sector.



CUADRO 10.4 IMPORTE Y OPERACIONES APROBADAS POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS

CC.A.A	Nº de operaciones	Compromiso de aportación pública CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
ANDALUCIA	19	8.171.603	13.265.558
ARAGÓN	1	284.356	379.141
ASTURIAS (PRINCIPADO DE)	10	2.221.455	4.471.938
BALEARES	1	786.125	1.048.166
CANARIAS	4	1.048.390	2.308.860
CANTABRIA	3	973.743	1.176.045
CASTILLA LA MANCHA	1	4.857.727	7.166.903
CASTILLA Y LEÓN	3	961.217	1.240.916
CATALUÑA	5	2.231.722	2.625.556
COMUNIDAD VALENCIANA	6	6.754.428	8.230.638
EXTREMADURA	1	168.020	197.671
GALICIA	8	3.609.662	5.579.317
MADRID (COMUNIDAD DE)	24	16.879.214	21.934.952
MURCIA	4	574.790	1.090.246
NAVARRA (C. FORAL DE)	7	10.467.912	13.980.699
PAIS VASCO	13	6.134.404	8.209.548
Total general	110	66.124.769	92.906.154

S.C.R, cuyo fin es potenciar la inversión de capital riesgo en el sector tecnológico español, impulsando empresas innovadoras o de base tecnológica (principalmente pequeñas y medianas empresas) y facilitando la participación estable del capital privado a largo plazo mediante la inversión en vehículos público-privados.

Las inversiones de los vehículos de capital riesgo apoyados por INNVIERTE en el área de energía y medio ambiente, a diciembre de 2015, se muestran en el Cuadro 10.6.

10.4.2 Programa Marco de la Unión Europea, «Horizonte 2020»

Durante el año 2014-2015 se abrieron las primeras convocatorias del nuevo Programa Marco de

Investigación e Innovación de la Unión Europea «Horizonte 2020», establecidos en programas bienales. 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 Technology Plan (SET Plan) como pilar estratégico de la evolución de las tecnologías energéticas. Esta iniciativa continúa siendo clave por su fuerte influencia en los Programas de Trabajo de Horizonte 2020.

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO

CUADRO 10.5 OPERACIONES APROBADAS SEGÚN ÁREAS SECTORIALES

Área Sector	Área Sector Nivel 2	Área Sector Nivel 3	Nº Proyectos	Operaciones	Presupuesto Total (€)	Compromisos Aportación CDTI (€)	
ENERGÍA	Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía	Investigación y desarrollo tecnológico para mejorar la eficiencia en el uso final de la energía, con especial atención al sector industrial.	6	6	3.003.339	2.342.874,41	
		Investigación y desarrollo tecnológico en generación distribuida, transporte y distribución activa.	5	15	8.928.231	4.244.319	
		Otros contenidos. (Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía.)	1	1	434.759	326.068,38	
		Sin Nivel Asignado	2	2	1.562.709	1.328.301,55	
			14	24	13.929.038	8.241.563,34	
	Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes	Investigación y desarrollo tecnológico para la evaluación y predicción de recursos de energías renovables.	1	1	735.430	624.999,30	
		Investigación y desarrollo tecnológico en energía eólica.	15	15	23.080.907	17.319.846,91	
		Investigación y desarrollo tecnológico en energía solar.	20	26	17.350.983	12.136.463,77	
		Investigación y desarrollo tecnológico en biomasa y biocombustibles:	10	13	5.515.895	3.961.384,16	
		Investigación y desarrollo tecnológico en otras energías: Marinas, geotérmica y minihidráulica.	3	3	2.075.223	1.680.444,55	
		Otros contenidos. (Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.)	1	1	613.064	445.942,75	
		Sin Nivel Asignado.	1	5	3.370.720	1.732.356,50	
			51	64	52.742.222	37.901.437,94	
	Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes	Investigación y desarrollo tecnológico para el uso limpio del carbón y de productos petrolíferos. Captura, almacenamiento y transporte de CO ₂ .	1	1	537.964	457.269,40	
		Investigación y desarrollo tecnológico para la producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno con fines energéticos.	1	1	2.823.249	2.119.037,53	
		Otros contenidos. (Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes.)	3	3	1.160.689	986.585,65	
		Sin Nivel Asignado.	5	5	4.521.902	3.562.892,58	
	Resumen			70	93	71.193.162	49.705.893,86
	MEDIOAMBIENTE	Prevención de la Contaminación	Mejora de procesos y tecnologías energéticas. Eficiencia energética.	1	1	195.491	146.618,25
	SECTORES INDUSTRIALES	Químico	Materias primas alternativas al petróleo. Nuevos combustibles. Valorización de subproductos y residuos.	2	2	7.364.574	5.025.746,80
	TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y LAS COMUNICAC.	Aplicaciones, servicios y contenidos sectoriales	Energía.	14	14	14.152.927	11.246.509,72
Resumen			17	17	21.712.992	16.418.874,77	
Resumen Total			87	110	92.906.154	66.124.768,63	

CUADRO 10.6 COMPROMISOS DE INNVIERTE EN ENERGÍA Y MEDIOAMBIENTE

Sector	Empresa que lidera	Empresas en cartera	Fondos recibidos por las participadas (€)
Energía-Medio Ambiente (EMA)	AGBAR (Coinversión)	3	1.700.000
Energía-Medio Ambiente (EMA)	Iberdrola (Coinversión)	2	900.000
Energía-Medio Ambiente (EMA)	Repsol (Coinversión)	2	2.200.000

El SET Plan en el marco del Horizonte 2020, ha evolucionado hacia un concepto más integrado de las tecnologías energéticas, e identifica una serie de prioridades en términos de investigación e innovación en torno a una serie de retos del sistema energético. La comunicación «Energy Union» lanzada por la comisión en febrero del 2015 establece 5 pilares básicos para conseguir los objetivos de impulsar la seguridad energética, la sostenibilidad y la competitividad

- Seguridad energética, solidaridad y confianza.
- Un mercado europeo de la energía plenamente integrado.
- Eficiencia energética como contribución a la moderación de la demanda.
- Descarbonización de la economía.
- Investigación, innovación y competitividad.

Dentro del quinto pilar, el SET-PLAN se articula como herramienta para conseguir a través de la investigación, desarrollo e innovación alcanzar los objetivos marcados en la Energy Union, y el reto social de «energía segura, limpia y eficiente» dentro del H2020 como instrumento clave para progresar en dichos objetivos, y contribuir a la transformación del sistema energético europeo actual.

Dentro del Programa Horizonte 2020, y durante su segundo año de desarrollo, el Programa de Energía ha adjudicado convocatorias de las tres partes en las que se estructura: Eficiencia Energética, Energía baja en Carbono y Ciudades Inteli-

gentes. En la parte de Eficiencia Energética se han adjudicado 77,6 millones de Euros, de los que 9,3 han sido captados por entidades españolas, lo que significa un 12% respecto al total de países y un 12,3 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 2015 por delante de Reino Unido (11,7%), Italia, (10%) y Alemania (9,5%). 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 2015, ha financiado entre otros, proyectos de demostración en Almacenamiento de Energía a gran escala, de demostración en redes de transmisión eléctrica transeuropeas, y de investigación y demostración en energías renovables y biocombustibles, por un valor global de 599 Millones de Euros. De esta cantidad, 64,3 Millones de euros fueron adjudicados a entidades españolas, lo que supone un 10,7% del total, situando a España como el tercer captador de fondos por detrás de Alemania (18,6%) y de Reino Unido (13,1%) y por delante de Francia (10,3%).

Por último, se incluye dentro del programa de Energía 2015 la Convocatoria de Ciudades y Comunidades Inteligentes, que sigue la línea de grandes proyectos de demostración tanto de Eficiencia energética como de Movilidad y de aplicaciones de tecnologías de la Información y las Te-



lecomunicaciones. 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 cuatro de estos proyectos: uno de ellos liderado por la entidad Fomento de San Sebastián en la que San Sebastián actúa como ciudad de demostración; otro liderado por una entidad Francesa, en la que el Ayuntamiento de Santiago de Compostela actúa como ciudad Follower; otro liderado por la Fundación Tecnalia en la que la ciudad de Vitoria actúa como ciudad demostración y un cuarto liderado por una entidad Londinense. Estadísticamente, las entidades españolas que recibirán financiación (27 de 149; 18%), han conseguido 21,6 Millones de Euros que significa un 20,7% de los 104 Millones adjudicados. Con este porcentaje, España ha sido el país de más éxito en la Convocatoria de Ciudades Inteligentes, por delante de Italia (15,4%) y Reino Unido (15,3%).

De manera global, el año 2015 ha supuesto un gran éxito de las entidades españolas en este programa de Energía. De los casi 780 Millones de Euros adjudicados, prácticamente 95 irán a entidades Españolas (12,2%) situando a España en

tercera posición por detrás de Alemania (16,4%), y Reino Unido (13,3%) y por delante de Francia (9,8%). 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 (57%), seguidas muy detrás de los centros tecnológicos (13%), las administraciones públicas (9%) y las Universidades (6,8%).

Por Comunidades Autónomas, los participantes españoles se centran principalmente en dos comunidades, con destacada participación: País Vasco (36%) y Madrid (31%). Les sigue Cataluña (8,6%), Principado de Asturias (5,3%) y Andalucía (4,7%).

Los participantes más destacados de este año han sido, Fundación Esteyco, S.A., con actividad destacada en tecnologías wind-offshore, Fundación Tecnalia, Acciona Infraestructura, S.A., Adwen Offshore, S.L.; Vivienda y Suelo de Euskadi; EDP Renovables Europa, S.L., CIEMAT, Fundación CENER-CIEMAT, Fomento de San Sebastián, y Gira, S.A.

10.5 CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS, MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT)

El CIEMAT es un Organismo Público de Investigación adscrito al Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO) 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 1.336 personas, el CIEMAT está diversificado tecnológicamente y geográficamente.

Está estructurado en cinco departamentos técnicos: Energía, Laboratorio Nacional de Fusión, Medio Ambiente, Tecnología e Investigación Básica. Completan la estructura tres subdirecciones generales de carácter horizontal: Seguridad y Mejora de las Instalaciones, Relaciones Institucionales

y Transferencia del Conocimiento, y Secretaría General.

Cuenta con seis centros territoriales, cuya sede principal está en Madrid, en la que trabaja la mayoría del personal. Los otros cinco centros están en: Almería con la Plataforma Solar de Almería (PSA), una gran instalación científica de reconocimiento internacional en tecnologías solares; Soria con el Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) y el Centro Internacional de Estudios de Derecho Ambiental (CIEDA); Cáceres con el Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA); y Barcelona con el Centro de Investigación Socio-Técnica (CISOT).

Dentro de los recursos económicos, los gastos totales del CIEMAT fueron de 95,08 M€, distribuidos según los porcentajes siguientes: Energía 22%, Fusión 19%, Investigación Básica 8%, Medio Ambiente 11%, Tecnología 13%, 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 efectos en el medio ambiente u otros temas ad-



yacentes, 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 2015 es de 296. De ellos, el 66% (194) son de ámbito internacional. Esto supone una visibilidad del CIEMAT más allá de las fronteras geográficas. La cifra de comités de ámbito nacional (101) no es nada despreciable, pues la labor de este Organismo también es reconocida en el entorno más próximo. El resto de comités (1) se encuentran en un ámbito autonómico o local.

En cuanto al alcance de los comités, el 67% (197) 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 29% (85) 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, (54%). 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 (27% 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 (31%), radiaciones ionizantes (17%) o efectos de la energía en el medio ambiente (14%).

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:

- Comisión de energía del Centro Superior de Estudios de la Defensa Nacional (CESEDEN)
- Comité de dirección del convenio nacional Halden
- Comité ejecutivo de la Alianza por la Investigación y la Innovación Energética (ALINNE)
- Consejo Rector del Centro de Investigación Biomédica en Red de Enfermedades Raras (CIBERER)
- Consejo Rector del CSIC
- European Energy Research Alliance (EERA) Executive Committee
- Executive Committee of European Climate Research Alliance (ECRA)
- Executive Committee of the Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNETP)

- Governing Board of European Society for Gene and Cell Therapy (ESGCT)
- Governing Board of Fusion for Energy (F4E)
- Grupo Técnico de Compuestos Orgánicos persistentes para el seguimiento de la Aplicación del Convenio de Estocolmo en España.
- Junta Directiva de la Asociación Española de Energía Solar (AEDES)
- Junta Directiva de la Sociedad Española de Protección Radiológica (SEPR)
- Junta Directiva de la Sociedad Nuclear Española
- Pleno del Consejo Superior de Metrología (SME)
- Science and Technology Advisory Committee of ITER project
- Steering Committee of the Jules Horowitz Reactor (JHR) Project
- Technical Advisory Panel (TAP) of Fusion for Energy (F4E)

El CIEMAT tiene una fuerte implicación en el desarrollo y la actividad de ALINNE, surgida en 2011, a iniciativa del entonces Ministerio de Ciencia e Innovación, 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.

A lo largo de 2015, se han celebrado dos reuniones del Comité Ejecutivo, que preside el Director General del CIEMAT, así como dos reuniones ordinarias de su Comité Delegado de Estrategia y una reunión inter-comités (Estrategia, Coordinación e Internacionalización).

En enero de 2015, se celebró, en el MINECO, una Jornada de presentación del informe «Análisis del Potencial de Desarrollo Tecnológico de las Tecnologías Energéticas», con la participación, entre otros, de la Secretaria de Estado de I+D+i, D^a Carmen Vela, del Director General del CIEMAT y Presidente de ALINNE, D. Cayetano López Martínez, y de la Directora General de Innovación y Competitividad del MINECO, D^a. María Luisa Castaño Marín. Este informe constituye un ejercicio único y supone una herramienta útil para la elaboración de estrategias en un ámbito como el de la energía. El análisis lo ha elaborado el Comité de Estrategia de ALINNE, apoyado por un grupo de evaluación de 45 expertos de las instituciones pertenecientes a ALINNE y dos expertos externos y con la participación de plataformas tecnológicas y asociaciones profesionales activas en el área energética.

En octubre de 2015, ALINNE participó en la organización y coordinación de la Mesa Temática Interregional sobre Energía e I+D+i, celebrada en el CIEMAT y organizada por la Red de Políticas Públicas de I+D+i, para dar respuesta a la importancia dada a esta prioridad por las comunidades autónomas en sus Estrategias de especialización inteligente (RIS3). Durante las dos jornadas de duración del evento se analizaron diversos factores de interés para las CC. AA. en relación con Eficiencia energética y Ciudades inteligentes, Generación, transporte y almacenamien-



to de energía e Instrumentos de apoyo de la I+D+i en el sector de la energía. Con una participación en torno a 80 personas, tanto de las diversas Administraciones como de empresas, plataformas tecnológicas, asociaciones y centros tecnológicos del sector energético, esta mesa temática, se configura como un hito que debe potenciar la coordinación de todos los actores nacionales en el campo de la I+D+i en energía, para optimizar su ejecución.

Los Comités Delegados de ALINNE prepararon en 2015 sus respectivas propuestas de planes de trabajo para el bienio 2015-2016, que presentaron al Comité Ejecutivo. En dichos planes se destaca la ejecución de un programa de interacción con las diferentes PTs y asociaciones en el área de la tecnología energética. En este sentido se elaboró un catálogo de temas de discusión y se celebraron un total de 5 reuniones con otras tantas PTs, entre julio y diciembre de 2015. Esta actividad constituye la primera etapa para la actualización del ejercicio de análisis de las tecnologías energéticas (ejercicio APTE) realizado hasta 2014, considerando los cambios que, de manera frecuente, se producen en los escenarios y evitando así la obsolescencia del mismo. También, dentro de los citados planes de trabajo se incluyó el análisis de las prioridades de las CCAA en relación a la energía, basándose en los documentos RIS3 publicados por éstas, y la internacionalización del ejercicio APTE mencionado, presentándolo a autoridades de la CE (Comisario de Energía, Dirección General de Investigación), actividades, todas, comenzadas en 2015 y con progresión en 2016.

Además de asistir a comités y foros, el CIEMAT participa en 23 plataformas tecnológicas (PT) es-

pañolas 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 2015 organizados por áreas científico técnicas y líneas de actuación:

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 centrado en el desarrollo de nuevas arquitecturas de dispositivo y nuevos materiales para células de heterounión de silicio (proyecto HELLO). Además, se ha estudiado la viabilidad del uso del grafeno como parte del contacto frontal de las células fotovoltaicas con el fin de mejorar sus propiedades ópticas (mayor transparencia) y eléctricas (menor resistencia eléctrica) (proyecto GRAFAGEN).

En **materiales policristalinos de lámina delgada** se han obtenido absorbentes fotovoltaicos de Cu_2SnS_3 con estructuras cúbica y tetragonal combinando técnicas de evaporación y sulfurización. Se han desarrollado óxidos conductores transparentes mediante pulverización catódica como recubrimientos de baja emisividad para su aplicación en ventanas inteligentes (proyecto OMEGA).

Paralelamente, se han investigado nuevos procedimientos de fabricación y caracterización de células solares de lámina delgada, contrastados con otros socios del consorcio del proyecto,

cuyo objetivo final es mejorar la competitividad de la industria fotovoltaica europea (proyecto CHEETAH).

En **células y módulos fotovoltaicos (FV)** se ha investigado en protocolos de ensayo y caracterización para la evaluación del envejecimiento de diferentes tipos de módulos FV debido a la exposición a la luz ultravioleta (UV), a la combinación de altas temperaturas y humedad relativa y a la degradación inducida por tensión (PID) de acuerdo a la futura norma IEC (proyecto CONFIANZA). Se ha realizado un estudio experimental de vibraciones mecánicas en los módulos FV debidas al transporte por carretera.

Se han completado 427 calibraciones de sensores de radiación solar (piranómetros, pirheliómetros, células fotovoltaicas) de sistemas de monitorización de las centrales FV y termoeléctricas, a petición de las empresas del sector, determinando en todos los casos las derivas anuales y las desviaciones en relación a las constantes nominales.

En **sistemas y centrales FV**, en relación a las actividades de medida de degradación de potencia, caracterización por electroluminiscencia y termografía infrarroja y reparación de módulos defectuosos se han emitido informes correspondientes a 515 módulos procedentes de centrales FV en operación. Se ha diseñado y puesto en operación un sistema fotovoltaico autónomo con los paneles FV integrados en la fachada oeste del edificio 42 del CIEMAT. Esta nueva instalación tiene por objeto la recarga de los bancos de baterías del laboratorio de fotovoltaica para la realización de

medidas y ensayos de inversores fotovoltaicos autónomos, reguladores de carga de baterías e inversores inteligentes de autoconsumo con baterías.

En **componentes y nuevos desarrollos** se ha realizado un modelo de comportamiento térmico de sistemas fotovoltaicos de concentración con foco puntual y refrigeración pasiva. Se ha establecido un procedimiento completo de caracterización del comportamiento lumínico de módulos semi-transparentes para integración en edificios y se ha aplicado a los módulos fotovoltaicos desarrollados (proyecto OMEGA).

LÍNEA: Energía solar térmica

En el ámbito de los **sistemas solares de media concentración** se ha realizado una intensa labor de ensayo de componentes, evaluaciones de resultados, desarrollo en laboratorio y modelado y simulación de componentes para captadores cilindroparábolicos y sistemas completos (proyectos DETECSOL, SITEF, DUKE-II, DNICast, STAGE-STE, SFERA-II). Han comenzado estudios de mejora de la tecnología mediante la optimización de sus componentes y la reducción del impacto medioambiental optimizando el consumo de agua (proyectos WASCOP y RAISELIFE).

Se ha concluido *la Task 49 Solar Heat Integration in Industrial Processes del Programa Solar Heating and Cooling* de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y se ha continuado con la coordinación del Sub-programa *Line-focusing CSP Systems* del *EERA JP Concentrated Solar Power*,

y del grupo reflectancia de la *Task III de Solar-PACES*.

En el ámbito de los **sistemas solares de alta concentración** se ha continuado colaborando con la industria en la caracterización de prototipos de heliostatos, ensayando 3 modelos distintos con posibilidad de instalarse en alguno de los proyectos comerciales de sistemas de torre central que actualmente se están desarrollando en el mundo.

Se ha trabajado en el desarrollo de un sistema de medida de flujo para plantas comerciales de torre central, en la definición y ensayo de un prototipo de heliostato de bajo coste, en la medida de temperatura mediante infrarrojos y en métodos de determinación de propiedades térmicas de materiales para componentes de alta temperatura (proyectos STAGE-STE y SFERA-II). Se ha continuado con el análisis y optimización de receptores volumétricos de malla metálica y con almacenamiento de energía en lechos de roca para sistemas de aire atmosférico (proyecto DETECSOL).

Se ha comenzado un proyecto para el desarrollo de un nuevo concepto de ciclo de aire atmosférico acoplado a una turbina de gas para sistemas de receptor central (proyecto CAPTURE). En colaboración con las universidades de Almería y de Huelva, se ha iniciado un proyecto que pretende establecer una metodología sencilla para la determinación de la extinción atmosférica de la radiación solar en sistemas de receptor central (proyectos PRESOL) y otro proyecto donde, además de comenzar a estudiar la viabilidad del empleo

de CO₂ supercrítico como fluido refrigerante en receptores de torre se trabaja en el análisis y optimización de receptores volumétricos de malla metálica y en el almacenamiento de energía en lechos de roca para sistemas de aire atmosférico (proyecto DETECSOL).

En cuanto a la **aplicación de concentración solar a procesos industriales y producción de H₂**, se ha realizado la remodelación de la plataforma de ensayos de la torre CRS de la PSA para albergar la planta experimental de 750 kW a fin de estudiar la viabilidad del proceso de producción solar de hidrógeno (proyecto HYDROSOL).

Se ha formalizado la cesión a la PSA de la planta utilizada durante los años 2010 a 2012 para la demostración de la tecnología de producción termoquímica de hidrógeno a partir de residuos carbonosos, con participación del Paul Scherrer Institute (PSI; Zurich, Suiza). Además, se ha finalizado la puesta en marcha de la planta y se ha iniciado una campaña de ensayos de evaluación del receptor solar de 200 kW para producción de H₂ (proyecto HiTerSol).

Respecto a los estudios de sistemas de almacenamiento térmico se han realizado estudios sobre potenciales candidatos a materiales de almacenamiento por cambio de fase, permitiendo descartar algunos de los citados en la literatura como muy prometedores. Estos estudios también han servido para establecer un protocolo de ensayos necesarios a la hora de calificar sustancias como viables para almacenamiento térmico de energía. Además, se ha colaborado con varias empresas en la optimización y ensayo de componentes para

circuitos con sales fundidas, principal medio de almacenamiento térmico en las actuales centrales termosolares.

LÍNEA: Aplicaciones de la radiación solar

En **detoxificación solar de aguas residuales y desinfección solar de agua** se ha continuado con el seguimiento del tratamiento de micro-contaminantes de una mezcla modelo de compuestos farmacéuticos (escala µg l⁻³) y de efluentes reales de depuradora realizado mediante cromatografía de alta resolución (UPLC-DAD) y cromatografía acoplada con un detector de masas (LC/MS). Además, se han realizado las medidas de toxicidad con diferentes microorganismos.

Se ha aplicado el proceso foto-Fenton o foto-Fenton combinado con ultrasonidos para el tratamiento de efluentes procedentes de hospitales, compuestos iodados utilizados como agentes de contraste como ioxenol, tanto en agua como en orina humana.

Se ha continuado con la evaluación de un nuevo reactor tipo *raceway* para tratar aguas con micro-contaminantes, mediante foto-Fenton solar usando concentraciones de hierro bajas.

En el ámbito del tratamiento de aguas residuales industriales se ha estudiado la utilización de complejos de hierro con ácido etilendiamino N,N-disuccinico para el tratamiento mediante foto-Fenton de aguas industriales a pH neutro, concluyendo que en este caso el proceso mejora respecto a utilizar hierro disuelto en el agua a pH cercano a 3.



Se ha propuesto una estrategia para el tratamiento de lixiviados de vertedero basada en la combinación de tecnologías nuevas y convencionales. Para ello, se ha optimizado el pre-tratamiento físico-químico de los lixiviados de vertedero mediante el uso de coagulantes comerciales y FeCl_3 y después se ha llevado a cabo la comparación desde un punto de vista técnico y económico de los procesos de oxidación química de foto-Fenton solar y ozonización para la eliminación de toxicidad y aumento de biodegradabilidad de estas aguas industriales. Se ha concluido que el proceso foto-Fenton solar es competitivo con la ozonización, más comúnmente empleada en el tratamiento de aguas.

Se ha llevado a cabo la detección y monitorización de los contaminantes como plaguicidas presentes en el agua residual de una industria agroalimentaria. Para ello, se ha seguido la concentración de los plaguicidas presentes en mayor concentración en dicha agua residual industrial (acetamiprid, tiabendazol e imidacloprid) a lo largo de su tratamiento biológico en un reactor de lecho fluidizado determinando el porcentaje adsorbido sobre el biofilm adherido a los soportes. También se ha evaluado la completa eliminación de dichos plaguicidas mediante un tratamiento terciario basado en fotocatalisis solar con TiO_2 soportado en esferas de vidrio.

Respecto a la desinfección fotocatalítica de aguas y su reutilización se ha estudiado la desinfección de efluentes reales de depuradora urbana mediante tratamientos basados en la adición de hierro y peróxido de hidrógeno con radiación solar en reactores solares tipo CPC. Los resultados más

importantes obtenidos han mostrado la inactivación de diversos tipos de microorganismos presentes como *E. coli*, coliformes totales, *E. faecalis* y *Salmonella*.

Se han llevado a cabo estudios de riego con aguas residuales tratadas mediante tecnologías solares para el cultivo de diversos productos de consumo como la lechuga y el rábano, con el objeto de analizar la contaminación cruzada de patógenos de agua sobre los vegetales. Los resultados muestran que cuando el tratamiento solar logra la inactivación completa (hasta el límite de detección) de dichos patógenos, no existe ningún tipo de contaminación biológica sobre los cultivos. Esto ha demostrado el potencial de los tratamientos de oxidación avanzada solar como tratamiento terciario de efluentes urbanos para vertido o reutilización como agua de riego agrícola.

Se ha desarrollado un modelo mecanístico para describir los fundamentos que rigen la desinfección solar de aguas sin ningún aditivo químico, conocida como técnica SODIS. Este modelo propone un concepto basado en los daños directos que la radiación solar produce sobre las bacterias y sus componentes intracelulares, considerando a su vez los daños producidos por especies oxidantes reactivas del oxígeno generadas durante la exposición de bacterias a la radiación solar. Con ello se comprenderá el funcionamiento del proceso para desarrollar reactores solares eficientes de desinfección de agua potable basados en dicha técnica.

En el ámbito de producción de hidrógeno fotocatalítico solar, se ha desarrollado un protocolo

para comparar la eficiencia energética del proceso cuando se utilizan distintos catalizadores, normalmente con un rango de absorción espectral diferente entre ellos.

En **desalación de aguas con energía solar**, se ha concluido con éxito la evaluación de un prototipo de motor de vapor alimentado con energía termosolar de concentración. Dicho motor permite el intercambio directo de presión con el caudal de alimentación de un sistema de ósmosis inversa, empleando a continuación el vapor expandido para alimentar un proceso térmico de baja entalpía que permita la concentración adicional de la salmuera procedente del citado proceso de ósmosis. De esta forma se consigue el doble objetivo del aprovechamiento máximo del contenido energético del vapor procedente del campo solar así como una reducción muy importante de las emisiones (vertido de salmuera) del proceso de ósmosis (Proyecto TAAM).

Se ha finalizado la revisión del estado de la tecnología en procesos de destilación térmica (baja y media temperatura) así como en los procesos de refrigeración de ciclos de potencia en plantas termosolares, permitiendo identificar los modelos existentes, realizar un análisis crítico de los mismos e incluso, como en el caso de la termocompresión de vapor por eyectores de vapor, desarrollando y validando nuevos modelos para la simulación de dichos procesos (proyecto STAGE-STE).

Se ha continuado con el estudio de mejora de la sostenibilidad energética y medioambiental del sector turístico en el área de Filipinas y Tailandia mediante la implementación de medidas pasivas

y tecnologías activas (desarrolladas a nivel local) para la obtención de energía y agua dulce. (proyecto ZCR-2).

Se ha iniciado un nuevo proyecto de generación de electricidad mediante gradientes salinos, lo que supone la apertura de un nuevo ámbito de estudio, para estudiar la posibilidad de llevar a cabo un ciclo de producción eléctrica mediante electrodiálisis inversa, utilizando procesos térmicos de baja entalpía para la regeneración de la solución diluida procedente del citado proceso de electrodiálisis (proyecto RED-http).

En el ámbito del **análisis y tratamiento fotocatalítico de contaminantes en aire**, se ha continuado con la preparación de fotocatalizadores soportados y con la identificación y tratamiento de contaminantes ambientales en el aire interior y exterior.

En los estudios de descontaminación ambiental en aire exterior, tras el análisis de la eficiencia en la degradación de NO_x de probetas con diferentes materiales fotoactivos comerciales y evaluación los efectos del envejecimiento en intemperie, del lavado o del desgaste, se ha estudiado la influencia de las condiciones de operación en la eficiencia fotocatalítica para calcular la velocidad de depósito. Se han llevado a cabo estudios de parametrización del efecto sumidero de NO_x para implementación en un modelo CFD. El pavimento bituminoso seleccionado se ha implementado en una calle de Alcobendas (Madrid) caracterizando experimentalmente el efecto sumidero de NO_x neto en el emplazamiento, validando los resultados previstos por el modelo (proyecto LIFE-MINOx Street).

En la síntesis de nuevos fotocatalizadores se ha prestado especial atención a los fotocatalizadores bifuncionales formados por un adsorbente y un fotocatalizador con respuesta en el rango de luz visible (proyecto INNOFOTO). El sistema formado por Zeolita/ WO_3 -Pt ha mostrado resultados muy prometedores para el tratamiento de compuestos orgánicos volátiles (COV). Además, se ha colaborado en la búsqueda de métodos de preparación alternativos para desarrollar fotocatalizadores activos en el rango de luz visibles en colaboración con el Engineering Research Center (University of Cincinnati, EEUU).

Respecto al análisis del aire interior se han analizado los COV existentes en las vitrinas del Museo Arqueológico Nacional (MAN) como primer paso para su tratamiento fotocatalítico que ha comenzado con la caracterización de contaminantes tanto en el MAN como en el Museo Reina Sofía (proyecto Airarte).

Por otra parte, se ha 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. Se continúan los ensayos con un disco solar multifacetado con seguimiento autónomo y se han comenzado los primeros ensayos mediante CPC patentado por el CIEMAT utilizando diferentes arcillas brasileñas naturales (proyecto SOLARCAT).

LÍNEA: Energía eólica

Dentro de la actividad de **sistemas eólicos aislados**, se ha logrado la acreditación del Laboratorio de ensayos eólicos (LE²) con las normas actualiza-

das para ensayo de aerogeneradores. Se han realizado los procedimientos necesarios para ensayos certificados de palas (características, estático y fatiga), habiéndose completado el ensayo de una pala comercial de 12 m. Se han diseñado y fabricado soportes innovadores para medida de recurso eólico en cubiertas planas y a dos aguas. Además, se ha realizado la medida de las cargas en un aerogenerador, se ha simulado su comportamiento estructural y se ha participado en el desarrollo de procedimientos de certificación internacional de aerogeneradores de pequeña potencia.

Se ha desarrollado el modelado en CFD del comportamiento del viento en distintos tipos de edificios. Se ha integrado un aerogenerador de pequeña potencia en un proyecto híbrido para su aplicación en una instalación de turismo sostenible. Se ha realizado el estudio del estado del arte y de la técnica de los sistemas de generación de energías renovables para desalación.

Dentro del campo de **predicción de recursos eólicos** se ha elaborado una nueva metodología de estudio de vientos extremos que permite desarrollar modelos para analizar la variabilidad/predictibilidad climática regional del viento y la potencia eólica.

Se han perfeccionado las herramientas de diseño optimizado de parques eólicos marinos y se ha mejorado el acoplamiento entre las herramientas de predicción atmosférica y oceánica para la predicción eólica-olas-corrientes.

Además, se han iniciado dos proyectos europeos: para el desarrollo de mapas eólicos y estudios de

sensibilidad (proyecto NEWA) y para el desarrollo de metodologías de supercomputación en el ámbito de la energía eólica (proyecto HPC4E).

LÍNEA: Bioenergía

En **producción de biomasa y biocombustibles sólidos**, se continúa con la actividad relativa a la caracterización y evaluación de recursos sostenibles de biomasa, la producción sostenible de biomasa y biocombustibles sólidos y el desarrollo de su calidad y la caracterización (emisiones, sinterización y corrosión) del uso de biocombustibles en equipos de combustión.

En el ámbito de cultivos energéticos se ha continuado la monitorización y evaluación de una red de parcelas experimentales de especies perennes herbáceas y leñosas iniciada en años anteriores. Prosigue el estudio de adaptación de nuevas especies herbáceas (agropiro y panizo) a diferentes condiciones edafoclimáticas de España, obteniendo resultados positivos en cuanto a la viabilidad de estos dos cultivos como alternativa para la agricultura tradicional nacional. En cuanto al cultivo de leñosas de turno corto se ha continuado el seguimiento de los ciclos anteriores iniciados en diferentes parcelas experimentales respecto a la producción de biomasa del olmo de Siberia (*Ulmus pumila*), chopo (*Populus spp*), sauce (*Salix spp*) y robinia (*Robinia pseudoacacia*); evaluando especies, clones, densidades, dosis de agua aportada y fertilización orgánica e inorgánica, así como flujo de nutrientes y carbono al suelo a través de la hojarasca de chopo (proyectos DECOCEL, BioH₂, BioMaxEff, ENERBIOSCRUB o BIOBALER).

Se ha dado continuidad al estudio sobre movilización de nuevos recursos de biomasa y la peletización y evaluación de la calidad de los pélets procedentes de biomasa de matorral obtenidas en desbroces en diferentes localidades españolas (proyecto LIFE+ ENERBIOSCRUB). Se ha trabajado en la instalación piloto de secado híbrido de biomasa, caracterizando la instalación para diversas biomasa e introduciendo diferentes mejoras de diseño.

Se ha realizado y evaluado tecnoeconómica y medioambientalmente el desbroce de matorrales en Soria, Fabero (León), As Pontes (A Coruña) y Las Navas del Marqués (Ávila), utilizando la máquina desbrozadora-empacadora BIOBALER (proyecto BIOBALER).

Se ha puesto a punto un método para la medida e interpretación de la corrosión por pérdida de espesor por medio de microscopía electrónica de barrido con microanálisis de elementos y para la determinación de elementos traza por espectrometría de masas. Se ha proseguido la trasposición de las normas europeas de biocombustibles sólidos a normas UNE y de biocombustibles dentro del comité AEN/CTN 164, del cual se ha asumido su secretaría.

En relación con el desarrollo de metodologías y herramientas para la evaluación de recursos sostenibles de biomasa, se ha concluido la aplicación informática de acceso libre BIORAISE-CE¹⁰ que viene a completar con información sobre cultivos energéticos la ya ofrecida por la aplicación BIO-

¹⁰ <http://bioraise.ciemat.es/BioraiseCE>



RAISE, sobre recursos sostenibles de biomasa residual agrícola, forestal e industrial (proyecto DECOCEL).

Dentro del ámbito de los **biocarburantes** se ha continuado con la optimización del proceso de obtención de etanol (EtOH) a partir de biomasa lignocelulósica, principalmente poda de olivo. Se han estudiado diferentes configuraciones de proceso para la obtención de EtOH a partir de poda de olivo pretratada usando ácido fosfórico como catalizador. Para ello se ha utilizado una fermentación secuencial de la fracción líquida y un proceso de ensayos de sacarificación y fermentación simultánea (SSF) utilizando una levadura co-fermentadora recombinante, consiguiendo fermentar todos los azúcares potencialmente fermentables, alcanzándose un rendimiento de proceso superior al 80% del teórico.

Se ha finalizado el proyecto de evaluación de fuentes de biomasa lignocelulósica y búsqueda de nuevas enzimas hidrolíticas para la producción de EtOH, en colaboración con el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) argentino, así como el proyecto de producción de biocombustibles de segunda generación a partir de paja de arroz mediante procesos integrados de pretratamiento e hidrólisis enzimática en colaboración con la Universidad de Jaamu (India).

Se han determinado las condiciones de hidrólisis óptimas para la obtención de azúcares a partir de paja de cebada pretratada mediante extrusión y se ha estudiado el pretratamiento de dicha materia prima con líquidos iónicos. También se han estudiado los oligosacáridos que se forman en el

pretratamiento de paja de trigo para su uso en la industria alimentaria.

Se ha colaborado en el diseño de una biorrefinería integrada para la producción de biocombustibles y bioproductos en Castilla-La Mancha. Se ha realizado la asesoría técnica tanto para el diseño conceptual como para el desarrollo de la ingeniería básica y de los procesos y etapas que forman parte de la biorrefinería (instalación piloto). También se han realizado los pliegos de prescripciones técnicas para la contratación del proyecto de la ingeniería de detalle y construcción de la biorrefinería (instalación piloto), la evaluación y selección de las empresas que realizarán dicha actuación, la adquisición y selección de los equipos y auxiliares de cada uno de los módulos y se ha realizado el seguimiento de la fabricación, montaje y funcionamiento de la instalación durante la puesta en marcha y el proceso de compra pública de innovación (proyecto CLAMBER).


LÍNEA: Generación de energía marina

Se ha finalizado un proyecto orientado al desarrollo de nuevas tecnologías para convertir las energías renovables marinas (olas, corrientes, mareas y eólica).

Se están realizando los ajustes necesarios para la puesta en marcha de un captador de energía de las olas tipo absorbedor puntual (proyecto UNDIGEN).

LÍNEA: Eficiencia energética

En el campo de la **evaluación energética experimental de componentes constructivos y edi-**



Edificios se ha realizado un estudio experimental de la evaluación energética de la chimenea solar del laboratorio de Evaluación de componentes de la edificación (PSA). Además, se ha realizado el análisis comparativo del comportamiento energético del efecto de la orientación de las aberturas de una fachada ventilada de juntas abiertas, la caracterización energética de una torre de viento evaporativa en un entorno urbano y el modelado del sistema para cuantificar el acondicionamiento térmico del lugar.

Se ha continuado con 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. Se ha desarrollado un sistema de monitorización basado en redes de sensores inalámbricos, con aplicación a edificios que integren sistemas constructivos avanzados. Entre estos sistemas avanzados se presta especial atención a las ventanas electrocrómicas y a los módulos fotovoltaicos semi-transparentes. Se ha avanzado en el desarrollo de metodologías de evaluación energética experimental de componentes constructivos y edificios (proyecto OMEGA).

En el campo de **análisis energético en entornos urbanos**, se ha finalizado el proyecto sobre la eficiencia energética en edificios de «emisión cero» mediante la mejora de la demanda energética, la poligeneración y la gestión integral de la energía (proyecto DEPOLIGEN).

Se ha realizado el estudio, diseño y evaluación de un sistema de refrigeración mediante células Peltier para bastidores de control y protección de Red Eléctrica Española. Se ha desarrollado la caracterización de los sistemas termodinámicos en distintas zonas, tres subestaciones monitorizadas en distintas regiones de España, el dimensionamiento de los requisitos necesarios y diseño del prototipo así como la evaluación del prototipo en funcionamiento real (Proyecto SubE3Ren).

Se ha asesorado en el diseño de un edificio modular de alta eficiencia energética y con aprovechamiento de energías renovables para el ejército español evaluando la eficiencia energética de las distintas instalaciones mediante simulación, el diseño de un sistema de monitorización y el análisis de los datos registrados para evaluación energética del edificio (proyecto GREENMAR).

Se ha finalizado el modelado y evaluación energética mediante simulación dinámica de plantas de trigeneración (calor, frío y electricidad) aplicado a una planta de poligeneración basada en energías renovables para suministrar energía en un distrito urbano de la ciudad de Zamora (proyecto SMARTZA).

Se ha iniciado el desarrollo de un sistema de gestión energética integral de bajo coste que establezca de forma optimizada la gestión de la generación (sistemas convencionales y renovables) y los consumos (gestión de la demanda, autoconsumo, vehículo eléctrico) que se realizan en edificios con servicios centralizados (calefacción/refrigeración, iluminación, energía solar,...) implantando nuevas técnicas predictivas sobre



modelos dinámicos simplificados y facilitando las tareas de mantenimiento preventivo (proyecto OPENCEN).

Se ha comenzado la participación para establecer una red de colaboración entre investigadores europeos en el área de las fachadas adaptativas (COST Action 1403).

Otras tecnologías: almacenamiento de energía, pilas de combustible y SIG

En **almacenadores cinéticos de energía** se ha analizado, mediante ensayo centrífugo, un disco fabricado con fibras de carbono y boro y se ha construido de forma exitosa un novedoso volante de inercia.

Se ha diseñado el primer prototipo para almacenamiento con superconductores y baterías para el desarrollo y aplicación de la hibridación de ambos sistemas en energías renovables (proyecto SH2).


Se ha finalizado la caracterización del sistema de almacenamiento cinético ACEBO para su utilización (proyecto MIREDCON) y se ha desarrollado una bancada multifuncional de laboratorio multiuso para pruebas de generación y almacenamiento de energía en nuestras instalaciones.

Se ha comenzado el desarrollo de una metodología para el diseño de generadores eléctricos de alta velocidad en aplicaciones aeronáuticas.

En **pilas de combustible**, dentro del ámbito de pilas de combustible alta temperatura, las actividades se han focalizado en el diseño y construc-

ción de dos sistemas de introducción de contaminantes en la corriente anódica que alimenta a una celda con pila de combustible de óxido sólido (SOFC). La elección de estos contaminantes (NH_3 , HCl , siloxanos- D_4 y H_2S) se debe a que suelen estar presentes en la composición del biogás. Se ha estudiado su efecto en celdas SOFC preparadas con materiales anódicos basados en óxido de cerio dopado con Cu y/o Ni , y combinados con otros dopantes como Ca , Co , Ag , Rh , Mo y W . Paralelamente, se ha evaluado la actividad catalítica de estos materiales para el reformado seco de metano en función de la temperatura y relación $\text{CH}_4:\text{CO}_2$, así como su estabilidad a 750°C durante 250 h (proyecto SOFCs). Adicionalmente, se han sintetizado materiales para SOFC por vía sol-gel, usando $\text{Nd}_2\text{NiO}_{4+\delta}$, $\text{La}_2\text{NiO}_{4+\delta}$ y $\text{La}_4\text{Ni}_3\text{O}_{10}$ como cátodos y $\text{Gd}_{0.1}\text{Ce}_{0.9}\text{O}_{2-\delta}$ como electrolito, y se han estudiado sus propiedades físico-químicas, eléctricas y electroquímicas.

En pilas de combustible de baja temperatura se han desarrollado componentes para pilas de tipo polimérica (PEMFC), principalmente los electrodos, ensamblajes membrana-electrodo, contactos y placas. Se han preparado láminas delgadas microporosas para electrodos y ensamblajes membrana-electrodo y estudiado su comportamiento en la pila de combustible (proyecto ELECTROFILM). Estos desarrollos han sido objeto de colaboraciones con la Universidad de Castilla-La Mancha y el National Physical Laboratory (Reino Unido). Los componentes desarrollados se han utilizado en la fabricación de celdas para aplicaciones portátiles que funcionan con hidrógeno almacenado, alcanzándose densidades de potencia superiores a $200\text{ W}\cdot\text{h}\cdot\text{l}^{-1}$ y $50\text{ W}\cdot\text{h}\cdot\text{kg}^{-1}$, similares a



las de las baterías de ion-Li, y que han dado lugar a una patente (ES 2466590 A1).

En el campo de la integración de sistemas se ha mantenido en operación la estación de ensayos de equipos integrados EGA3000, estudiando las relaciones entre los equipos y la optimización de la energía renovable generada. Se ha diseñado y construido una planta para la operación de una PEMFC de 5 kW con vistas a su incorporación a sistemas integrados. Se ha diseñado y construido una planta para la operación de un electrolizador de membrana para la obtención de hidrógeno y su utilización en sistemas híbridos. Han continuado las colaboraciones para el desarrollo de un procesador multicomcombustible con el que se obtenga una corriente rica en H₂ para alimentar PEMFCs y para la integración de las PEMFCs en vehículos de movilidad reducida.

En **tecnologías de la información geográfica para la integración de energías renovables** se ha iniciado un proyecto para el análisis de la viabilidad y la adecuación a la demanda de un sistema híbrido (gasificación de biomasa–fotovoltaico) para la electrificación de granjas aisladas utilizando sistemas de información geográfica (SIG). También se ha comenzado el desarrollo de una nueva versión del programa IntiGIS y la realización de los mapas de acceso universal a la energía en el Oeste de África (región ECOWAS) en colaboración con el Ecowas Centre for Renewable Energy & Energy Efficiency (ECREEE, Cabo Verde) y la Universidad de Ghana.

En cuanto a la utilización de SIG para el análisis del autoconsumo fotovoltaico se ha finalizado la primera versión de un nuevo geomodelo capaz de evaluar, con una precisión de un metro, la su-

perficie de tejado disponible, la potencia para las distintas tecnologías fotovoltaicas comerciales y la energía que potencialmente se podría generar en cada uno de los edificios del municipio de Miraflores de la Sierra (Madrid).

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**, el resultado más sobresaliente logrado ha sido la interpretación realizada de la evolución de los accidentes acaecidos en

Fukushima (Japón) el 11 de Marzo de 2011. Mediante la adopción de un buen número de aproximaciones e hipótesis, se han desarrollado modelos consistentes con los datos disponibles hasta el momento. Entre las hipótesis más significativas adoptadas destaca la discretización de la contención en varios volúmenes; su importancia reside particularmente al tratar el denominado pozo húmedo, cuyo tratamiento fraccional resulta en una evolución térmica de la piscina de supresión notablemente distinto a la aproximación tradicional (por ejemplo, un solo nodo describiendo toda la piscina) (proyecto BSAF). Relacionado con dicho accidente, se ha realizado una campaña de experimentación dirigida a probar la eficiencia de los campos acústicos de alta intensidad en la posible aglomeración de partículas, en caso de aplicar la estrategia de venteo filtrado de la contención durante un accidente severo. Los resultados, aún sin ser concluyentes, parecen mostrar un efecto moderado en el crecimiento de las partículas; no obstante, las condiciones de investigación deberían ampliarse en otras campañas experimentales antes de concluir (proyecto PASSAM).

En **termo-mecánica del combustible nuclear**, además de continuar con la participación en ejercicios internacionales de cálculo en el marco de los accidentes con inserción de reactividad, se ha elaborado un modelo tridimensional para el cálculo térmico del combustible en el interior de un contenedor de almacenamiento en seco, donde el combustible es simulado como un medio poroso para el que se han calculado la conductividad efectiva y la pérdida de carga del helio al atravesar los elementos combustibles, en colaboración con ENRESA (Proyecto ITAST).

Finalmente, las actividades relativas a **sistemas nucleares innovadores** continúan progresando y se han propuesto modelos empíricos de fluencia mecánica y de fallo para materiales de vaina típicos de reactores rápidos refrigerados por Na.

LÍNEA: Innovación nuclear

En **ciclos avanzados del combustible nuclear**, como representante español en el *Working Party* general de la Agencia de la Energía Nuclear del Organismo para el Desarrollo y la Cooperación Económica (NEA/OCDE) para el estudio de los aspectos científicos de los ciclos avanzados del combustible, se ha finalizado el estudio detallado de los escenarios de referencia y de sensibilidad de ciclo de combustible. Este estudio permitirá la obtención, por primera vez, de las incertidumbres asociadas a las variables del ciclo propagadas a partir de los parámetros de entrada, permitiendo conocer cuáles de estos parámetros tienen mayor influencia en el ciclo de combustible. Adicionalmente, se ha iniciado la actividad referida al *benchmark* de cálculo de la tasa de dosis de un elemento de combustible tras su decaimiento. Se ha implementado en el código TR_EVOL de ciclo de combustible la capacidad de calcular, para variables lineales y no lineales, la incertidumbre en los parámetros del ciclo mediante el método de Montecarlo, lo cual permite la propagación de incertidumbres incluyendo dependencias no lineales, mejorando el estado actual de los códigos de ciclo de combustible.

En el marco de la Agencia Internacional de la Energía Atómica (IAEA), se ha finalizado el análisis de sinergias internacionales (según recursos

y costes) en materia de energía nuclear aplicadas a un escenario europeo representativo (proyecto INPRO-SYNERGIES).

En **reactores críticos y subcríticos** se ha realizado el análisis de los parámetros de criticidad del reactor ASTRID (proyecto ESNII PLUS). Además, se ha realizado, para el reactor ALFRED, el análisis de la propagación de las incertidumbres producidas por la existencia de tolerancias de fabricación. Se ha participado en el estudio sobre el estado del arte de las metodologías y herramientas utilizadas para el análisis de seguridad del núcleo de un reactor.

Se ha continuado con el desarrollo de una herramienta de simulación que acopla transporte neutrónico (con el código MCNP) y termohidráulica (con los códigos COBRA o SUBCHANFLOW) y que permite, entre otras,, el cálculo de transitorios en reactores avanzados en los que se incluye el análisis de núcleo completo o subcanales relevantes. El código, que tiene por objetivo el estudio de diferentes aspectos de la seguridad del reactor MYRRHA, se ha aplicado al nuevo diseño conceptual de dicho reactor, al caso particular de un accidente de pérdida de caudal sin inserción de las barras de control, comparando los resultados obtenidos respecto del diseño anterior (proyecto MAXSIMA). Además, se ha comenzado a contemplar la actualización de dicha herramienta de acoplamiento con el código SUBCHANFLOW para la simulación de cálculos de subcanal (proyecto MYRTE).

En **experimentos integrales en reactores subcríticos** se han finalizado con éxito las campañas experimentales para la validación y licenciamiento de la futura instalación MYRRHA/FASTEF (proyec-

to FREYA). Además, se ha finalizado el entregable sobre los experimentos realizados modificando el reflector y la fuente de neutrones, de las que el CIEMAT era responsable.

Se ha participado en la campaña experimental AMSTRAMGRAM en el reactor MINERVE de la Comisión para la Energía Atómica y las energías alternativas (CEA; Francia), con objeto de medir la sección eficaz integral de captura del ^{241}Am mediante la técnica de oscilación. Esta técnica permite medir con mucha precisión variaciones de unos pocos pcm producidas por la inserción de una muestra en un reactor crítico, lo que permitirá realizar una estimación de la sección eficaz con un margen del 3%.

En **datos nucleares para la transmutación y reactores avanzados** se ha realizado el análisis de sensibilidad de la criticidad a la incertidumbre en las secciones eficaces, obteniendo la lista de los isótopos y reacciones con mayor importancia en dicho parámetro. También se ha estimado la correspondiente contribución a dicha incertidumbre de cada una de estas cantidades isótopo/reacción (proyecto CHANDA).

Así mismo, se ha avanzado en el diseño de un nuevo calorímetro electromagnético para medidas de captura neutrónica. En concreto, se han testado varios cristales de LaBr_3 , CeBr_3 y LaCl_3 en la instalación n_TOF del CERN y se ha participado en la campaña de toma de datos de dicho experimento.

En el campo del análisis de datos, se ha completado el análisis de datos de la sección eficaz de captura neutrónica del ^{241}Am y se ha avanzado

sustancialmente en el análisis de la medida de captura del ^{235}U .

Dentro del desarrollo de instrumentación nuclear, se ha completado el diseño del detector de neutrones desarrollado conjuntamente con la empresa Científica Internacional S.L. dando lugar a la solicitud de una patente. Así mismo, se han adquirido 8 canales de digitalizadores SP Devices de altas prestaciones para su incorporación al sistema de adquisición de datos digital que está desarrollado el CIEMAT.

LÍNEA: Residuos radiactivos

En **residuos de baja y media actividad**, se han diseñado los métodos y sistemas para la preparación de muestras de acero y grafito irradiado, para el control superficie/volumen de las muestras a lixiviar experimentando y desarrollando procedimientos operativos conforme a los requisitos de seguridad y protección radiológica.


Se han realizado estudios del comportamiento del ^{14}C en aceros y grafito orientadas a las necesidades de ENRESA para su almacenamiento en el almacenamiento temporal (ATC) de El Cabril (Córdoba) y para la categorización de este tipo de residuos activados (ANEXO XL y proyecto CAST).

Se han llevado a cabo diferentes tareas relacionadas con la preparación de muestras, con el diseño tanto de los reactores de lixiviación como de los experimentos de lixiviación de las piezas de acero inoxidable activado procedente de los internos superiores del plan de desmantelamiento de la Central Nuclear José Cabrera y de muestras

de grafito impermeabilizado en matrices Vítreas (IGM) así como de muestras de grafito irradiado en polvo y en bloques de las camisas del reactor de Vandellós-I. Se ha acometido la puesta a punto de los equipos de cromatografía de gases-masas (CG-MS) y cromatografía iónica, que permitirán realizar la especiación de los compuestos de carbono que previsiblemente se formarán en el proceso de lixiviación que se llevará a cabo en los próximos dos años.

Se está iniciando un nuevo ámbito de investigación basado en la oxidación de grafito irradiado mediante un horno de combustión. Se han realizado ensayos con grafito virgen e irradiado a distintas temperaturas y para el cálculo de la tasa de recuperación de carbono, experimentos a distintos flujos de oxidante y distintas temperaturas. También se han iniciado los estudios de utilización de una matriz vítrea para acondicionar e inmovilizar el grafito y llevar a cabo estudios de lixiviación, para los cuales ha sido necesaria la instalación de una termo-prensa a vacío con la que se obtienen probetas de IGM. Para su puesta a punto se han fabricado probetas con grafito virgen para optimizar el proceso de vitrificación. Para la caracterización de las mismas, se han realizado estudios de porosidad mediante la técnica de porosimetría de mercurio. Obtenidos los parámetros adecuados se han fabricado probetas de grafito irradiado que están siendo sometidas a ensayos de lixiviación y ensayos con grafito virgen utilizando distintos lixiviantes de diversa naturaleza (proyecto GRAFEC).

Se ha desarrollado un método de análisis para la determinación de Pu y Am consistente en una separación sencilla de interferentes y posterior me-



dida de la concentración radiactiva mediante la técnica de centelleo líquido bifásico en muestras de centrales nucleares, en operación y desmantelamiento, y en muestras procedentes de terrenos contaminados de Palomares (Almería). El método desarrollado presenta numerosas ventajas que permiten su aplicación operativa.

Se ha realizado un resumen de las capacidades de caracterización de diferentes radionucleidos en grafito irradiado como documento de referencia para los estudios correspondientes en el proyecto (proyecto CAST). Así mismo se ha participado en el documento de armonización de metodologías de lixiviación que sirva de elemento para el contraste de las capacidades de lixiviación de diferentes grafitos y aceros ensayados.

En las actividades de apoyo tecnológico se han realizado la caracterización del inventario de muestras para ENRESA y el mantenimiento de factores de escala así como la caracterización de muestras procedentes de entidades internas y externas. Se ha realizado la caracterización de un bulto de residuos líquidos cementados del plan de desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera, como ejercicio de inter-comparación de sistemas no destructivos entre ENRESA y el CIEMAT.

Se ha participado en una misión de expertos del IAEA donde se ha puesto en operación un sistema de escáner g de bultos en el Centro de Protección e Higiene de las radiaciones (CPHR) cubano así como en el apoyo a la gestora de residuos lituana. Se ha participado en el *consultance meeting* para la generación de un *handbook* sobre caracterización de residuos radiactivos.

En **residuos radiactivos de alta actividad**, se han desarrollado los trabajos para el estudio de la estabilidad del combustible irradiado y se ha caracterizado y estudiado el comportamiento del combustible gastado en condiciones de ATC, ambos en colaboración con ENRESA.

Se han continuado los estudios de separación de actínidos de las diferentes formas de residuos radiactivos de alta actividad o/y del combustible irradiado (proyecto SACSSSES) y los estudios de estabilidad y viabilidad de extractantes a las condiciones de 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 finalizado el estudio del combustible tipo ThO₂ como posible combustible avanzado con el dopado de Pu y el estudio de la estabilidad del material o como matriz de acondicionamiento o/y como combustible gastado en condiciones de almacenamiento definitivo. Se ha realizado la caracterización del grafeno (proyecto GRAFAGEN) y los estudios de separación y transmutación del combustible nuclear para el reprocesado y reciclado del mismo (proyecto SYTRAD).

Se han continuado los estudios de estabilidad de la molécula BTBTP y la caracterización de combustible irradiado mediante espectroscopia Raman, donde el CIEMAT colabora en los experimentos de

oxidación de la matriz del CN, en colaboración con el Instituto Nacional de Residuos Nucleares (INE; Karlsruhe, Alemania). También se ha realizado el estudio de estabilidad y viabilidad de TEWTE 21, molécula extractante para los procesos de separación hidrometalúrgica, en colaboración con la universidad Twente (Enschede, Holand).

Se han comenzado los estudios de caracterización de las fases secundarias producidas durante el almacenamiento definitivo del CN, en colaboración con el Instituto de Estudios para la Materia del CSIC. También se continuado con la fabricación y producción de análogos de materiales cerámicos que simulen el combustible irradiado junto con el Instituto de Cerámica y Vidrio (CSIC) y se ha continuado los estudios de espectroscopia Raman en colaboración con la Universidad Complutense de Madrid.

ÁREA: Fusión nuclear

En esta área se realizan actividades para el desarrollo de la fusión por confinamiento magnético como futura fuente de energía. Actualmente, su actividad principal está relacionada con la explotación científica del Helic Flexible TJ-II, Instalación Científico-Tecnológica Singular, y de los sistemas auxiliares asociados, como el calentamiento y el diagnóstico de plasma y los laboratorios de estudio de materiales. Contribuye al desarrollo de los futuros reactores de fusión y participa en la construcción y operación del primer reactor experimental ITER. El CIEMAT presta un apoyo importante a las empresas españolas para que éstas puedan rentabilizar las oportunidades surgidas en


las grandes instalaciones científicas, dentro del sector de la Industria de la Ciencia, en las que han obtenido éxitos notables.

LÍNEA: Física de fusión

Se ha estudiado la física del transporte de impurezas (esenciales para la viabilidad científico-tecnológica de la fusión nuclear) con la comparación entre medidas directas de asimetrías del potencial de plasma en superficies magnéticas con cálculos neoclásicos, en colaboración con el Instituto Max Planck (Alemania). La operación del sistema dual de Sondas de Iones Pesados (HIBP) durante 2015 ha permitido iniciar el estudio de la influencia de actuadores empíricos, tales como calentamiento a la frecuencia ciclotrónica de los electrones (ECRH), en turbulencia y macro-estructuras dinámicas para controlar el transporte de impurezas en dispositivos de fusión nuclear.

También se ha investigado la física del efecto isotópico, fundamental para garantizar el desarrollo de escenarios de operación con confinamiento mejorado en ITER, con la identificación de fenómenos multi-escala y el impulso de estudios comparativos en tokamaks, incluyendo experimentos en el dispositivo JET, y stellarators, en colaboración con la universidad de Kyoto (Japón).

Se han desarrollado técnicas de control de inestabilidades generadas por partículas rápidas mediante ECRH y los efectos de la topología magnética, con posible impacto en el control de la operación en ITER y reactores de fusión, en colaboración con el Instituto Nacional para la Ciencia de Fusión (NIFS, Japón). Se ha observado una cla-



ra influencia de la configuración magnética (pozo magnético, islas magnéticas y transformada rotacional) en las propiedades de los modos Alfvén desestabilizados por iones rápidos, lo que abre la puerta al control de estos modos mediante los cambios en la configuración magnética.

Se ha revisado la dependencia del confinamiento con la transformada rotacional y de las propiedades del transporte neoclásico. En el TJ-II se ha observado que el transporte neoclásico no depende de la transformada rotacional, lo que implica que la mejora encontrada se debe esencialmente a la segunda componente del transporte: el transporte anómalo.

En cuanto a la mejora de sistemas diagnóstico y equipamiento del TJ-II, ha incluido la exitosa operación del inyector de pastillas de hidrógeno e impurezas y la operación del HIBP, desarrollados respectivamente en colaboración con el laboratorio nacional de Oak Ridge (EEUU) y los institutos NIFS (Japón), Kurchatov (Rusia) y Kharkov (Ucrania). Cabe reseñar también la operación con limitadores de Li líquido y aleaciones Li/Sn, explorando soluciones alternativas para aliviar el problema de la interacción plasma-pared en reactores de fusión.

El tokamak JET ha realizado una intensa campaña investigando una pared interior a base de Be y W, similar a la de ITER, y el estudio de escenarios de plasmas preparatorios para la campaña DT. Se ha realizado la explotación científica del sistema desarrollado por el CIEMAT de cámaras rápidas intensificadas, estudios de transporte e interacción plasma-pared y sistemas de predicción de disrupciones. Son de destacar los estudios del efecto de

la configuración magnética en la estabilidad del pedestal y los estudios de detección de disrupciones, con relevantes tasas de éxito, esenciales para desarrollar escenarios de operación en ITER y que se han extendido además a otros tokamaks europeos (JET, AUG) y norteamericanos (D-IIID, NSTX).

Se ha participado muy activamente en la explotación científica del stellarator avanzado Wendelstein 7-X (W7-X) en el Max Planck Institute of Plasma Physics (IPP; Greifswald, Alemania). Se ha enviado e instalado, por parte de personal del CIEMAT, el reflectómetro de microondas. Este diagnóstico ha comenzado a tomar medidas con los primeros plasmas obtenidos en el dispositivo en diciembre de 2015. Además, se han llevado a cabo diversas actividades orientadas a definir escenarios de operación para W7-X en las áreas de transporte de impurezas, control de densidad, turbulencia, control de modos Alfvén y validación de modelos (Experimento W7-X).

En relación con la colaboración en ITER, se ha consolidado la participación española en el diseño de sistemas de diagnóstico, participando en el sistema de control de posición del plasma mediante reflectometría de microondas y en el diseño del sistema visible infrarrojo. En este último caso, sumando esfuerzos con el Instituto Nacional de Tecnología Aeroespacial (INTA) en las tareas de diseño óptico y desarrollo de prototipos.

En cuanto a los resultados teóricos obtenidos dentro del *work Package S2* de EUROfusión, liderado por el CIEMAT, se han estudiado las configuraciones cuasi-simétrica y cuasi-omnígena configuración del stellarator W-X. También se



han desarrollado técnicas avanzadas de análisis (transferencia de entropía) que han permitido la identificación de fenómenos de naturaleza electromagnética asociados a la transición a regímenes de confinamiento mejorado (transición L-H), base del régimen de operación para alcanzar el objetivo de un factor diez de ganancia ($Q=10$) en ITER. 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 giro-cinética 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 giro-cinéticas, en colaboración con el IPP, y estudios de la física de optimización en stellarators.

LÍNEA: Ingeniería de fusión

Se ha completado la operación técnica del TJ-II en las dos campañas experimentales y se han realizado mejoras en el sistema de control del experimento para evitar perturbaciones ocasionales que producían retrasos en el normal desarrollo de los pulsos de plasma.

Se ha continuado la fabricación, centrado sobre todo en soldaduras y mecanizado, del cuerpo intermedio de la vasija del criostato formado por doce piezas. Se han terminado las tres primeras piezas, casi completado las tres siguientes e iniciadas las actividades de las restantes (proyecto JT60).

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 en el interior de la cámara de vacío mediante espectroscopía en el rango visible e infrarrojo. Para el PPR se ha completado el diseño conceptual y se ha iniciado el diseño y rutado de las guías de onda en las áreas externas al edificio del tokamak. En el segundo se ha completado la mayor parte del diseño conceptual y se han iniciado los trabajos (preparación de procedimientos, listas de ensayos a realizar, fabricación de probetas) para validar los materiales a utilizar en lentes y espejos. Dichos componentes deben realizar su función en condiciones ambientales severas (alta radiación y alto flujo neutrónico).

LÍNEA: Tecnologías para fusión

Se han enviado a la sede en Rokkasho (Japón) los primeros módulos del sistema de radiofrecuencia, la línea de transferencia de media energía, incluyendo las *buncher cavities*, y el módulo de diagnóstico del haz *Diagnostic Plate* que incluye un amplio conjunto de sistemas de medida para caracterizar el haz de deuterones para el Linear IFMIF Prototype Accelerator (LIPAc) (Proyecto IFMIF).

Asimismo, se ha continuado trabajando en el bloque de parada y la línea de transferencia de alta energía, a la vez que se sigue con el desarrollo de los restantes módulos de radiofrecuencia.

Se ha lanzado un nuevo proyecto, liderado a nivel europeo por el CIEMAT, cuyo objetivo es el desarrollo de las actividades necesarias para iniciar la construcción de la instalación IFMIF en el año 2020 (proyecto IFMIF-DONES).



En el caso del diseño del reactor DEMO, las actividades se han centrado en las áreas de materiales, neutrónica, seguridad, manipulación remota y envolturas regeneradoras. El CIEMAT es el 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 comenzado el estudio del desarrollo y optimización de recubrimientos protectores para materiales estructurales de las plantas de generación de energía, frente a las condiciones cada vez más extremas que se presentan en la generación de energía en atmósferas de oxicomustión utilizando carbón y biomasa como combustible (proyecto GENERA).

Se ha estudiado la posible valorización energética de diferentes combustibles obtenidos a partir de residuos sólidos urbanos constatando

su posible aprovechamiento térmico. La formación de aglomerados en el interior de la cámara de combustión como consecuencia de la elevada concentración de compuestos alcalinos en las cenizas de los combustibles ha sido uno de los principales obstáculos encontrados (proyecto BIOCAKE).

Se ha finalizado la toma de muestras de cenizas y sinterizados durante la combustión de mezclas de biomásas (triticale y chopo) para la validación de datos de laboratorio en la planta industrial de generación eléctrica de Acciona Energía en Mijadas (Cáceres) (proyecto DECOCEL). También se ha finalizado la caracterización en condiciones reales y de laboratorio de diferentes calderas de biomasa del sector doméstico (proyecto BioMaxEff).

Se han continuado los ensayos de combustión de matorrales con fines energéticos, concretamente de escoba y brezo. El primero ha presentado muy buenos resultados ya que sus propiedades y comportamiento responden a un biocombustible de calidad mientras que el segundo ha mostrado mayores problemas asociados a la escorificación de cenizas. Se han completado las medidas de emisiones y tomas de muestras en calderas de biomasa de calefacción de distrito utilizando estos combustibles en Las Navas del Marqués (Ávila) y en Cuéllar (Segovia) (proyecto ENERBIOSCRUB).

Se han completado dos campañas de ensayos experimentales de combustión de biomasa de poda de olivar para el estudio de los parámetros asociados en el control de emisiones de partículas



sólidas y otros contaminantes relacionados (proyecto CLEANBIOM).

En **gasificación** se ha realizado la caracterización físico-química y térmica de residuos (bagazo de cerveza de dos productores de cerveza diferentes, astilla de pino de un productor de pellets y fangos de EDAR) procedentes de empresas ubicadas en la Comunidad de Madrid para evaluar su viabilidad como combustibles. Además, se han analizado las posibilidades de utilización de los gasificadores disponibles para los ensayos con dichos residuos, seleccionando el de lecho fluidizado burbujeante como el más adecuado (proyecto RETOPROSOST). Además, se ha finalizado el estudio de la eliminación de alquitranes formados durante el proceso de gasificación de fangos de EDAR para el aprovechamiento energético del gas generado una vez realizado el estudio de los efectos de los parámetros del proceso de gasificación en la formación de alquitranes y la optimización del proceso de eliminación de los alquitranes formados mediante craqueo térmico, a escala piloto, completando el proceso de craqueo catalítico, realizado a escala de laboratorio (proyecto TECNOEDAR).

Se ha realizado una nueva campaña de medidas de alquitranes en el gas de gasificación producido a partir de biomasa en el gasificador del Centro de Desarrollo de Tecnologías de Captura de CO₂ de la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN) (colaboraciones BRIGHT).

Se ha finalizado el estudio de planta piloto de nuevos adsorbentes de CO₂ de alta capacidad de adsorción efectivos a temperaturas intermedias

(300-500°C). Para ello se ha combinado un adsorbente selectivo de captura de CO₂, basado en hidrotalcitas, con un catalizador comercial para la reacción *water-gas-shift*, estudiando el comportamiento de la mezcla adsorbente- catalizador en ciclos adsorción-regeneración. Se ha llevado a cabo el estudio a escala de laboratorio de materiales bi-funcionales, desarrollados por el Instituto de Tecnología Química del CSIC basándose en la selección previa de adsorbentes realizada por el CIEMAT, que incorporan simultáneamente la función *water-gas-shift* ácida y captura de CO₂. Los estudios de comportamiento en reacción se han llevado a cabo en el reactor de micro-actividad para caracterización de adsorbentes y catalizadores. Finalmente, se ha instalado la planta de gasificación modular en lecho de biomasa fluidizado burbujeante atmosférico (tamaño *bench*) con craqueo térmico y con unidades de depuración y procesado del gas de síntesis incorporadas, con una capacidad de tratamiento de combustible de aproximadamente 1,5 kg h⁻¹ de biomasa y que permite la operación con aire, aire enriquecido u oxígeno-vapor como agentes gasificantes (proyecto INNPACTO BIOH₂).

LÍNEA: Procesado de gases

En **captura y valorización de CO₂** en post-combustión se ha iniciado el desarrollo de sistemas basados en reactores de membrana (doble cámara) de electrolito sólido conductor de iones carbonato/bicarbonato (captura) o protones (valorización a combustibles). Se ha realizado el desarrollo, diseño y construcción de un reactor tubular de membrana de electrolito sólido conductor de protones para el estudio de la hidrogenación

de CO₂ a combustibles y otros procesos (electrólisis de H₂O, reformado de residuos.... para generación *in-situ* del hidrógeno necesario para la reacción) en el mismo sistema integrado.

Además, se ha ampliado el estudio a la hidrogenación de CO₂ sobre catalizadores heterogéneos convencionales (basados en metales u óxidos metálicos soportados sobre óxidos metálicos, zeolitas...) y su combinación con adsorbentes selectivos de H₂O (reacción mejorada por adsorción) con vistas a la comparación posterior de las distintas tecnologías (electro-catálisis, catálisis convencional y catálisis mejorada por adsorción). Se ha llevado a cabo el estudio a escala de laboratorio de la hidrogenación de CO₂ sobre pellets de Fe-ZSM-5 aglomerada con bentonita y de CuO soportado en ZrO₂-Al₂O₃. Se han comparado los resultados, en términos de conversión de CO₂ y selectividad a los combustibles de interés, determinando las mejores condiciones de operación para ambos catalizadores.

El comportamiento del catalizador de Cu fue muy superior al de Fe, por lo que se llevaron a cabo estudios combinando dicho catalizador con un adsorbente (zeolita 13X) para separación de agua. Se ha confirmado la posibilidad de mejorar la conversión de la reacción de hidrogenación de CO₂ por desplazamiento del equilibrio vía separación de agua del medio de reacción (proyecto CACBON).

En **producción de hidrógeno** se ha iniciado el desarrollo de nuevas membranas selectivas a H₂ basadas en aleaciones ternarias de Pd sobre soportes metálicos o cerámicos utilizando un método de preparación de las capas que combina la deposi-

ción no electrolítica (*electroless plating*) con el de inmersión (*dip-coating*) para preparar capas densas (espesor < 1 μm) que aumenten la permeabilidad y selectividad a H₂ y permitan ampliar el intervalo de operación para ser usadas en otras aplicaciones como pilas de combustible. Para la aplicación de esta técnica de preparación ha sido necesario, primeramente, disponer de disoluciones estables de los elementos que forman la aleación. Hasta el momento se han preparado disoluciones estables de Pd y de PdAg (proyecto CACBON).

Por otro lado, se han desarrollado catalizadores para la producción de H₂ a partir de biogás por reformado catalítico, así como a partir de corrientes de gasificación de biomasa y residuos por reformado del metano generado. Estos catalizadores permiten obtener relaciones H₂:CO cercanas a la unidad, lo que facilita la vía para la síntesis de combustibles líquidos mediante procesos *gas to liquid*.

En **depuración y procesado de gases** se han preparado catalizadores utilizando métodos de diseño factorial de experimentos para optimizar la composición de la fase activa y promotores (proyecto CATARSYS). También se han preparado catalizadores por impregnación en exceso de disolución y sol-gel, de cara a su posterior aplicación en matrices metálicas o cerámicas que faciliten su producción e integración en reactores de planta piloto. Los catalizadores sintetizados han sido estudiados a escala de laboratorio en corrientes simuladas de gasificación de lodos de depuradora utilizando como compuestos modelo de alquitranes el tolueno y el naftaleno, obteniendo actividades catalíticas muy superiores a las obtenidas en ensayos realizados con catalizadores minerales tales como

la dolomita, sepiolita, olivino u óxido de hierro. Los catalizadores sintetizados han sido sometidos a ensayos de larga duración para estudiar su posible desactivación y su posterior caracterización mostrando total estabilidad en los ensayos de larga duración. Los ensayos de caracterización mediante XRD, XPS, SEM y termografía-masas demostraron la ausencia de formación de depósitos de carbón, causa fundamental de desactivación en este tipo de catalizadores. Se ha abordado el estudio de los mecanismos de reacción que tienen lugar en la reacción de reformado de alquitranes en función del catalizador sintetizado. Para ello se ha diseñado un sistema basado en espectroscopía de infrarrojo por transformada de Fourier con celda de reflectancia difusa (FTIR-DRIFTS).

Por otro lado, se ha iniciado una actividad exploratoria para el estudio de valorización de escorias de acerías como catalizadores/adsorbentes para diversas aplicaciones. En concreto se ha comenzado a estudiar su valorización como catalizadores *water-gas-shift* debido a su elevado contenido en óxidos de Fe, como agente desulfurante a alta temperatura por su elevado contenido en óxidos de calcio y como catalizador para el craqueo catalítico de alquitranes por su contenido en Si, Mg y Al; utilizando muestras de escorias de una acería española y realizando los experimento a escala de laboratorio.

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 ha continuado con el estudio de diferentes propiedades microfísicas (higroscopicidad, composición química, propiedades ópticas, morfológicas, número y distribución por tamaño...) del aerosol en diferentes entornos rurales y urbanos (proyecto PROACLIM). Se han realizado dos campañas (invierno y verano) de medidas experimentales de contaminación atmosférica en un área *hot spot* urbana en Madrid (proyecto TECNAIRE) y se ha contribuido al estudio de los efectos a corto plazo del material particulado atmosférico en mortalidad y morbilidad en cinco ciudades europeas (proyecto MEDPARTICLES).

Se han realizado estudios de las variaciones y evolución de la calidad del aire en el área metropolitana de Madrid y en Portugal en los últimos quince años.

Se han llevado a cabo precampañas y campañas experimentales con el fin de caracterizar el



efecto descontaminante de los materiales fotocatalíticos aplicados en calzada, acera y fachada en diferentes escenarios urbanos de Alcobendas (Madrid). Se han puesto a punto los sistemas de detección remota DOAS y FTIR para la medida de contaminantes gaseosos en vía urbana (proyecto LIFE MINOX-STREET).

Se ha finalizado la parte experimental y analítica de los estudios de contribución de fuentes dirigidos a evaluar el impacto de la combustión de biomasa en la superación de valores límite de partículas en aire ambiente en un área de Andalucía (proyecto PARTICULAS).

Mediante técnicas de teledetección se ha estudiado el comportamiento de los aerosoles atmosféricos y las variaciones verticales de sus propiedades microfísicas (vapor de agua) mediante la técnica LIDAR.

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 del año 2012 y la preevaluación del año 2014.

Se ha analizado la red de estaciones de vigilancia de la calidad del aire del ayuntamiento de Madrid, prestando especial atención a la posible redundancia entre estaciones y a la consistencia de su clasificación, y se ha estimado la representatividad espacial de algunas de las estaciones.

Además, se ha realizado una revisión de las metodologías utilizadas para calcular la representa-

tividad espacial de estaciones de calidad del aire y se ha analizado la viabilidad de realizar un estudio de intercomparación de dichas metodologías (proyecto FAIRMODE).

Se ha continuado participando en los grupos de trabajo de monitorización y modelización (TFMM) y de transporte hemisférico de contaminantes atmosféricos (TFHTAP), en el marco del Convenio de Ginebra de la Naciones Unidas sobre contaminación atmosférica a larga distancia. Destaca la participación en el TFMM, donde el CIEMAT lidera las actividades de validación de los modelos europeos utilizados para calcular el depósito de contaminantes en Europa para las últimas dos décadas. En esta línea, se han realizado estudios de intercomparación de los resultados de modelos europeos de calidad del aire para estimar el depósito de contaminantes atmosféricos en colaboración con INERIS (Francia) (proyecto EURODELTA III).

Se ha continuado con los trabajos de mejora y validación de los modelos utilizados en cuyo marco se han desarrollado nuevos modelos para incluir mecanismos de reacciones químicas de contaminantes atmosféricos en un modelo *CFD street canyon* para evaluar el efecto de pavimentos fotocatalíticos sobre la calidad del aire urbano o los avances en la modelización de metales pesados en España con el modelo CHIMERE (proyecto LIFE MINOX STREET)

Se ha finalizado la evaluación de estrategias integradas de mejora de la calidad del aire a escala regional y local, donde se ha contribuido a la elaboración de una guía para implantar sistemas



de evaluación integrada de la calidad del aire y la salud en regiones de Europa (proyecto APPRAISAL).

Se ha continuado trabajando en la modelización del efecto de la vegetación urbana sobre el clima y la calidad del aire urbano desarrollando nuevas técnicas para representar la capa límite atmosférica en modelos atmosféricos a escala de ciudad y se han realizado simulaciones a escala de calle y ciudad. Se ha comprobado que la vegetación presenta beneficios en cuanto al clima urbano y la calidad del aire sobre la ciudad, pero puede inducir a mayores concentraciones de contaminantes en calles por el efecto barrera que atenúa la dispersión de contaminantes emitidos por el tráfico. Estos trabajos se están centrando en la ciudad de Pamplona (Navarra), donde se han empezado a utilizar modelos *CFD Street canyon* para simular la contaminación en sus calles (proyecto LIFE RESPIRA).

Se ha trabajado en la validación de las simulaciones CFD para dos distritos de Madrid. Los resultados de uno de ellos han mostrado que el *modelo CFD de street canyon* simula muy bien la distribución de contaminantes dentro de las calles de Madrid próximas al parque de El Retiro. En breve se tendrá el estudio para la zona de la plaza de Fernández Ladreda (Madrid), donde se han realizado campañas experimentales (proyecto TECNAIRE). Además, se ha trabajado en el acoplamiento con modelos a mesoscala y con modelos de emisiones de tráfico de muy alta resolución.

En el ámbito de la **ecotoxicidad** de los contaminantes atmosféricos, se ha continuado con la

definición de valores umbrales (niveles y cargas críticas) de los contaminantes atmosféricos (ozono- O_3 - y nitrógeno - N_2 -) para la protección de la vegetación mediterránea. Se ha desarrollado una investigación sobre la aplicación de los conocimientos científicos en el desarrollo de políticas de protección medioambiental en Europa, Estados Unidos y Canadá en el marco del Convenio de Ginebra (CLRTAP, ONU-CEPE) sobre contaminación atmosférica transfronteriza a gran distancia. Además, se ha colaborado en la revisión sobre la metodología para el establecimiento de los niveles críticos de O_3 .

Se ha realizado la campaña de trabajo en el campo experimental con cámaras descubiertas situado en la finca «La Higuera» (Toledo), perteneciente al Museo de Ciencias Naturales del CSIC, donde se ha analizado el rango de sensibilidad a O_3 de 15 variedades españolas de trigo. Se han considerado 3 tipos de variedades: las modernas (de mayor siembra actual), las de edad media y las variedades antiguas (en desuso). Se han medido parámetros de producción y crecimiento, seguimiento de daños foliares, parámetros de intercambio gaseoso y parámetros relacionados con la resistencia al déficit hídrico. Se han recogido muestras para analizar el contenido elemental foliar y la calidad del grano.

También se ha analizado la sensibilidad al O_3 de 14 variedades de cultivos de hoja (espinaca, acelga, lechuga, escarola), encontrándose que la sensibilidad al O_3 en función de su producción y calidad fue (de mayor a menor) acelga, espinaca, escarola y lechuga. El O_3 disminuye la producción de biomasa comercial, aumenta la tasa biomasa no

comercial/comercial y ha incrementado la senescencia foliar en las variedades sensibles. La sensibilidad al O_3 se ha asociado con una reducción de la capacidad fotosintética vegetal a través de la reducción de la conductancia estomática afectada al transporte y distribución de carbono dentro de la planta y reduce la eficiencia en el uso del N_2 . Se ha continuado con el análisis de los efectos del O_3 y la fertilización N_2 en los pastos anuales de dehesa. Entre los resultados novedosos destaca el análisis de los efectos del O_3 y el N_2 en la parte subterránea de la comunidad. El O_3 limita el efecto favorecedor de la fertilización nitrogenada en el crecimiento de las raíces de especies sensibles de tréboles y reduce el contenido de N_2 en las raíces de las gramíneas.

Además, la senescencia que provoca el O_3 incluye el sistema radicular. Estos efectos combinados podrían explicar una mayor cantidad de N_2 disponible en el suelo para las comunidades de microorganismos responsables del aumento de las emisiones de N_2O .

Se ha iniciado un estudio del efecto del pastoreo sobre la vegetación y el suelo, y flujos de carbono en un sistema silvopastoral de la sierra de Madrid con el fin de analizar la composición florística, producción vegetal, biodiversidad, calidad de las comunidades pasícolas, así como sobre distintas características físicas, químicas y biológicas del suelo. Igualmente, se cuantificará el flujo de CO_2 entre el suelo-vegetación y la atmósfera.

Se ha perfilado la relación entre los denominados *Spectral Shape Indices* (SSI) con el Índice de área foliar (IAF) y la respiración del suelo (Rs)

de cultivos de maíz y cebada así como la evaluación de la capacidad de estos índices para representar la evolución fenológica de ambos cultivos.

Se ha continuado analizando el impacto de la vegetación urbana en la calidad del aire y con el análisis de los diferentes servicios ecosistémicos, tanto ambientales como sociales y económicos, que pueden ofrecer los bosques urbanos cuando son gestionados dentro de un contexto de infraestructura verde (COST FP1204 GreenInUrbs). Se ha colaborado con el *Silva Mediterranea Working Group on Urban and Peri-urban Forestry* de la FAO en la elaboración de una base de datos sobre indicadores relacionados con la vegetación urbana y peri-urbana.

Respecto a **contaminantes orgánicos persistentes (COP)** se ha continuado con su vigilancia ambiental en algunas matrices en el interior de España y otras zonas de interés (encomienda de gestión con MAGRAMA). En ella se han realizado campañas trimestrales de muestreo de aire mediante captadores pasivos y el análisis estadístico de los datos obtenidos en el periodo 2008-2014. Adicionalmente se han obtenido y evaluado datos de concentración de COP en suelos muestreados durante el periodo comprendido entre los veranos de 2010 y 2014 y los niveles de PFOS¹¹ en muestras de agua superficial recogidas entre invierno de 2012/2013 y verano de 2015 en la cuenca hidrográfica del río Tajo. En estos estudios se han encontrado diferencias estadísticamente significativas entre las concen-

¹¹ perfluorooctano sulfonate



tracciones de PCDD/F¹², PCB¹³, PBDE¹⁴, HCH¹⁵ y DDT¹⁶ en aire, siendo superiores los niveles en las zonas urbanas con respecto a las localizaciones remotas, observándose HCB¹⁷ (pg/m³) > PCB (pg/m³) ≈ DDT (pg/m³) ≈ HCH (pg/m³) > PBDE (pg/m³) >> PCDD/F (fg/m³) como patrón de concentración para las medianas obtenidas con datos de aire globales. Este patrón 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, se ha observado que su concentración 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 PCDD/F, PCB y diferentes retardantes de llama halogenados, en muestras de aire urbano, recogidas en 2013 con captadores activos de alto volumen equipados con espumas de poliuretano (PUF) y filtros de microfibra de vidrio, procedentes de una estación urbana de fondo. Los resultados han evidenciado un distinto fraccionamiento gas-partícula, para las diferentes familias de conta-

minantes evaluados. Así, mientras que PBDE, DP¹⁸ y PCDD/F están asociados principalmente a la materia particulada, PCB, mirex, y los de-cloranos 602, 603 y 604 se encuentran mayoritariamente en la fase gaseosa. Adicionalmente, se ha observado que la distribución de PCDD/F y PBDE entre la fase gaseosa y la materia particulada, está muy influenciada por la temperatura, aumentándose su concentración en la fase gaseosa del aire durante los meses más cálidos. Sin embargo, para DP no se han detectado tendencias estacionales. Debido al bajo porcentaje de detección de mirex, y de-cloranos 602, 603 y 604 en las muestras evaluadas, no ha sido posible establecer aún conclusiones sobre su presencia y comportamiento en el aire y serán necesarios investigaciones adicionales.

Se ha realizado el análisis de PCDD/F procedentes de la emisión atmosférica de una de las chimeneas de la planta de tratamiento de lodos extraídos del embalse de la población de Flix (Tarragona) y de PCDD/F y PCB en muestras de la inmisión de un punto situado en el interior de dicha población para el seguimiento de los trabajos de eliminación de la contaminación química del embalse (encomienda de gestión con ACUAMED).

Se ha realizado el control y seguimiento de HCH en aire, mediante muestreos mensuales utilizando captadores de aire pasivos con PUF, de distintos puntos del término municipal de Sabiñánigo (Huesca) tras el desmantelamiento del antiguo vertedero de HCH de Bailín (Huesca).

¹² policlorodibenzo-p-dioxinas y policlorodibenzofuranos

¹³ bifenilos policlorados

¹⁴ polibromodifenil éteres

¹⁵ hexaclorociclohexanos

¹⁶ dicloro difenil tricloroetano y metabolitos

¹⁷ hexaclorobenceno

¹⁸ dechlorane plus

Se ha evaluado la transferencia de contaminantes orgánicos emergentes (retardantes de llama halogenados) y sustancias químicas perfluoradas (PFC), desde suelos agrícolas enmendados con residuos sólidos urbanos y lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales hacia distintos compartimentos medioambientales. Las conclusiones más relevantes se han obtenido a partir de los resultados de tres tipos de ensayos: estudios de semicampo, para evaluar la presencia de estos contaminantes en aguas de lixiviación y escorrentía; estudios de MS₃, para establecer la transferencia a organismos invertebrados y ensayos de transferencia a producto hortícolas, a partir de cultivos de espinacas, tomates y maíz (proyecto CECAREA). Aunque los resultados han mostrado evidencias de la transferencia de PBDE, DP y PFC hacia los ecosistemas terrestres en las condiciones agronómicas establecidas, no existe riesgo para los organismos del suelo ni riesgo de intoxicación secundaria para depredadores que se alimenten de éstos, ya que $R_{CR}^{suelo} \text{ y } R_{CR}^{depredador} \ll 1$.

En **emisiones contaminantes** se han desarrollado todas las actividades previstas y encomendadas a la Oficina de Control de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión españolas (OCEM-CIEMAT), delegada por el MINETUR para la recepción, gestión, procesado y supervisión de los datos generados por el parque nacional de Grandes Instalaciones de Combustión (GIC). Conforme a lo previsto, se han enviado al MINETUR los informes correspondientes con los resultados y balances de emisiones de las GIC nacionales de 2014 y se ha remitido a la Agencia Europea del Medio

Ambiente (EEA) toda la información requerida por ellos a España en relación a las emisiones de las GIC de 2013. Por último, se ha colaborado activamente con el MINETUR y el MAGRAMA en la redacción del borrador de nueva Orden Ministerial para la regulación del control de las emisiones producidas por las GIC, que sustituirá a la normativa actualmente en vigor.

Se ha puesto a punto el electrofiltro de la línea de depuración de emisiones instalada en la planta piloto de combustión en lecho fluidizado del CEDER, donde se llevarán a cabo los experimentos y ensayos para valorar y optimizar la influencia de ciertos parámetros sobre el rendimiento de la combustión de biomasa en plantas industriales así como sobre su impacto ambiental (proyecto CLEANBIOM). Además, se ha realizado la primera campaña de medidas de emisiones en dicha planta durante ensayos continuados de quema de biomasa procedente de residuos agroforestales.

Se ha puesto en marcha un estudio sobre el impacto ambiental y sobre los vehículos, derivado del uso como combustible de biodiesel, obtenido a partir de aceites de fritura, utilizado en flotas de servicio público de Sevilla, y se han puesto a punto los instrumentos que se utilizarán en todos estos ensayos (proyecto LIFE BioSeville).

Se han realizado nuevas campañas de medida de emisiones de los diferentes motores ensayados en el Centro de Ensayos de Turborreactores (CET) del INTA. Además de las medidas ya habituales de gases y partículas emitidos se ha realizado por primera vez una caracterización de los hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH) emitidos.

¹⁹ Coeficiente de Caracterización del Riesgo.

Para ello, en el interior del túnel de evacuación de emisiones se han implementado muestreos de partículas con técnicas ambientales convencionales y el análisis de las muestras. Además, se ha iniciado el desarrollo de equipamiento específico y novedoso que será instalado en el CET y que permitirá realizar, por primera vez en Europa, la caracterización experimental de las emisiones a la atmósfera producidas por los turborreactores comerciales de última generación (encomienda de gestión del INTA).

Se ha finalizado con éxito el estudio y evaluación metrológica llevados a cabo sobre la tecnología RSD que ha permitido el desarrollo de metodologías de evaluación de esta técnica bastante novedosas que podrán ser utilizadas por el Centro Español de Metrología para homologar en el futuro este tipo de instrumentos. Además, se ha realizado una caracterización del comportamiento emisor del parque circulante español a partir de una muestra de más de 194.000 vehículos registrados que ha puesto de manifiesto que las emisiones reales en carretera son muy superiores a las previstas según las homologaciones de vehículos y que algunos modelos específicos de motores diésel modernos (Euro5 y Euro6) son especialmente contaminantes, resultado totalmente inesperado (proyecto CORETRA).

LÍNEA: Suelos y Geología ambiental

En **conservación y recuperación de suelos**, las actividades relacionadas con la difusión a la sociedad han sido de especial relevancia debido a que 2015 fue declarado Año Internacional de los Suelos.

Respecto a la investigación, dentro de la recuperación de terrenos afectados por mercurio (Hg) ambiental se ha centrado en la caracterización de materiales que contengan mercurio y materiales estabilizados, en colaboración con las Minas de Almadén y Arrayanes (MAYASA) y el Centro Tecnológico de Mercurio (CTNDM). Se han desarrollado y aplicado distintas estrategias analíticas para la especiación de Hg en plantas acuáticas y arroz y se ha estudiado la eficacia de la desorción térmica, mediante el uso de energía solar, para la eliminación de Hg en suelos contaminados. Se ha continuado el estudio de la incidencia del Hg en cultivos agrícolas y su potencial impacto en la dieta humana. Asimismo se han elaborado los procedimientos de medida de Hg en diversas matrices y se ha puesto a punto un procedimiento para la determinación de fosfatos en suelos alcalinos.

Se ha estudiado la eficacia de la oxidación química *in situ*, junto con técnicas de base biológica, consiguiendo un nuevo enfoque en el tratamiento de suelos contaminados por hidrocarburos. Se ha realizado la primera dosificación de reactivos dentro de los estudios de biorrecuperación y se ha planificado la campaña de la restauración ambiental final del emplazamiento (proyecto LIFE BIOXISOIL). Se han desarrollado los trabajos experimentales en el invernadero del CIEMAT para el estudio de la interacción fitotecnologías-biorremediación en la descontaminación de suelos contaminados por combustible.

Se han realizado distintas campañas de campo de RADAR-Camarena y SoilMedSen para la validación de resultados y se han obtenido imágenes de

teledetección con RADARSAT-2 multi polarimetric y de TerraSAR-X single pol.

Se ha finalizado la caracterización mediante datos de RADARSAT-2 de superficies expuestas a procesos periglaciares alrededor de la bahía Maxwell (Isla Rey Jorge, Antártida). Se ha realizado la caracterización de indicadores de la erosión del suelo usando datos hiperspectrales de las regiones mediterráneas de cultivos de secano. Además, se ha comenzado un estudio de la evolución geodinámica reciente, efectos geomorfológicos, edáficos e hidrogeológicos de los cambios ambientales y geoconservación en el norte de la Península Antártica (proyecto GONGEO).

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, la monitorización de la Cueva Kaite y de la Cueva Mayor (Norte de España) para la calibración de los estudios climáticos basados en espeleotemas ha proporcionado conocimiento sobre los procesos geoquímicos que ocurren actualmente en ambos sistemas y qué factores influyen en el equilibrio del karst. Se ha observado, por ejemplo, que los procesos de precipitación de calcita en el epikarst y/o en la zona no saturada están relacionados con los cambios en el régimen de precipitaciones, tanto a escala estacional como interanual. Estas variaciones quedan reflejadas en cambios interanuales en la concentración de calcio y en la relación molar Mg/Ca en el agua de goteo, así como en la señal isotópica del

$d^{13}C$. Por otro lado, se ha observado que en ambas cuevas el CO_2 se acumula en las zonas donde hay menos ventilación y muestra ciclicidad estacional. El aumento de CO_2 se correlaciona con una disminución en la precipitación de calcita (proyecto RECCE).

Las actividades llevadas a cabo en el Centro de Recuperación de Inertes (CRI, Huelva) han confirmado que los ensayos pilotos construidos en 2010 para demostrar la eficacia de barreras de arcilla reactivas permeables con diferentes geometrías, han servido para evaluar la capacidad de retención de la illita Rojo de Carboneros. La práctica totalidad del ^{137}Cs inyectado en la zanja piloto en el ensayo de trazadores ha quedado retenido en el material reactivo lo que indica que sigue manteniendo su reactividad tras 5 años de funcionamiento ininterrumpido.

Se han presentado las pautas de variación de la composición química de las aguas subterráneas del entorno del ATC de El Cabril (Córdoba), tanto en la Formación Albariza como en la Formación Cabril, desde septiembre de 1987 hasta la actualidad. Esto ha confirmado que las aguas subterráneas más alejadas de las plataformas de almacenamiento mantienen el carácter Na-Ca- HCO_3 mientras que las aguas que circulan por la Formación Cabril tienen los porcentajes más altos de sulfato disuelto. Todo ello está ligado a la llegada de aguas antrópicas que ha tenido lugar en numerosos puntos del emplazamiento.

El estudio hidrogeoquímico llevado a cabo en el ATC está basado en un importante número de muestras de aguas de lluvia, superficiales y sub-



terráneas, obtenidas con la metodología puesta a punto por el CIEMAT que garantiza la representatividad de las mismas. Las aguas han sido clasificadas en función de la litología y características químicas, físico-químicas e isotópicas. Se han realizado dataciones de las aguas subterráneas para apoyar al modelo hidrogeológico en la parcela del ATC y se han determinado los procesos de disolución derivados de la interacción agua-roca en la zona del emplazamiento nuclear, comprobándose que no van a afectar a la estabilidad del terreno ya que el agua se encuentra en equilibrio con los materiales yesíferos por los que circula. Asimismo, se ha obtenido el modelo de funcionamiento hidrogeoquímico del sistema basado en los procesos de interacción agua-roca acoplados al funcionamiento hidrogeológico del sistema.

En el ámbito de la termo-hidro-mecánica y geoquímica se ha participado en los muestreos consecuencia del desmantelamiento del experimento FEBEX, en el Laboratorio subterráneo GTS (Suiza). Se han llevado a cabo muestreos de agua-gas, previos al desmantelamiento, y muestreos de las interfaces (hormigón-bentonita y liner-bentonita) y de la bentonita del ensayo, durante el desmantelamiento propiamente dicho (proyecto FEBEX-DP).

Se ha realizado la microtomografía computada de las muestras pre y post inyección de CO₂ para el estudio del sistema poroso de las facies Utrillas (Teruel) como material para almacenamiento de dicho gas en profundidad (proyecto PMA₂CO₂).

Se han estudiado los efectos de los gradientes termo-hidráulicos en el estado físico y la geoquímica de bentonita compactada y también la satu-

ración de los materiales de barrera bajo gradientes térmicos.

Se ha finalizado una nueva fase de la caracterización básica, hidro-mecánica, mineralógica y geoquímica del sustrato geológico para el ATC donde se han caracterizado gran número de muestras recibidas de los sondeos SG10C y SG24B. No ha sido posible finalizar la determinación de las curvas de retención de los diferentes litotipos, por la lentitud de los procesos hidráulicos, pero se encuentran ya suficientemente avanzadas.

Se han concluido los trabajos correspondientes a la primera fase del ATC (convenio con ENRESA) y un trabajo sobre el comportamiento de la barrera de arcilla (proyecto PEBS).

Se han iniciado la caracterización termo-hidro-mecánica y geoquímica de materiales empleados en almacenamientos de residuos radiactivos y la Investigación de los procesos de disolución/precipitación y su evolución a largo plazo.

En **riesgos en sistemas naturales modificados antropogénicamente** se ha finalizado un estudio de los riesgos asociados a la extracción de gas de esquisto: sismicidad inducida, riesgos ecológicos, presencia de contaminantes orgánicos (NORM) e inorgánicos en los acuíferos de proyectos de extracción de dicho gas no convencional.

Se ha iniciado el desarrollo del proyecto sobre seguridad en un proyecto de extracción de gas de esquisto, en colaboración con la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de Madrid (proyecto SPEGE).

LÍNEA: Cambio climático

En **bases científicas del cambio climático** se ha continuado con la caracterización de aerosoles (proyectos MICROSOL, AEROCLIMA y PROACLIM). Prosigue con la caracterización experimental en continuo de las propiedades ópticas del aerosol en diferentes entornos y procedente de distintas fuentes, obteniendo parámetros que intervienen en las estimaciones del forzamiento radiativo a escala local.

Se han realizado distintos estudios del impacto en el forzamiento radiativo de los aerosoles procedentes de combustión con distintos tipos de sistemas y combustibles, incluida la biomasa.

En **seguimiento y monitorización del cambio climático**, destaca la participación en la red de observación *Guadarrama Monitoring Network Initiative* (GUMNET) colaborando en la selección de los lugares de muestreo en los distintos sistemas de la Sierra de Guadarrama. Además, se ha redactado un modelo digital de elevación de extracción y análisis de muestras edáficas y geológicas de la red.

Se han analizado y preparado las muestras de suelos (pH, conductividad, materia orgánica, textura...) procedentes de las calicatas realizadas durante las campañas de campo a lo largo del año en las estaciones de la Red GUMNET.

Se ha continuado con el estudio de los efectos de la interacción de los depósitos de N_2 y el fuego en el intercambio de gases de efecto invernadero en matorrales mediterráneos que han sufrido un incendio en la sierra de Guadarrama (Madrid). Se

han mantenido las fertilizaciones periódicas con diferentes concentraciones de N_2 así como el estudio del crecimiento de la vegetación, y la evolución de los gases de efecto invernadero del suelo.

Respecto al trabajo de campo en las estaciones de seguimiento del depósito de contaminantes atmosféricos en la localidad de Tres Cantos (Madrid) y en el Alto de Guarramillas (Bola del Mundo, Madrid) y Cotos (Parque Nacional de la Sierra de Guadarrama), se han mantenido las medidas en continuo de las concentraciones de los principales contaminantes atmosféricos y parámetros meteorológicos. Además, se han realizado campañas de muestreo de producción vegetal y medida de intercambio gaseoso.

Se ha analizado el posible aporte de nitrógeno a los encinares a través del depósito atmosférico, así como los efectos que el depósito atmosférico de nitrógeno y el clima pueden tener en la estequiometría foliar de diversas especies forestales (proyecto COST Action ES1308).

En el ámbito de **cambio climático y comportamiento ciudadano** se ha comenzado el estudio del papel de la metáfora en la definición y percepción social de temas conflictivos: instituciones, medios de comunicación y ciudadanos (proyecto METAFPERCOM).

Se ha colaborado en el diseño metodológico y toma de datos para los casos del cambio climático y la contaminación atmosférica, en colaboración con la Universidad de Barcelona.

En **tecnologías medioambientales para la mitigación del cambio climático**, se ha finalizado la

fase de caracterización de la seguridad y del comportamiento dinámico de la Planta de Desarrollo Tecnológico de Hontomín (Burgos) con el modelado de transporte reactivo bifásico CO₂-salmuera y el modelo intermedio de flujo subterráneo en dicho emplazamiento (proyecto CIUDEN-CIEMAT). La evaluación global del comportamiento de la mencionada planta y de los riesgos asociados al almacenamiento geológico de CO₂ en acuíferos carbonatados profundos ha permitido desarrollar e implementar un modelo probabilístico integrado de evaluación basado en la aplicación del formalismo de redes bayesianas (ABACO₂G) que se validará con los datos experimentales del monitoreo post-inyección en el complejo de almacenamiento de Hontomín (proyecto ENOS).

Dentro del ámbito de análogos naturales del almacenamiento geológico de CO₂, se ha recibido el premio de la Fundación Gómez Pardo a la tesis donde se hace un estudio del comportamiento del análogo natural de almacenamiento de la cuenca Gañuelas-Mazarrón (Murcia) y de las implicaciones del mismo en la seguridad del almacenamiento de CO₂ en estado supercrítico.

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 **criterios y fundamentos de protección radiológica** se ha finalizado el proyecto sobre la integración sostenible a largo plazo de la investigación en radioecología en Europa, donde se ha desarrollado la primera agenda de investigación estratégica en el tema, un portal sobre radioecología, el concepto de observatorios de radioecología y una plataforma sostenible de formación y educación en radioecología (proyecto STAR).

Se ha realizado una revisión del estado del arte de las evaluaciones del impacto de los residuos tóxicos (no radiactivos), tanto en lo referente al marco legislativo, como a las metodologías utilizadas en España. Los desarrollos legislativos han derivado en un avance significativo en el desarrollo de metodologías e instrumentos técnicos, facilitando la gestión de los suelos contaminados. Si bien a nivel nacional el marco legislativo está bien definido, a nivel autonómico se ha constatado que tanto los desarrollos legislativos y normativos como la elaboración e implantación de los planes regionales no son homogéneos, variando en función de la problemática y características de cada Comunidad.

El CIEMAT ha sido designado por el MINECO como gestor español de programa de un nuevo



proyecto de integración en la investigación de la protección radiológica (proyecto EJP-CONCERT).

Sobre el desarrollo de **metodologías, modelos y herramientas de evaluación del impacto radiológico** se ha realizado una propuesta de actualización y mejora de los modelos conceptuales y matemáticos aplicados en la evaluación de seguridad de la biosfera en el almacenamiento de residuos radiactivos de El Cabril (Córdoba). Se han desarrollado y mejorado los modelos de evaluación de transferencia y acumulación de radionucleidos en el medio ambiente, especialmente los relacionados con el comportamiento de los radionúclidos de la serie de desintegración del ^{238}U y su aplicación a escenarios reales de evaluación. Además, se ha implementado un modelo dinámico que describe los procesos de transferencia del sistema suelo-planta-atmósfera para ecosistemas españoles, teniendo en cuenta la evolución climática a largo plazo en la región.

Se han realizado diferentes actualizaciones y mejoras del código AMBER y de sus aplicaciones y se han realizado ejercicios de intercomparación y validación de modelos de evaluación radiológica ambiental (proyectos MODARIA y BIOPROTA).

En el ámbito del **impacto radiológico de fuentes de radiación natural y artificial** se ha puesto en marcha un grupo de trabajo en la Sociedad Española de Protección Radiológica sobre este tema, con la intención de convertirse en referencia nacional (proyecto NORM). Se han finalizado las bases de datos de vertederos e incineradoras de residuos convencionales con el fin de ser utilizadas en la gestión de residuos NORM y se ha co-

menzado el desarrollo de una base de datos de industrias NORM.

Se ha continuado el desarrollo de herramienta CROM, ya disponible en versión 8, que integra los cálculos del impacto radiológico en operación normal a humanos y a biota, y la plataforma de desarrollos OP-CROM, en la que se desarrolló CROMERICA con el mismo concepto que CROM 8. Se ha finalizado el análisis del uso de herramientas como CROM para las evaluaciones de impacto radiológico (proyecto MODARIA).

En relación a la **protección radiológica en situaciones de intervención** se han presentado los datos finales sobre preparación a la emergencia para emisiones de larga duración. Se ha estudiado, mediante una encuesta on-line, las condiciones y medios para la incorporación de expertos en la plataforma analítica PREPARE. En el panel español sobre gestión de bienes de consumo contaminados se ha llevado a cabo un estudio Deplhi para determinar cuáles son las debilidades del sistema actual de gestión en la materia y las iniciativas que se proponen para mejorarla (proyecto PREPARE).

LÍNEA: Radiactividad ambiental y vigilancia radiológica

Se han realizado las operaciones necesarias para el aseguramiento de la calidad mediante acreditación de nuevas técnicas de medida. Se han evaluado las intercomparaciones y pruebas de capacitación de las centrales nucleares y de los laboratorios españoles pertenecientes a las redes del CSN. De hecho, los laboratorios del

CIEMAT forman parte de las redes de control de radiactividad ambiental a nivel nacional, europeo e internacional (red Almera de la IAEA) en el caso de emergencia radiactiva; lo que exige la participación anual en ejercicios de capacidad *proficiency test* e intercomparativos con respuesta rápida.

Se ha evaluado la primera intercomparación europea del índice de radiactividad en materiales de construcción junto con la Universidad de Ferrara (Italia) (proyecto NORM₄-building).

Se ha desarrollado una nueva metodología de cálculo de eficiencias de medida en la espectrometría g por el método de Montecarlo que abre nuevas expectativas para la medida en 50 geometrías distintas y con diversos tipos de materiales.

Se ha realizado un estudio de viabilidad y funcionalidad de la base de datos de gestión para su modernización. La base de datos es fundamental, tanto para la gestión de datos procedentes de distintos laboratorios con diversas técnicas instrumentales como para la evaluación anual de determinaciones, clientes, transmisión de datos, compatibilidad de almacenamiento de datos y riesgos de la confidencialidad asociados las transmisiones.

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** se han desarrollado nuevos maniqués voxelizados para la determinación de ¹³¹I en tiroides y ²⁴¹Am en cráneo, a partir de modelos físicos y maniqués antropomórficos.

Se ha participado en las simulaciones realizadas mediante métodos de Montecarlo de los tratamientos mediante radioterapia estereotáxica con radiación sincrotrón (SSRT) y radioterapia con microhaces (MRT). Ambos procedimientos presentan un gran potencial en cuanto a su posible aplicación clínica permitiendo la utilización de campos submilimétricos (COST TD1205).

Se ha desarrollado una versión del espectrómetro esférico de neutrones SP₂ para la medida de espectros pulsados en situaciones de bajo flujo. Se han utilizado detectores activos de alta sensibilidad que permiten la medida de valores de dosis equivalente ambiental del orden de 1-10 μSv, dependiendo del espectro neutrónico. Dicho instrumento permite además determinar el espectro neutrónico en una sola exposición a partir de la medida simultánea de 31 detectores de neutrones térmicos situados según tres ejes perpendiculares (proyecto NEURAPID).

Dentro de la dosimetría de campos mixtos neutrón-g, se ha caracterizado la respuesta de nuevos espectrómetros de neutrones SP₂ y CYSB basados en detectores activos de neutrones térmicos situados dentro de un único moderador de polietileno, plomo y goma borada. Los dispositivos de-

sarrollados han mostrado su eficacia para la medida del espectro neutrónico y la determinación del equivalente de dosis ambiental, $H^*(10)$, tanto en aplicaciones de dosimetría de área como en la caracterización de instalaciones productoras de neutrones.

En relación a la **dosimetría de radiación interna**, los laboratorios de bioeliminación y contador de radiactividad corporal (CRC) han participado en varios ejercicios de intercomparación internacionales y nacionales, organizados por distintas entidades (PROCORAD, BfS, EURADOS, IRSN), y han dirigido distintos test ciegos de muestras de orina con otros servicios autorizados.

El Laboratorio de bioeliminación ha organizado y dirigido la reunión de expertos internacionales en medidas de actividad en muestras biológicas con motivo de la XX reunión anual de resultados de ejercicios de intercomparación de PROCORAD (Association for the Promotion of Quality Control in Radiotoxicological Analysis) a la cual asistieron 71 laboratorios de 23 países.

Se han establecido y puesto en marcha los 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.

En **dosimetría de radiación externa**, se ha realizado las medidas de dosis individuales recibidas por trabajadores expuestos (externos y del CIEMAT) mediante el uso de dosímetros personales termoluminiscentes (corporales, de anillo y de abdomen), que generaron diversos informes de

dosimetría personal externa y de distribución de dosis para el CSN e informes preceptivos al Banco Dosimétrico Nacional.

El Laboratorio de dosimetría personal externa ha participado satisfactoriamente en la Intercomparación European Radiation Dosimetry Group (EURADOS 2015) para dosímetros de extremidades en campos de fotones y β . Se han emitido los informes correspondientes a la participación en la EURADOS IC2014 para dosímetros corporales y de test ciego para la dosimetría personal de extremidades mediante dosímetros de anillo (fotones y β).

En el ámbito de dosimetría ambiental se ha continuado con la vigilancia para el público (dosimetría ambiental) o en las zonas vigiladas IIRR (dosimetría de área), tanto en estaciones de vigilancia de área correspondientes a 11 instalaciones externas (clientes) y 45 estaciones de medida dentro del recinto del CIEMAT. También se ha realizado la evaluación de los resultados de la intercomparación realizada por EURADOS en el año 2014 para dosímetros ambientales.

Se ha participado en un proyecto sobre recomendaciones técnicas para la vigilancia ocupacional de trabajadores expuestos a incorporación de radionucleidos (proyecto TECHREC) y en el desarrollo de la agenda estratégica de Investigación de EURADOS en relación a temas de I+D en dosimetría interna.

Se ha recibido la visita técnica de personal del National Radiation Emergency Medical Center (NREMC; Corea del Sur) dentro de las activida-



des de medidas y evaluación de dosis en casos de emergencia de exposición interna. Así mismo, se ha realizado una visita a laboratorios coreanos para el asesoramiento en relación a la acreditación de técnicas de dosimetría interna según la Norma UNE-EN ISO/IEC 17.025:2008 y la creación de una red de laboratorios en dosimetría de radiaciones en Asia similar a la plataforma EURADOS.

El laboratorio de espectrometría de masas con fuente de plasma de acoplamiento inductivo y sector magnético (ICP-SFMS) ha conseguido la autorización del CSN para incorporar esta técnica para la determinación de actínidos (^{239}Pu , ^{238}U , ^{235}U , ^{230}Th , ^{232}Th) en orina.

Se ha determinado la 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 la Península Ibérica y su evolución Pliocena y Cuaternaria (proyecto MOWER) y la relación isotópica U en microalgas, medios de cultivo y sobrenadantes, en diferentes estadios de desarrollo para el estudio de la bioeliminación del mismo (proyecto URANIUM).

En **dosimetría retrospectiva**, y en el ámbito de alimentos irradiados, se ha estudiado las posibilidades de los carbonatos en dosimetría de estos alimentos, comprobando que la luminiscencia de carotenoides formados por microorganismos y presentes en sedimentos ricos en cobre es potencialmente válida para detectar alimentos irradiados.

En dosimetría por termoluminiscencia de carbonatos, se ha relacionado la composición (carbo-

nato cálcico) y la luminiscencia con el color azul de una calcita natural. Se han realizado estudios de caracterización de sulfatos y boratos para determinar 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 estudiado el comportamiento de adsorción de mezclas entre materiales arcillosos, comúnmente utilizados en almacenamientos de residuos por su elevada capacidad para adsorber contaminantes especialmente mediante intercambio iónico, y óxidos. La adsorción en las arcillas puede producirse también en sitios superficiales anfóteros, cuyo punto de carga cero está entre pH 7 y 8. Sin embargo, los diferentes óxidos presentan distintos puntos de carga cero por lo que mezclar arcilla y un determinado óxido puede promover la adsorción de un contaminante en concreto. Para este estudio, se han caracterizado distintas mezclas (arcillas esmécticas con óxido de aluminio, de cerio y hierro) y se ha analizado su capacidad para retener varios contaminantes (Cd, Se, Sr y U). La adsorción en los minerales, por separados y juntos, se ha interpretado a través de modelos de complejación superficial, necesarios para predecir el comportamiento del contaminante en distintas condiciones químicas (proyecto NANOBAG).

Se han continuado los estudios de retención de radionucleidos en materiales de cemento mediante el estudio de la adsorción en cementos y hormigones así como en los componentes más

importantes del cemento (las fases de silicato-cálcico hidratadas, la portlandita, la etringita, etc). Asimismo se ha evaluado el efecto de la presencia de materia orgánica en la retención de varios radionucleidos (Co, Ni, Se, Cd, Eu y Pu) en el cemento (proyecto CELUCEM).

Respecto al **transporte de radionucleidos en el medioambiente**, se ha estudiado la migración de varios radionucleidos en arcillas mediante el análisis de la migración de elementos conservativos (agua tritiada y cloro) para la determinación de un parámetro básico de transporte como es la porosidad y se han determinado los coeficiente de difusión de Cs, Ra y Ba. El estudio del Ra ha sido particularmente relevante ya que apenas hay datos experimentales sobre la migración de este elemento. También se han llevado a cabo estudios sobre los métodos de inmovilización de Ra en barita en condiciones de almacenamiento de residuos radiactivos (proyecto FAVL).

En la evaluación del **papel de los coloides y nanopartículas en el transporte de contaminantes** se han estudiado los mecanismos de formación de coloides debidos a la erosión de la barrera de bentonita en un almacenamiento de residuos radiactivos y se han evaluado las condiciones químico-físicas en las cuales, la presencia de coloides puede favorecer el transporte de radionucleidos. Se ha visto como las condiciones químicas del medio (especialmente salinidad y presencia de iones bivalentes) condicionan tanto la formación de coloides como su movilidad y capacidad de transportar contaminantes, siendo la química más relevante que otras propiedades físicas o hidrodinámicas del medio. Además se ha identificado que

uno de los factores más limitantes para el transporte de contaminantes asociados a coloides y nanopartículas es la irreversibilidad de la interacción coloide-contaminante (proyecto BELBAR).

ÁREA: Estudios de sistemas energéticos y medioambientales

Dentro de esta área se incluyen aquellas actividades de I+D+i relacionadas con el estudio o la evaluación de diferentes aspectos relacionados con las tecnologías energéticas y medioambientales, como son los aspectos socioeconómicos y ambientales del ciclo completo de las tecnologías energéticas, especialmente de las emergentes como la solar, eólica, biomasa o la fusión nuclear; los aspectos psicosociales, que determinan la influencia de la actuación humana y social en la tecnología, seguridad operacional y el medio ambiente de los sistemas complejos además de la percepción social a los nuevos desarrollos tecnológicos existentes en la actualidad.

Por otro lado, el CIEMAT también desarrolla estudios de prospectiva y vigilancia tecnológica con una larga experiencia en la elaboración de estos informes, tanto por petición del CIEMAT como por demanda externa, que sirven de base para la planificación y la toma de decisiones estratégicas.

LÍNEA: Investigación sociotécnica

En el ámbito de la investigación en **percepción del riesgo, conducta ambiental y aceptación social de tecnologías energéticas**, se ha analizado



el uso de sensores portátiles de contaminación atmosférica por parte de individuos no expertos. Utilizando un sensor portátil de NO₂, los participantes han realizado mediciones en distintos puntos de la ciudad, registraron sus impresiones en diarios online y participaron en una entrevista grupal al inicio y al final del proceso.

Se han desarrollado las fases de diseño, recogida de datos y análisis para el estudio de la percepción pública de la captura y almacenamiento de CO₂ (CAC). Su objetivo es caracterizar la actitud del público no experto ante la CAC y examinar diferencias entre población general y la población residente en regiones potencialmente receptoras de este tipo de tecnología.


Se ha diseñado y aplicado una encuesta Delphi entre expertos para consensuar los principales problemas o acciones de mejora del sistema de gestión de crisis radioactivas en España (proyecto PREPARE).

Se ha realizado una simulación de una emergencia por contaminación radiológica que facilitó el debate sobre la forma de proceder en el manejo de alimentos y otros bienes de consumo contaminados. Se ha comenzado la identificación y estudio de comprensión de las dimensiones que gobiernan la interacción entre energía nuclear y sociedad en el ámbito europeo durante las últimas 6 décadas (proyecto HONEST). Se han coordinado los estudios sociales del nuevo programa SES de investigación socio-económica en EURO-fusión, orientado a analizar la opinión pública hacia la energía de fusión, las opciones para fomentar la implicación ciudadana y de *stakeholders* y la

cobertura en medios de comunicación (tradicionales y digitales).

En el ámbito de **cultura organizativa y de seguridad** se ha participado en dos evaluaciones de cultura de seguridad y se ha continuado con el desarrollo de metodologías para el fomento de la cultura de seguridad en organizaciones de gestión de residuos radioactivos para ENRESA. La evaluación externa de cultura de seguridad en la central nuclear de Cofrentes ha permitido identificar con claridad tanto fortalezas como áreas de mejora que serán la base para el desarrollo de un plan de mejora. Se ha diseñado e implementado una metodología de autoevaluación de cultura de seguridad con una articulación metodológica mixta que se desplegó fundamentalmente en la Fábrica de Elementos Combustibles en Juzbado (Salamanca). Se han analizado las mejores prácticas en los procesos de autoevaluación de cultura en organizaciones de gestión de residuos (proyecto HoNESt). También se ha organizado un jornada sobre autoevaluación de cultura de seguridad en la industria nuclear española donde participaron representantes de NUCLENOR, central nuclear de Almaraz, central nuclear de Trillo, ENSA, ENUSA y ENRESA.

En **factores humanos** se ha proporcionado la realimentación en los grupos de referencia Halden Programme Group (HPG) y HAMMLAB Experimental Programme Advisory (HEPA) (proyecto del Reactor Halden). En particular, dentro de los experimentos del laboratorio de interacción hombre-máquina (HAMMLAB) se han diseñado dos procedimientos nuevos: para la definición de ítems de elementos de la interfaz de la sala



de control de un cuestionario de facilidad de uso para la validación del sistema integrado, realizado a partir de criterios de factores humanos incluidos en guías de diseño y de evaluación de salas de control del ámbito nuclear, y para el análisis de datos de cuestionarios de facilidad de uso de la interfaz de los experimentos realizados utilizando la combinación de técnicas cuantitativas.

LÍNEA: Análisis de sistemas energéticos

En **aspectos socioeconómicos de sistemas energéticos** se han obtenido los resultados de los impactos socioeconómicos de las cadenas de aprovisionamiento de biomasa para una planta en la región de Borgoña (Francia) y de la planta de Mijadas (España) a partir de cultivos energéticos y de residuos agrícolas (proyecto LOGISTEC).

Se han diseñado los formularios de recogida de datos para poder realizar un análisis de ciclo de vida y análisis de impactos socioeconómicos de los prototipos desarrollados para su estudio (proyecto REELCOOP).

Dentro del estudio de políticas energéticas, se ha realizado una evaluación de los impactos socioeconómicos y ambientales derivados de la cooperación internacional en materia de energías renovables entre los países de la Unión Europea y el norte de África, Balcanes y Turquía, donde el CIEMAT ha asumido las tareas de coordinación (proyecto BETTER).

Respecto al **análisis de ciclo de vida de procesos energéticos**, se ha analizado el comportamiento ambiental y económico de la producción de cultivos energéticos de triticale y cardo en secano y

sorgo y chopo en regadío (proyecto DECOCEL). También, se ha realizado la evaluación medioambiental y socioeconómica de la producción de bioetanol de caña de azúcar en la planta ubicada en Bella Unión de la empresa Alcoholes del Uruguay. Las relaciones entre los nexos agua-tierra-energía en España, ha sido objeto del estudio de prospectiva de las implicaciones ambientales ligadas a distintos escenarios de producción eléctrica en España en el horizonte de 2030 y al análisis retrospectivo de las posibles mejoras en eficiencia experimentadas en el sector agrícola en España en el transcurso de las últimas décadas en relación a las emisiones de GEI y el consumo de energía fósil de estas actividades desde una perspectiva de análisis de ciclo de vida.

En el área de **modelización de sistemas energéticos**, se han analizado los impactos de los objetivos europeos en materia de energía y cambio climático para el año 2030 en el sistema energético español utilizando el modelo energético nacional TIMES-Spain.

Se han construido las líneas narrativas para analizar posibles escenarios futuros del sistema energético global y se han obtenido resultados para algunos escenarios con el modelo energético global ETM.

Se ha preparado el plan de investigación para acometer el análisis de las medidas y políticas de eficiencia energética en España utilizando modelos tecno- económicos de optimización.

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 CIE-MAT, dos informes para la empresa URBASER y cuatro ediciones del boletín de vigilancia tecnológica de patentes sobre biomasa que se realiza para la plataforma tecnológica BIOPLAT, en colaboración con la Oficina Española de Patentes y Marcas.

10.6 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, el CIE-MAT, 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 enfoca su actividad hacia el apoyo a las empresas del sector y el progreso tecnológico para la mejora de la competitividad de las energías renovables.

- Desarrolla y transfiere a la industria conocimiento y conceptos aplicables dentro de su actividad investigadora.
- Capta conocimiento trabajando en consorcios con empresas y centros de referencia internacional para ofrecer un valor tecnológico diferencial que pueda ser incorporado por la industria.
- Presta servicios de alto valor mediante la aplicación de conocimientos muy especializados o infraestructuras de ensayo fuera de lo común.

Infraestructuras

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 de referencia en el mundo), el Parque Eólico Experimental, el Centro de Biocombustibles de 2ª generación y una Microrred.

Las principales instalaciones de CENER son descritas a continuación. Adicionalmente a éstas, CENER ofrece al sector otras infraestructuras de gran relevancia para llevar a cabo I+D+i: ensayo de módulos fotovoltaicos e inversores, ensayos de tubos receptores de plantas cilindro-parabólicas, ensayo de captadores planos, desarrollo de células y procesos de fabricación fotovoltaica.

Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores (LEA)

Se trata de una infraestructura dedicada a pruebas y ensayos de aerogeneradores que abarca desde el análisis de los componentes hasta el de aerogeneradores completos, según normas internacionales. El LEA integra cuatro centros de ensayo de última generación entre los que se encuentran:

- Laboratorio de Ensayos de Palas,
- Laboratorio de Ensayos de Tren de Potencia que 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 biocombustibles de 2ª generación y bioproductos, así como los procesos de producción de los mismos de forma global, o específicamente equipos y componentes clave, 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 bioproductos, incluyendo nuevos conceptos de biorefinería, 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.



- Unidad de Procesos Bioquímicos: 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 termoquímico.
- 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.
- Generador Diesel de 55 KVA;
- Microturbina de Gas de 30 kW con aprovechamiento térmico (generación de calor y frío);
- Baterías de Plomo-Ácido. (50 kW x 2 horas);
- Batería de flujo, (50 kW x 4 horas);
- Batería de ion Litio, (50 kW x ½ hora);
- Supercondensadores (30 kW x 45g);
- Demanda: cargas trifásicas de 120 kVA, vehículo eléctrico y cargas reales del luminaria del polígono industrial y oficina.

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;

Actividades y proyectos de I+D

CENER desarrolla proyectos de I+D para el desarrollo de conocimiento y conceptos que posteriormente transfiere a la industria. Una de las principales vías de investigación son los consorcios en concurrencia competitiva donde genera redes de conocimiento.

Durante el año 2015 CENER ha continuado incrementando su actividad en proyectos competitivos de I+D+i, sobre todo de colaboración europea. En los últimos cuatro 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 (como miembro del Comité Directivo y coordinador del subgrupo de Infraestruc-

turas de Investigación), igualmente forma parte del «Steering Committee» del ETIP (Plataforma Europea de la Industria – antiguo TPWind); biomasa; solar térmica; solar fotovoltaica y redes inteligentes. En relación con la Agencia Internacional de Energía CENER es co-representante de España en el «Renewable Energy Working Party», es coordinador de la tarea 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.

Aparte de estas contribuciones, CENER es miembro de varias plataformas tecnológicas (nacionales y europeas), PPP, JTI, FOTOPLAT, EIP Smart Cities y asociaciones del sector y colabora con diferentes Comités de Estandarización y Certificación. Participa en el Comité de IECTC120 «Electrical Energy Storage», en AENOR en el grupo AEN 218 Electricity Storage Systems y es miembro del EASE (The European Association for Storage of Energy) y de la JP on SmartGrids y Futured.

Las actividades y los proyectos más significativos de los diferentes departamentos de CENER en 2015 se exponen a continuación.

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, opera-

dores, 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.

Los principales proyectos de I+D en 2015 han sido:

- **NEWA** – New European Wind Atlas (ERANET PLUS - FP7)
- **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 2015 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. En el ámbito de Sistemas Fotovoltaicos, donde ya existe una reconocida capacidad para ensayo y caracterización de módulos fotovoltaicos de todas las tecnologías según normas de la IEC, se ha ampliado la oferta de servicios a la industria fotovoltaica mediante el desarrollo de capacidad de ensayo de componentes, en este caso de seguidores solares según IEC-62817, o la evaluación de la capacidad para reducir la aparición de PID en los módulos instalados. En el caso de Células fotovoltaicas se ha continuado la investigación en las tecnologías de última generación a partir de materiales orgánicos, participando en las

etapas de medida y Round Robin a nivel internacional para establecimiento de metodologías de caracterización, así como en la hibridación de tecnologías orgánico/inorgánico (Silicio) o procesos para tecnología de lámina delgada sobre sustrato metálico. El Departamento de ESFV de CENER también colabora en iniciativas de la Agencia Internacional de la Energía (IEA-PVPS) en el campo de la fiabilidad de módulos (Task-13) e integración arquitectónica de la FV (Task-15), realiza actividades de certificación de módulos fotovoltaicos, diagnóstico de defectos y ensayos de rendimiento, medida y caracterización de células y módulos fotovoltaicos y ha desarrollado proyectos para soporte tecnológico al establecimiento de laboratorios de I + D en países como Arabia Saudita y Dubai.

Los principales proyectos de I + D durante 2015 han sido:

- **ANTIPIID** - Evaluación de la capacidad para reducir el efecto de **PID** inducido en los módulos fotovoltaicos de las plantas mediante un dispositivo para generación de tensión a partir del inversor fotovoltaico (Capacitación Gobierno Navarra).
- **AEQUA** - Actualización de ensayos para normativas de cualificación del funcionamiento, durabilidad y seguridad de módulos FV de silicio cristalino: **Peel-off test** (Capacitación Gobierno Navarra).
- Desarrollo de procedimientos para **caracterización de nuevas tecnologías de células fotovoltaicas basadas en materiales orgánicos y**

PEROVSKITAS (OPV), dentro de las actividades de la **EERA-PV**.

- Procesos para tecnología fotovoltaica de **hibridación silicio cristalino-material orgánico**.
- **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).
- **STEEL-PV**: Desarrollo de capa anti-difusora de óxido de Silicio a partir de PECVD sobre sustratos metálicos de hasta 20cm X 20cm, (FP7-EU).
- **OPTISOLAR**: Nueva generación de seguidores solares altamente optimizados (Convocatoria «Clusters» del Gobierno de Navarra).
- **ETFE-MFM** - Development and demonstration of flexible multifunctional ETFE module for architectural façade lighting (FP7-EU).
- **AISOVOL** - Solución de generación fotovoltaica para su uso como material constructivo alternativo en la edificación (RETOS de la Sociedad).
- «Support for the **establishment of an R&D laboratory** to investigate on components for Renewable Energies» para **DEWA** (Dubai Electricity and Water Authority).
- **SOLARROK** – PHOTOVOLTAIC Clusters Development and Implementation Measures of a Seven Region Strategic Joint Action Plan for Knowledge-based Regional Innovation (FP7 – ROK).



- 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**.

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 2015, 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 en tres ámbitos diferenciados:

- Desarrollo de nuevas capacidades que permitan ofertar nuevos e innovadores servicios y asistencias técnicas a la industria solar térmica y que respondan a sus necesidades a corto y medio plazo.
 - Desarrollo de nuevos componentes innovadores que permitan una reducción de costes relevante de la tecnología a corto y medio plazo. Fruto de estos desarrollos son las dos patentes presentadas en 2015.
- Además, se ha seguido impulsando la participación en proyectos de investigación tanto nacionales como europeos. Este año se han conseguido dos hitos importantes:
 - Proyecto **H2020 CAPTURE**, liderado por CENER. Los objetivos técnicos principales son desarrollar un receptor solar innovador que alimenta una turbina de gas y estudiar un concepto de planta innovador basado en ciclos combinados (cabe destacar la fuerte presencia de empresas y centros de investigación nacionales impulsada desde CENER).
 - Proyecto **H2020 PREFLEXMS**, cuyo objetivo es mejorar la previsibilidad y flexibilidad de la energía generada mediante plantas de concentración solar (CSP).
- Además de los ya mencionados, los principales proyectos de I+D en 2015 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:** Scientific and technological alliance for guaranteeing the Euro-pean excellence in Concentrating Solar Thermal Energy (FP7).
- **ANTHOPHILA:** Tecnologías para generación solar termoeléctrica a pequeña escala con gestión sostenible mediante hibridación con biomasa y almacenamiento térmico
- **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%)
- **ITR:** Inspección automática de Tubos Receptores en campo.
- **SEHICET.** Desarrollo de un sensor específico para la monitorización on-line de la presencia de hidrógeno molecular en aceites de centrales termosolares cilindro-parabólicas.

Gracias a toda esta actividad investigadora el departamento se ha visto reforzado con nuevas capacidades de diseño, y se han fortalecido y creado alianzas con otros centros de investigación, centros tecnológicos y empresas del sector tanto a nivel nacional como internacional.

Por otro lado, el departamento de Solar Térmica 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. Así como en la European Solar Thermal Technology Platform on Renewable Heating & Cooling en la que somos miembros del Steering Committee. El departamento de solar térmica participa también activamente en diferentes foros nacionales como son la plataforma Solar Concentra, y la asociación de la industria Protermosolar y los comités de estandarización de AENOR

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:

- **BUTANexT** - Next Generation Bio-butanol (H2020).
- **SYN2OL** - Development of a fermentation process from syngas to produce ethanol (Gobierno de Navarra).
- **Fer4Abio** -Desarrollo de un proceso de producción de agrobiológicos (Gobierno de Navarra).
- **BioPest** - Bioinsecticidas «a la carta» basados en *Bacillus thuringiensis* (Gobierno de Navarra).



- **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).
- **BIOTRADE2020plus** - Supporting a Sustainable European Bioenergy Trade Strategy (IEE).
- **BIOREFINERIA EN NAVARRA** (Gobierno de Navarra).

Departamento de Energética Edificatoria

El Departamento de Energética Edificatoria de CENER desarrolla proyectos de I+D y servicios tecnológicos sobre aplicaciones de la energía en la ciudad, y especialmente en los edificios, basados en la eficiencia energética y la integración de las energías renovables en los entornos urbanos, en el contexto de las ciudades inteligentes o «smart cities» y del estándar de «edificio de consumo de energía casi nulo» definido por la Comisión Europea.

El departamento DEE desarrolla soluciones y sistemas energéticos que permitan reducir drásticamente el consumo de energía fósil en nuestras ciudades y edificios, con dos líneas estratégicas diferentes: a) Diseño de Edificios y Ciudades Inteligentes y Energéticamente Eficientes, y b) Eficiencia Energética y Análisis de datos.

Durante el año 2015 se ha realizado una intensa actividad en proyectos de I+D, siendo los más relevantes los siguientes:

- **EU-GUGLE**. Coordinadores del proyecto, consistente en el desarrollo de 6 proyectos piloto de rehabilitación energética en 6 ciudades de Europa. Financiado por el 7º programa Marco de la UE, en la convocatoria Smart Cities 2012.
- **LIFEZEROSTORE** -Supermarket retrofit for zero energy consumption (LIFE). Proyecto cuyo objetivo es el desarrollo de una solución de tri-generación energética basado in biomasa para supermercados.
- **PCM FAÇADE** – Proyecto de I+D Regional (Navarra). Desarrollo de un sistema de fachada industrializada, de elevadas prestaciones energéticas, con incorporación de materiales de cambio de fase – PCMs.
- **CAPE** – Proyecto de I+D Regional (Navarra). Desarrollo de un sistema de cubierta industrializada, fabricada con materiales de base biológica y con integración de energías renovables para la rehabilitación energética de edificios.

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 2015 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).
- **STORY**, Added value of STORAge in distribution sYstems (H2020)
- **P2P-SmartTest**, Peer to Peer Smart Energy Distribution Networks (H2020)

- Proyectos 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+diésel 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.

10.7 CENTRO NACIONAL DEL HIDRÓGENO (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) y creado en



2007, es un Consorcio Público entre el Ministerio de Economía y Competitividad y la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, con una participación del 50% cada uno.

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.

El CNH₂ busca ser centro de referencia a nivel nacional en su ámbito a través de las siguientes vías:

- Aunando los esfuerzos y trabajos de los grupos de investigación,
- como conexión con la industria y la sociedad,
- impulsando la transferencia de tecnología,
- apoyando a la creación de empresas de base tecnológica,
- colaborando en el desarrollo de normativa y estándares tecnológicos,
- realizando y fomentando las actividades de difusión, formación y divulgación de la tecnología,
- actuando como centro de debate para fomentar la implantación de la economía del hidrógeno,
- realizando informes, estudios y documentos que lo apoyen y
- orientando a otros centros de investigación en las actividades necesarias para el desarrollo del sector.

Todo ello, en contacto continuo con centros internacionales de referencia 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, incluyendo la adecuación de las instala-

ciones, el montaje y el mantenimiento. De él depende la Unidad de Gestión General Técnica, que agrupa los servicios generales, la Prevención y la Calidad.

- La Unidad de Consultoría y Medioambiente se encarga de los servicios externos de consultoría y de la evaluación ambiental, así como de la seguridad en equipos e instalaciones.
- 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 la 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 en los que participa 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, la difusión y la divulgación científica del CNH₂.

Las principales líneas de investigación que se desarrollan en el CNH₂ son:

- *Producción de hidrógeno*: mediante diferentes métodos, fundamentalmente centrados en electrolisis con tecnologías PEM y alcalina, y siempre buscando priorizar la obtención de hidrógeno a partir de fuentes renovables y con las mínimas emisiones.
- *Almacenamiento de hidrógeno*: fundamentalmente hidrógeno gaseoso a altas presiones, y almacenado de forma química en forma de hidruros metálicos.
- *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 uso 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.

El equipamiento científico-técnico del Centro Nacional del Hidrógeno se distribuye en doce laboratorios:



- I. Laboratorio de Electrólisis Alcalina.
- II. Laboratorio de Investigación y Escalado de Tecnología PEM.
- III. Laboratorio de Electrónica de Potencia.
- IV. Laboratorio de Microrredes.
- V. Laboratorio de Simulación.
- VI. Laboratorio de Caracterización de Materiales.
- VII. Laboratorio de Óxidos Sólidos.
- VIII. Laboratorio de Fabricación (FAB-LAB).
- IX. Laboratorio de Almacenamiento.
- X. Laboratorio de Testeo de Tecnología PEM.
- XI. Laboratorio de Vehículos e Hidrogena.
- XII. Laboratorio de Integración Doméstica.

El Centro dispone además de una serie de instalaciones auxiliares que prestan servicio a todos los laboratorios:

- I. Taller de Fabricación de Prototipos.
- II. Demostrador de Edificio Energéticamente Eficiente.
- III. Planta de paneles fotovoltaicos que alimentan el demostrador de edificio eficiente energéticamente, 100kWn.

- IV. Un punto de repostaje de hidrógeno para vehículos o hidrogena a 350 bar.
- V. Un punto de recarga para vehículos eléctricos ligeros (bicicletas y ciclomotores).
- VI. Un parque de almacenamiento de hidrógeno a 10, 200 y 450 bar.
- VII. Una nave para plantas piloto.

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. El objetivo principal de la UCC+i CN₂ 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, así como facilitando la difusión de la I+D+i de las citadas tecnologías 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 2015

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 once entidades de cinco países europeos y está coor-

dinado por el CNH₂. Su objetivo es alcanzar un mayor conocimiento a nivel europeo sobre la aceptación social de las tecnologías del hidrógeno y de las pilas de combustible y de sus aplicaciones con el fin de 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 electrolítica 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 para llevar a cabo este proyecto está formado por: Enagas, FCC-Aqualia, Abengoa Hidrógeno, Gas Natural Fenosa, Tecnalia, ICP-CSIC y CNH₂.
- Proyecto **COOPERA**, presentado en la anualidad 2013 a la convocatoria de Retos 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 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 termofluidodinámicas. 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 inte-



gración 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 comportamiento 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 las instalaciones del Centro a los agentes externos para que puedan aprovechar los conocimientos generados hasta la fecha, y que puedan ser generados en el futuro por las actividades del mismo. 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 2015, el CNH2 ha firmado nuevos convenios y acuerdos como soporte a sus actividades de I+D+i entre los que destacan:

- Convenios Marco de Colaboración con diferentes Universidades:
 - Universidad Politécnica de Valencia.
 - Universidad Andrés Bello de Chile.
 - Universidad de Cagliari de Italia.
 - Universidad de Quintana Roo de México.
- Convenio específico para estancias con la Universidad Española de Educación a Distancia (UNED).
- Convenio específico 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.
- Convenio para el acceso del CNH2 a RedIRIS, entidad dependiente del MINECO.

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).
- Plataforma Tecnológica de Redes Eléctricas (FUTURED).
- Plataforma Tecnológica Ferroviaria Española (PTFE).
- 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 (HYSAFE).
- European Energy Research Alliance (EERA), miembro del programa de trabajo de almacenamiento de energía y de hidrógeno y pilas de combustible.
- La Red Temática del Hidrógeno (RTH₂) en México.

11. REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, se aprobó el documento de «Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020», previsto en el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y publicado por Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre (BOE n.º 254, de 23 de octubre de 2015).

Esta planificación sustituye, en la parte correspondiente a la red de transporte de electricidad, al documento «Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016», aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de mayo de 2008. No obstante, La planificación para el periodo 2008-2016 continúa siendo de aplicación en lo referente a infraestructuras gasistas.

Respecto a las interconexiones internacionales, en 2015, se ha puesto en servicio la interconexión España-Francia por los Pirineos orientales, un proyecto de gran relevancia por su influencia en la calidad y seguridad del suministro, y en la integración de energías renovables. A pesar de ello, la necesidad de incrementar la capacidad de interconexión con el sistema europeo sigue siendo una prioridad para el sistema eléctrico español, como ha quedado refrendado en junio de 2015 con la creación de un grupo de alto nivel, integrado por la Comisión Europea, Francia, Portugal y España, para impulsar proyectos clave de infraestructuras energéticas en el suroeste de Europa.

En este Capítulo se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2015 en infraestructuras de transporte de electricidad y de gas recogidas en las planificaciones vigentes. Asimismo,

se incluye información sobre la evolución de dichas infraestructuras y sobre la situación y aspectos más destacados referentes a los almacenamientos de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

11.1 REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2015

El desarrollo de la red de transporte experimentó durante el 2015 un nuevo impulso con la puesta en servicio de instalaciones que refuerzan la fiabilidad, el grado de mallado de la red y permiten incorporar mayor cantidad de potencia renovable. Durante el 2015 se pusieron en servicio 414 km de circuito y 136 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuito total de la red nacional en 43.124 km y 5.548 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 855 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 84.794 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 411 millones de euros, lo que ha supuesto un descenso del 16.6% 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.

Entre los proyectos llevados a cabo en 2015 destacan los siguientes según la zona geográfica de su desarrollo:

REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA



CUADRO 11.1 INVERSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE (MILLONES DE EUROS)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	%15/14
Inversiones en la red de transporte	733	865	819	672	564	493	411,0	-16,6

FUENTE: REE Informe Anual 2015.

CUADRO 11.2 INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA

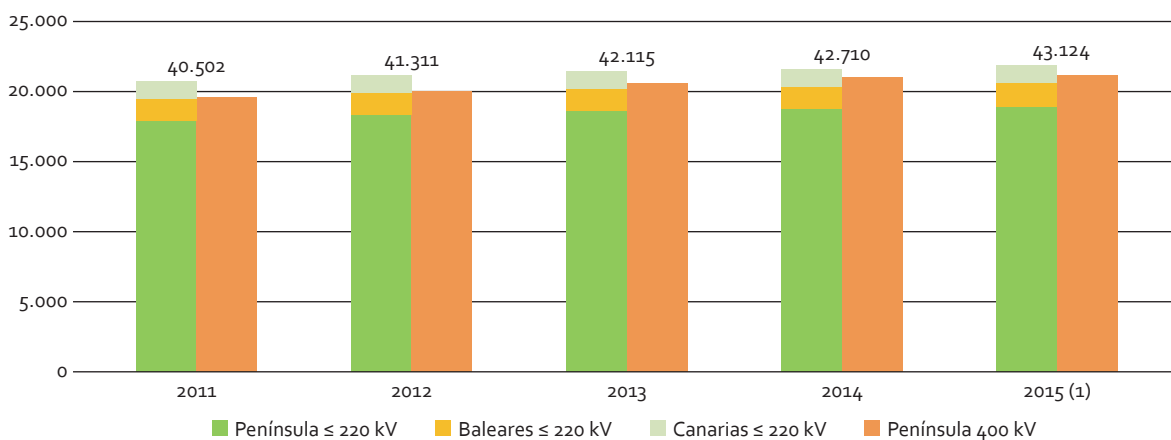
	400 kV		≤ 220 kV		Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	21.179	18.924	1.674	1.347	43.124
Líneas aéreas (km)	21.062	18.189	1.089	1.075	41.415
Cable submarino (km)	29	236	423	30	718
Cable subterráneo (km)	88	499	162	242	991
Transformación (MVA)	79.208	63	3.273	2.250	84.794

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2015.

FUENTE: REE.

CUADRO 11.3 GRÁFICO DE LA EVOLUCIÓN DE LA LONGITUD DE LA RED DE TRANSPORTE



Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.

Andalucía: se puso en servicio la nueva conexión de Cristobal Colón 220 kV con las subestaciones de Santiponce 220 kV y Torrearenillas 220 kV, y se han avanzado los trabajos en las nuevas subestaciones de Berja 220 kV y Cañuelo 220 kV, necesarias para la alimentación de la demanda y el apoyo de las redes de distribución. Adicionalmente, se ha puesto en servicio la repotenciación de Alhaurín-Cártama 220 kV y se han continua-

do los trabajos para el aumento de capacidad de una parte de la red de 220 kV de Andalucía, que permitirán reducir las sobrecargas que se vienen produciendo y los consiguientes redespachos de la generación necesarios para eliminarlas.

Aragón: se puso en servicio una reactancia en la subestación de Mezquita 400 kV. La instalación de esta nueva reactancia permitirá por una lado

mantener el perfil de tensiones en la red de transporte de la zona dentro de los valores establecidos en los Procedimientos de Operación, sin tener que recurrir a la apertura de líneas con la consiguiente pérdida de calidad, fiabilidad y seguridad de suministro. Por otro lado, permitirá reducir y evitar que aumenten los actuales costes de las restricciones técnicas del mercado diario derivados del acoplamiento sistemático de grupos.

Baleares: se ha continuado trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. Destaca por su importancia en lo que a fiabilidad y seguridad del suministro se refiere, la puesta en servicio el primer enlace a 132 kV entre las subestaciones de Santa Ponsa y Torrent, que permite explotar el sistema eléctrico balear como un único sistema, conectando los subsistemas Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera. Además en 2015 también se ha puesto en servicio la entrada/salida en Falca 66 kV del circuito Rafal-Coliseo y el nuevo circuito Falca-Catalina.

Canarias: continuaron los trabajos del plan de mejora de las infraestructuras canarias con objeto de aumentar la seguridad y la calidad de suministro. Se ha puesto en servicio la entrada/salida en la subestación Los Realejos 66 kV, la entrada/salida en la subestación Santa Águeda 220 kV en el circuito Barranco-Jinamar 2 y la entrada/salida de la subestación Arico II 66 kV en el circuito Candelaria-Tagoro para apoyo a la integración de renovables.

Castilla-León: continuaron los trabajos de construcción del eje Tordesillas-Galapagar-San Se-

bastián de los Reyes (SUMA) a 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid, en el tramo correspondiente a la Comunidad de Madrid. Se han puesto en servicio las nuevas subestaciones a 400 kV Valdecarretas, Pola de Gordón y Luengos, necesarias para la alimentación del tren de alta velocidad.

Cataluña: continuó el avance en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, con la puesta en servicio del cable Maragall-Trinitat 2 220 kV y se reforzó el apoyo a la red de distribución con una ampliación en la subestación existente de Perafort 220 kV. Por otra parte, se puso en operación la nueva subestación Santa Llogaia 400 kV, necesaria para la nueva interconexión con Francia en corriente continua entre las subestaciones de Santa Llogaia y Baixas (Francia). Esta nueva interconexión entre España y Francia por los Pirineos Orientales permitirá duplicar la capacidad de intercambio actual y alcanzar capacidades de hasta 2.800 MW.

Castilla La Mancha: se prosiguió con el ambicioso plan previsto de repotenciones e incrementos de capacidad de los ejes de la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha, como el del doble circuito Loeches-Jose Cabrera 220 kV.

Extremadura: se reforzó el apoyo a la red de distribución de la región con la puesta en servicio de la entrada/salida en Plasencia 220 kV, cuyo mallado posterior se ha realizado pasando a funcionar de 132 kV a 220 kV la antigua línea Plasencia-Almaraz.

Levante: se puso en servicio parte del desarrollo de la red de transporte previsto entre las subes-

taciones de Catadau y Valle del Carcer (cambio tensión de 132 a 220 kV) con objeto de mejorar la alimentación de la zona.

Zona centro: en Madrid se reforzó la red de transporte en 220 kV, con el cambio de determinados elementos de la red de transporte de Villaverde 220 kV a Villaverde Bajo 220 kV. Por otra parte, se ha incrementado el apoyo a la red de distribución con la definitiva puesta en operación de la subestación de 220 kV de Algete.

Zona norte: con el objeto de aumentar la capacidad de evacuación de energía y reforzar la red de transporte de la zona norte, se ha puesto en servicio en el País Vasco el doble circuito en 400 kV entre Abanto y Güeñes y se ha actuado en la subestación de Santurce 400 kV para aumentar la seguridad de suministro. Se ha continuado el avance en la construcción de otros tramos del eje norte, en especial la conexión entre las subestaciones de 400 kV de Boimente y Pesoz. En Cantabria se han puesto en servicio las subestaciones de Solórzano 400 kV y 220 kV, así como las líneas que la conectan a la subestación de Cicero 220 kV.

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.

La capacidad total de intercambio efectivo entre dos países no depende sólo de las capacidades nominales de las líneas que cruzan la frontera sino también de la red conexas, del reparto de flujos eléctricos con el resto de interconexiones y de la ubicación de los centros de generación y puntos de consumo. Por este motivo, la suma de las capacidades nominales de las líneas que cruzan la frontera puede ser notablemente inferior a la capacidad efectiva total.

En la actualidad España se encuentra interconectada eléctricamente con Francia, Andorra, Portugal y Marruecos. La **conexión con Francia** se lleva a cabo mediante 4 líneas: Hernani-Argia 400 kV, Arkale-Argia 220 kV, Biescas-Pragnères 220 kV y Vic-Baixas 400 kV. El proyecto de interconexión en corriente continua por los Pirineos orientales puesto en servicio en el último trimestre de 2015 y sobre el que se comentará a continuación permite duplicar la capacidad de intercambio eléctrico con este país de manera que, alcanzará un total de unos 2.200-2.800 MW.

La **conexión con Andorra** se lleva a cabo mediante la línea Benós-Lac D'Oo 150 kV.

Por su parte, la **conexión con Portugal** se realiza mediante 11 líneas: Cartelle-Lindoso 400 kV, Conchas-Lindoso 132 kV, Aldeadavila-Lagoaça 400 kV, Aldeadavial-Pocinho 1 y 2 220 kV, Saucelle-Pocinho 220 kV, Cedillo-Falagueira 400 kV Badajoz-Alcáçovas 66 kV, Brovales-Alqueva 400 kV, Rosal de la Frontera-V.Ficalho 15 kV y Puebla de Guzmán-Tavira 400 kV, puesta en servicio en mayo de 2014. Estas líneas suman una capacidad total de intercambio de entre 2.200 y 3.000 MW. Está previsto incrementar esta capacidad mediante la construcción de una



nueva línea de 400 kV por Galicia que permitirá alcanzar una capacidad de intercambio total, junto con el resto de las existentes de unos 4.300 MW.

En cuanto a la **interconexión con Marruecos** ésta se lleva a cabo mediante 2 cables eléctricos submarinos que en total proporcionan una capacidad de intercambio de unos 800 MW. Actualmente, no está previsto incrementar la capacidad de esta interconexión.

En octubre de 2015 se ha puesto en servicio el proyecto de interconexión en corriente continua por los Pirineos orientales que enlaza los municipios de Santa Llogaia, cerca de Figueras (Gerona), con la localidad de Baixas, próxima a Perpiñán y permite duplicar la capacidad de intercambio eléctrico con Francia hasta un total de unos 2.200-2.800 MW.

Las principales características técnicas del proyecto son:

- Línea de 400 kV que duplicará la capacidad de intercambio, de 1.400 a 2.800 MW.
- El trazado de la línea, con una longitud de 64,5 kilómetros, es totalmente soterrado mediante una zanja de hormigón, excepto el tramo que cruza los Pirineos, que se realiza a través de un túnel de 8,5 kilómetros que transcurre paralelo a la línea ferroviaria de alta velocidad. En su trazado se ha utilizado, siempre que ello ha sido posible, infraestructuras existentes.
- La línea conecta con dos subestaciones convertidoras de corriente alterna a continua y viceversa:

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 Centroeuropa 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.

A continuación, se muestra el ratio de interconexión de España con Portugal y Francia y el de la Península Ibérica con Francia. Se consideran los valores de capacidad de intercambio a disposición de REE y se dan dos valores, uno con el percentil 70 (en línea con ENTSO-E) y otro con

el valor máximo (permite ver más claramente el incremento de capacidad de interconexión en el mismo año en que se mejora ésta).

Adicionalmente el documento de Planificación 2015-2020 incluye un Anexo en el que, con carácter no vinculante, se recogen las infraestructuras de la red de transporte de electricidad que se estima necesario poner en servicio durante los años posteriores al horizonte de la planificación (Post 2020). La inclusión de una instalación en este Anexo permitirá el inicio de los trámites administrativos pertinentes de la referida instalación.

Al tener un horizonte temporal de ejecución mayor, este anexo recoge las siguientes interconexiones con Francia:

- País Vasco (Gatica)- Francia.
- Las dos alternativas: País Vasco (Ichaso)-Francia o Navarra (Muruarte)- Francia.
- Aragón (Ejea de los Caballeros)- Francia

A continuación se muestra mayor información sobre las infraestructuras eléctricas.

CUADRO 11.4 RATIO DE INTERCONEXIÓN

	Ratio interconexión	Percentil 70	Máximo
2013	España	3.20%	3.60%
	Península	1.01%	1.10%
2014	España	3.28%	4.17%
	Península	1.01%	1.10%
2015	España	4.28%	6.91%
	Península	1.10%	2.49%

FUENTE: REE.

CUADRO 11.5 LÍNEAS DE TRANSPORTE A 400 KV PUESTAS EN SERVICIO EN EL 2015

Línea	Comunidad Autónoma	Nº circuitos	km de circuito
E/S Luengos L/ La Robla-Mudarra	Castilla y León	2	0,1
E/S Morella (modificación de la línea aérea)	Valencia	1	0,4
E/S Pola de Gordón L/ Lada-Robla	Castilla y León	1	0,2
E/S Solórzano L/ Abanto-Aguayo	Cantabria	2	1,6
E/S Valdecarretas L/ Villarino-Tordesillas	Castilla y León	2	1,2
L/ Morella-Mudéjar	Valencia/Aragón	2	51,0
L/ Abanto-Gueñes	País Vasco	2	8,9
L/ Penagos-Gueñes	Cantabria/País Vasco	2	21,9
Total nacional			85,2

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.

REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA



CUADRO 11.6 LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 KV O TENSIONES INFERIORES PUESTAS EN SERVICIO EN EL 2015

Línea	Tensión	Comunidad Autónoma	Nº circuitos	km de circuito
Cristóbal Colón: conexión a transformadores (S)	220	Andalucía	3	0,2
E/S Berja	220	Andalucía	2	31,0
E/S Cristobal Colón L/ Santiponce-Torrearenillas	220	Andalucía	3	1,0
E/S Cristobal Colón L/ Santiponce-Torrearenillas (S)	220	Andalucía	2	0,1
E/S Plasencia	220	Extremadura	2	26,3
E/S Plasencia (S)	220	Extremadura	2	3,6
L/ Cicero-Solórzano	220	Cantabria	2	16,6
L/ Maragall-Trinitat (S)	220	Cataluña	1	9,0
L/ Nudo Viario-Zal (S)	220	Cataluña	1	8,6
L/ Plasencia-Almaraz	220	Extremadura	1	41,8
L/ Plasencia-Almaraz (S)	220	Extremadura	1	2,0
L/ Valle del Cárcer (antes Vilanova)-Catadau (S)	220	Valencia	1	1,9
Total peninsular				142,1
E/S Santa Águeda L/ Barranco-Jinamar 2	220	Canarias	2	52,3
E/S Santa Águeda L/ Barranco-Jinamar 2 (S)	220	Canarias	2	0,2
Santa Ponsa: conexión a transformadores (S)	220	Baleares	2	0,3
L/ Mallorca-Ibiza (tramo submarino)	132	Baleares	1	117,2
L/ Mallorca-Ibiza (S)	132	Baleares	1	8,4
Torrent: conexión a transformadores (S)	132	Baleares	2	0,3
E/S Arico 2 L/ Candelaria-Tagoro (S)	66	Canarias	2	0,2
E/S Falca L/ Rafal-Coliseo (S)	66	Baleares	2	1,4
E/S Los Realejos (S)	66	Canarias	2	5,1
L/ Falca-Catalina (S)	66	Baleares	1	1,2
Total no peninsular				186,5
Total nacional				328,6

(S) Tramo subterráneo.

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.

CUADRO 11.7 AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE LÍNEAS EN EL 2015

Línea	Tensión (kV)	Comunidad Autónoma	km de circuito	Aumento de capacidad (MVA) (2)
L/ Alhaurín-Cartama 1	220	Andalucía	21,4	105
L/ Alhaurín-Cartama 2	220	Andalucía	11,6	105
L/ Belesar-Chantada	220	Galicia	5,1	105
L/ Cartama-Tajo de la Encantada	220	Andalucía	20,8	105
L/ Castrelo-Pazos de Borbén	220	Galicia	44,6	105
L/ Portodemouros-Tibo	220	Galicia	48,8	105
L/ San Esteban-Trives	220	Galicia	33,3	105
L/ Santiponce-Carmona	220	Andalucía	34,8	105
L/ Tajo de la Encantada-Ramos	220	Andalucía	37,1	105
Total peninsular			257,6	
L/ Santa Eulalia-Torrent	66	Baleares	10,1	22
Total no peninsular			10,1	
Total nacional			267,7	

(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

(2) 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



CUADRO 11.8 PARQUES PUESTOS EN SERVICIO EN EL 2015

Parque	Tensión kV	Comunidad Autónoma
Luengos	400	Castilla y León
Mudéjar	400	Aragón
Pola de Gordón	400	Castilla y León
Solórzano	400	Cantabria
Valdecarretas	400	Castilla y León
Viladecans	400	Cataluña
Berja	220	Andalucía
Cañuelo	220	Andalucía
Cristobal Colón	220	Andalucía
Facultats	220	Cataluña
Santa Águeda	220	Canarias
Solórzano	220	Cantabria
Santa Ponsa	132	Baleares
Torrent	132	Baleares
Santa Águeda	66	Canarias

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.

CUADRO 11.9 TRANSFORMADORES INVENTARIADOS EN 2015

Subestación	Tensión kV	Comunidad Autónoma	Transformación	
			kV	MVA
Buenos Aires	220	Canarias	220/66	125
Santa Águeda - TR 1	220	Canarias	220/66	125
Santa Águeda - TR 2	220	Canarias	220/66	125
Santa Ponsa - ATR 4	220	Baleares	220/132	160
Santa Ponsa - ATR 5	220	Baleares	220/132	160
Torrent - TR 3	132	Baleares	132/66	80
Torrent - TR 4	132	Baleares	132/66	80
Total no peninsular				855
Total nacional				855

(ATR) Autotransformador.

(TR) Transformador.

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.



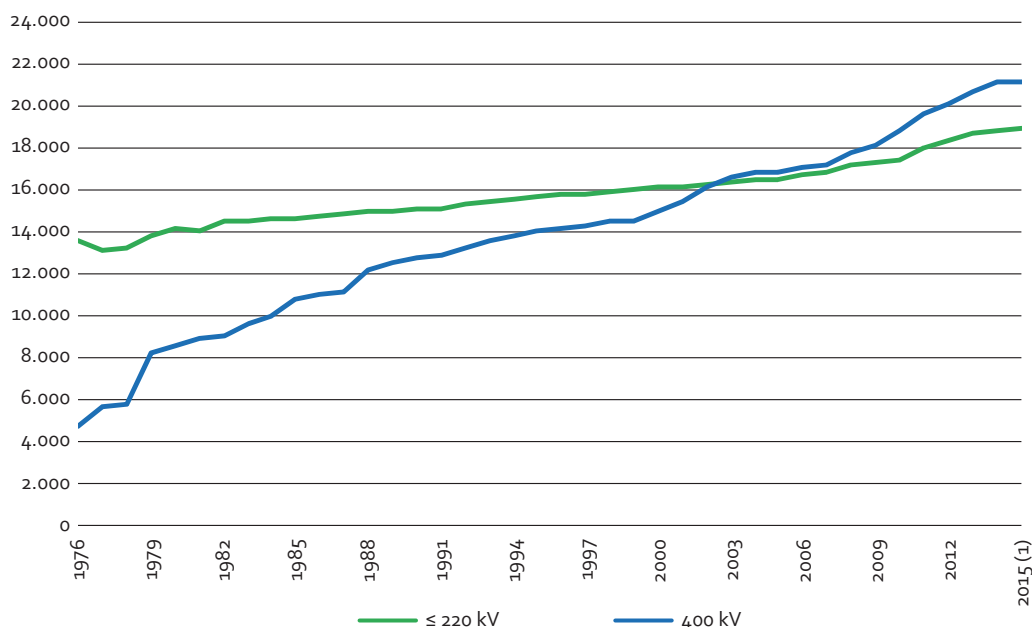
**CUADRO 11.10 EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE 400 Y ≤ 220 KV
(KM DE CIRCUITO)**

Año	400 kV	≤ 220 kV	Año	400 kV	≤ 220 kV
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	18.643
1994	13.737	15.586	2014	21.094	18.782
1995	13.970	15.629	2015 (1)	21.179	18.924

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.

**CUADRO 11.11 GRÁFICO DE EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE PENINSULAR
DE 400 Y ≤ 220 KV (KM DE CIRCUITO)**



Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.



FIGURA. 11.1







FIGURA. 11.2

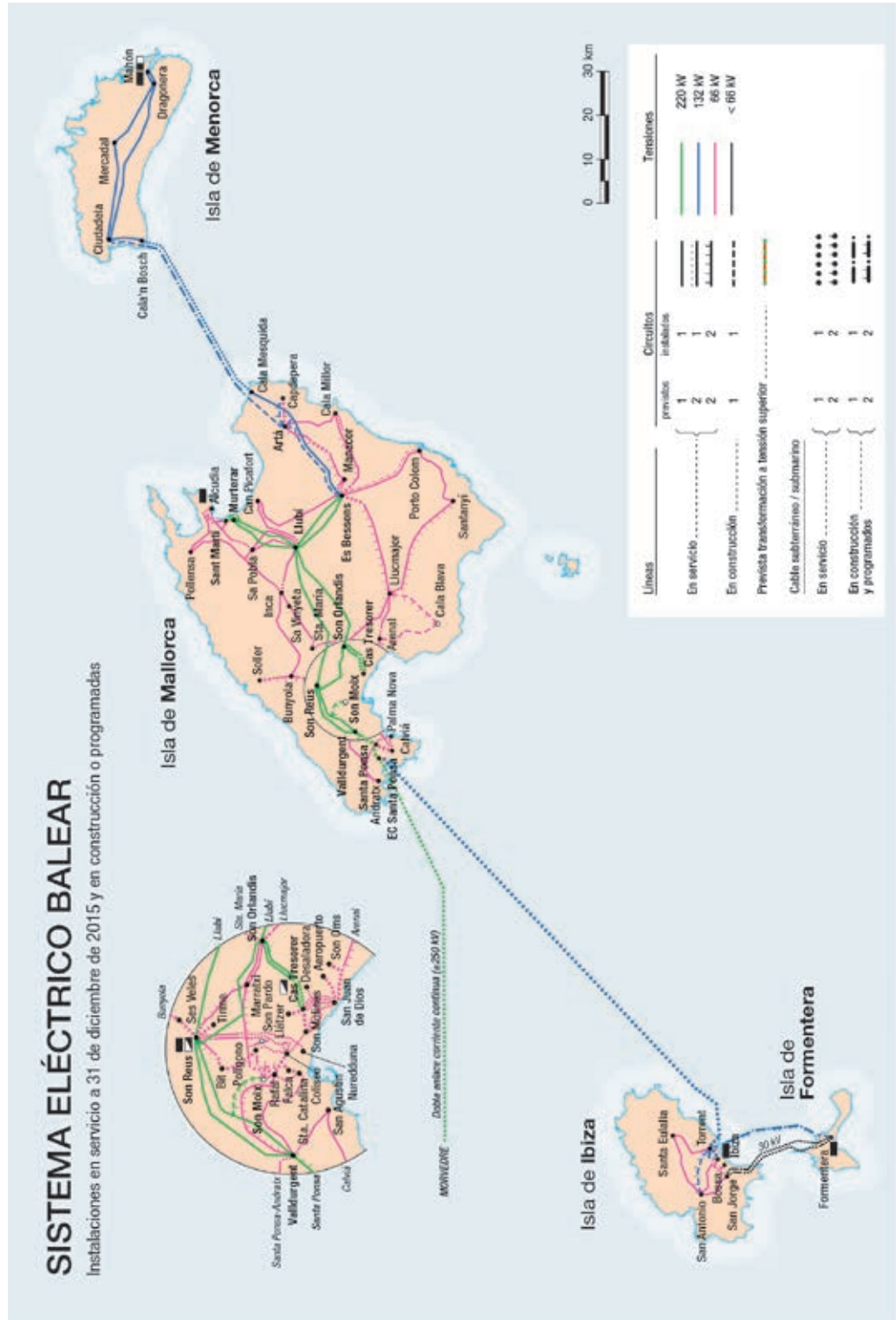
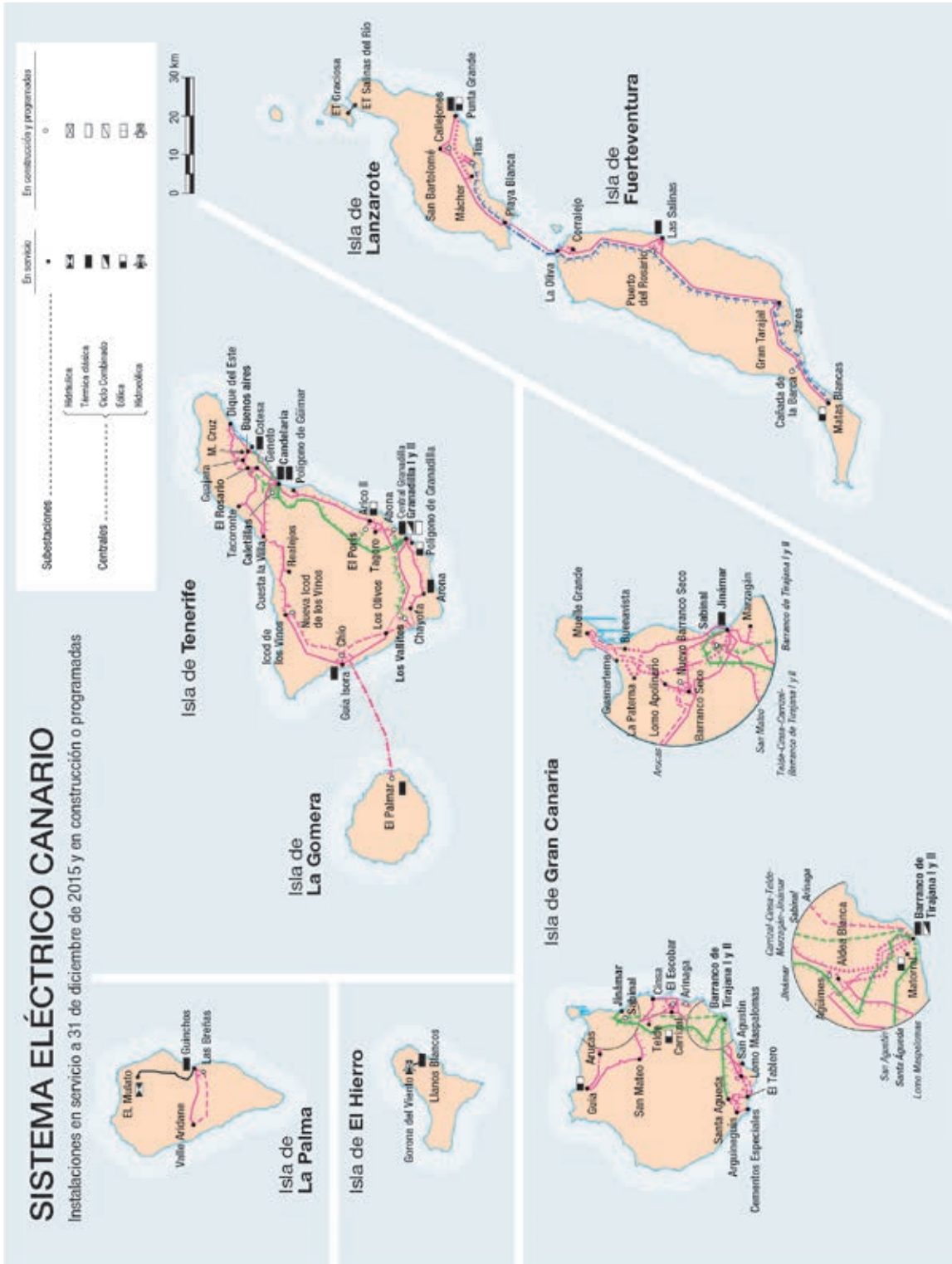




FIGURA. 11.3



**11.2 REDES GASISTAS.
REALIZACIONES EN 2015**

Las inversiones materiales en el sector del gas natural en el ejercicio 2015 ascendieron a 497 millones de euros lo que supone una disminución del 12,9% 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 2015 los 83.830 km de lo que supone un incremento del 2,41% con respecto a 2014.

Durante el año 2015, en lo que respecta a infraestructuras gasistas sometidas a planificación vinculante, hay que destacar las siguientes infraestructuras que han obtenido el Acta de puesta en Marcha:

- **Ramal a Mariña-Lucense (Tramo II).** Esta infraestructura, se incluye en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, en la tabla 4.23 «Infraestructuras para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia también incluidas en la revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011». Permite suministrar gas natural a los municipios de Ribadeo, Barreiros, Foz, Burela, Cervo, Xove y Viveiro.

Las características técnicas del segundo tramo de este gasoducto constan de una longitud de 0,80 metros en 10" y 14 km en 16". El titular de esta instalación es Gas Natural Transporte SDG, S.L.

- **Son Reus-Inca-Alcudia.** Este gasoducto se recoge en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, en la tabla 4.23 'Infraestructuras para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia también incluidas en la revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011'. Esta infraestructura insular, cuyo titular es Redexis Infraestructuras, S.L.U., discurre por los términos municipales de Palma, Bunyola, Marratxi, Santa María del Camí, Consell, Binissalem, Lloseta, Inca, Campanet, Selva, Sa Pobla y Alcudia. Consta de una longitud de 46 km, un diámetro de 10" y una presión de diseño de 80 bar.
- **Estación de Compresión de la Conexión Internacional de Euskadour.** Esta instalación se incluye en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, en la tabla 4.22 Estaciones de compresión aprobadas en la Planificación 2008-2016'. Dicha estación se compone de dos motocompresores eléctricos, uno en funcionamiento y otro de reserva, y una potencia ISO de 5.590 kW. El titular es Enagás Transporte, S.A.U. Esta estación de compresión incrementa la capacidad técnica de intercam-

CUADRO 11.12 INVERSIONES MATERIALES Y EVOLUCIÓN DE LA RED DE GASODUCTOS

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	%15/14
Inversiones (millones de €)	1.422	1.453	1.084	1.616	1.148	690	561	497	-11,41%
Km de red	68.173	71.077	74.273	76.108	79.041	81.188	81.806	83.830	2,47%

FUENTE: SEDIGAS.



bio entre España y Francia por lo que estaba expresamente excluida de la suspensión de autorización administrativa de nuevos gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida en virtud de la Disposición transitoria cuarta del Real Decreto-ley 13/2012.

En resumen, a finales del año 2015 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 Mugardos. Disponían, a finales de 2015, de una capacidad total de almacenamiento de 3.316.500 m³ de GNL

y de una capacidad de emisión de 6.862.800 m³(n)/h, mismas capacidades que el año 2014.

- 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.

11.13 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE REGASIFICACIÓN EN EL SISTEMA ESPAÑOL

NOMINAL							%15/14
Unidad: m ³ (n)/h	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
BARCELONA	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	0,00%
CARTAGENA	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	0,00%
HUELVA	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	0,00%
BILBAO	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	0,00%
SAGUNTO	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	0,00%
REGANOSA	413.000	413.000	413.000	413.000	413.000	413.000	0,00%
TOTAL	6.863.000	6.863.000	6.863.000	6.863.000	6.863.000	6.863.000	0,00%

FUENTE: ENAGAS.

11.14 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO GNL EN EL SISTEMA ESPAÑOL

NOMINAL							%15/14
Unidad: m ³	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
BARCELONA	540.000	690.000	840.000	760.000 (*)	760.000	760.000	0,00%
CARTAGENA	437.000	587.000	587.000	587.000	587.000	587.000	0,00%
HUELVA	460.000	619.500	619.500	619.500	619.500	619.500	0,00%
BILBAO	300.000	300.000	300.000	300.000	450.000	450.000	0,00%
SAGUNTO	450.000	450.000	600.000	600.000	600.000	600.000	0,00%
REGANOSA	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	0,00%
TOTAL	2.487.000	2.946.500	3.246.500	2.406.500	3.316.500	3.316.500	0,00%

(*) Cierre de dos tanques de 40.000 m³ cada uno.

FUENTE: ENAGAS.

REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

- Eje Occidental hispano-portugués: Córdoba-Badajoz-Portugal (Campo Maior-Leiria-Braga)
-Tuy-Pontevedra-A Coruña-Oviedo.
 - Eje del Ebro: Tivissa-Zaragoza-Logroño-Calahorra-Haro.
 - Eje Transversal: Alcázar de San Juan-Villarrobledo-Albacete-Montesa.
 - Conexión a Medgaz: Almería-Lorca-Chinchilla.
 - Gasoducto a Baleares: Montesa-Denia-Ibiza-Mallorca.
 - Las siguientes entradas de gas al sistema por gasoductos:
 - Conexiones internacionales:
- En la actualidad España cuenta con interconexiones gasistas con Francia (Larrau e Irún), 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 vir-

FIGURA 11.4 INFRAESTRUCTURAS CON ACTA PUESTA EN MARCHA. AÑO 2015



FUENTE: ENAGAS GTS.



11.15 EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (M³) (PERÍODO 2006-2015)

Fecha	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	12/31/2015
Gasolinas	668.882	668.882	668.882	699.536	699.536	699.536	675.200	673.911	673.053	672.318
Querosenos	326.784	326.784	348.784	427.884	427.884	427.884	427.015	426.148	425.243	424.338
Gasóleos	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	3.994.445
Fuelóleos	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.554	230.249	230.018	215.950	203.748
Crudo (t)	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	2.433.370

Nota: Existencias a las 24:00h del último día del año.
FUENTE: CORES.

tual), 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.

Las infraestructuras disponibles, junto con el desarrollo de las conexiones internacionales, pueden permitir a España convertirse en país de entrada y tránsito para exportar gas al resto de Europa y asegurar así la seguridad y diversificación de las fuentes de suministro, uno de los grandes objetivos de la política energética de la Unión Europea. A ello contribuirá también la situación estratégica de las plantas, ubicadas en las cuencas atlántica, mediterránea y cantábrica, que facilita la recepción de GNL a través del transporte marítimo y

contribuye a la diversificación de orígenes de suministro.

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 hasta llegar al 100% de la obligación, siempre que cuente con reservas suficientes para ello. En el mes de diciembre de 2015, se disponía de unas reservas equivalentes a 55,1 días de consumos. A continuación se indica la evolución de las reservas estratégicas propiedad de CORES en el periodo 2006-2015.

A continuación se muestra el mapa de las infraestructuras para el transporte y almacenamiento de productos petrolíferos.



FIGURA 11.5 INFRAESTRUCTURAS PARA EL TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS



FUENTE: CLH.

1.4 PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

La Planificación Energética es un elemento esencial en el nuevo modelo energético que hemos desarrollado y que tiene por objeto disponer de un sistema más sostenible y competitivo, garantizando el aspecto fundamental de la seguridad de suministro.

La planificación realiza una previsión de las necesidades energéticas futuras y de las actuaciones que es necesario llevar a cabo para asegurar la prestación del servicio. En particular, las infraestructuras

de transporte de energía eléctrica que dan soporte a esta actividad requieren de un largo periodo de maduración, desde que se identifica la necesidad hasta su puesta en funcionamiento. Ello hace absolutamente necesario organizar, preparar y proyectar las instalaciones con gran adelanto.

La anticipación y la constante adaptación de las previsiones a la realidad cambiante se convierten así en parte integrante y en herramientas imprescindibles de la política energética. Por todo ello, la planificación se integra en la reforma regulatoria del sector eléctrico, enmarcándose en un contexto general caracterizado por tres aspectos clave.

En primer lugar, el principio de sostenibilidad económica del sistema eléctrico ha permitido revertir la acumulación anual de déficit y, en estos momentos, el sistema se encuentra en equilibrio o ligero superávit gracias a dicha reforma. Tal principio de sostenibilidad económica ha estado muy presente en todo el proceso de planificación donde, para cada nueva actuación estructural de la red de transporte, se ha realizado un análisis coste-beneficio que optimizará las inversiones a realizar.

En segundo lugar, otra de las características de la nueva planificación es el mayor compromiso logrado con la Unión Europea para impulsar un mercado interior de la energía, aumentando nuestro nivel de interconexión energética con Europa. Esto es relevante para disminuir precios e integrar nueva generación renovable.

Por último, la planificación toma en consideración los cambios ligados a los avances tecnológicos, la mayor facilidad de los consumidores para gestionar su demanda y la mayor competencia e información sobre precios. Estos avances conllevan nuevos retos de mayor electrificación de la economía y mayor eficiencia (menor intensidad energética) que la planificación debe satisfacer.

En este contexto, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha elaborado esta planificación siguiendo un proceso riguroso, de gran complejidad, con participación de todos los agentes del sistema, contando con la colaboración de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla y del Operador del Sistema eléctrico, así como con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

El proceso de planificación comenzó con la publicación de 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.

A partir de esa información el operador del sistema eléctrico realizó los análisis y cálculos pertinentes dirigidos a elaborar una primera propuesta conteniendo las infraestructuras necesarias para una adecuada cobertura de la demanda prevista en el período de planificación. El listado de infraestructuras contenido en la propuesta inicial fue enviado a las distintas Comunidades Autónomas y a las Ciudades de Ceuta y Melilla para que pudieran realizar sus respectivas alegaciones y, una vez presentadas, fueron remitidas al Operador del Sistema para que elaborara una nueva propuesta de desarrollo de la red de transporte.

A partir de la nueva propuesta presentada por el Operador del Sistema, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo elaboró el borrador del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte. Dicho borrador fue sometido a la informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien lo emitió con fecha 16 de abril de 2015.

En paralelo, el Ministerio de Industria Energía y Turismo realizó el informe preliminar necesario según la Ley 9/2006 de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, por haberse iniciado con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Dicho informe sirvió para que el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambien-

te definiera el alcance de la evaluación ambiental estratégica a través de su Documento de Referencia aprobado mediante Resolución de 29 de abril de 2014 de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural. El Informe de Sostenibilidad Ambiental, elaborado a partir de las directrices contenidas en el Documento de Referencia, fue sometido a información pública. Una vez analizadas las alegaciones presentadas a dicho Informe, el Ministerio de Industria Energía y Turismo y el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente elaboraron conjuntamente la Memoria Ambiental de la planificación, que fue adoptada el 22 de junio de 2015.

A continuación, y tal y como establece la legislación vigente, el presente documento de planificación fue sometido al Congreso de los Diputados el 29 de septiembre de 2015, tras lo que ha resultado el documento de planificación que se eleva al Consejo de Ministros para su aprobación.

Finalmente, mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, se aprobó el documento de «Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020», previsto en el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, publicado por Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre (BOE n.º 254, de 23 de octubre de 2015) y que está publicado en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en la siguiente dirección:

<http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Paginas/desarrollo.aspx>

De esta manera se concluye el procedimiento de planificación de la red de transporte de energía eléctrica que comenzó en 2012.

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, supuso que las proyecciones de demanda energética recogidas en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 se alejaran del escenario realmente acontecido, haciendo necesaria la revisión de la Planificación.

La Planificación 2015-2020 sustituye, en la parte correspondiente a la red de transporte de electricidad, al documento «Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016», aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de mayo de 2008. No obstante, la planificación para el periodo 2008-2016 continúa siendo de aplicación en lo referente a infraestructuras gasistas.

La planificación 2015-2020 incluye previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda, los recursos necesarios para satisfacerla, la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y los criterios de protección ambiental.

Las proyecciones del documento de planificación establecen que el consumo de energía final en España, es decir la energía que llega finalmente al consumidor, crecerá a una tasa media anual del 0,9 por ciento entre 2014 y 2020, alcanzando un total de 90.788 ktep en el último año del periodo. Esta tasa de crecimiento de la energía final es in-



ferior a la de la energía primaria, aquella que se obtiene directamente de la naturaleza y no ha sido sometida a ningún proceso de conversión, que será del 1 por ciento en media anual.

Este moderado crecimiento de la demanda energética durante el ejercicio de planificación se corresponde con una reducción media anual del 1,6 por ciento en la intensidad energética final en España (consumo de energía final/PIB) en el período de previsión, cifra coherente con los objetivos de ahorro y eficiencia energética de la Directiva 27/2012/CE, relativa a la eficiencia energética.

En relación a la estructura de abastecimiento, respecto a la cual la planificación es meramente indicativa, las previsiones del documento son que en los próximos años se mantendrá la tendencia observada en la planificación 2008-2016, que supone un aumento importante del peso de las energías renovables y del gas natural, fundamentalmente, en detrimento del petróleo.

Por lo que respecta al cumplimiento de los objetivos de penetración de energías renovables para 2020 establecidos por la Directiva 2009/28/UE de Energías Renovables, el documento de planificación prevé una participación de las energías renovables del 20 por ciento sobre la energía final bruta y del 10 por ciento sobre el consumo energético del sector transporte.

En términos de demanda eléctrica final (en consumo), el documento de planificación prevé un crecimiento medio anual del 2 por ciento para el período 2014-2020, superior al crecimiento de la demanda final y de la demanda primaria.

Este singular comportamiento de la demanda eléctrica se debe a que muchas de las medidas de eficiencia energética se corresponden con medidas de electrificación, siendo destacables la paulatina conversión del transporte hacia el vehículo eléctrico o el transporte por ferrocarril.

En términos de demanda en barras de central (en generación), el escenario superior del operador del sistema prevé una demanda eléctrica de 284,9 TWh en el sistema peninsular en 2020, lo que supone un 15,7 por ciento superior a la registrada en 2013, con una punta de potencia de 49.000 MW.

Asimismo, el documento de planificación prevé un cambio en el mix de generación, con una caída del peso del carbón, de los productos petrolíferos y del gas natural y un aumento del peso de las energías renovables, de acuerdo con los objetivos en materia de renovables para 2020.

Las infraestructuras contempladas en el horizonte de planificación se muestran en el cuadro 11.16.

El coste estimado de las actuaciones previstas en el horizonte 2015-2020 es de 4.554 M€, de los que hay que descontar 143 M€ correspondientes a Fondos FEDER, respetando esta cuantía el límite al volumen de inversión previsto en la planificación establecido en la normativa legal vigente (Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre).

Por sistemas eléctricos, 2.806 M€ se van a invertir en el sistema peninsular, 628 M€ se destinan a los sistemas baleares, 991 M€ a los sistemas canarios y 129 M€ a la integración del sistema ceutí con el peninsular.

REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

CUADRO 11.16 INFRAESTRUCTURAS PLANIFICADAS EN EL PERÍODO 2015-2020

Subestaciones	400 kV	220 kV	132 kV	66 kV
Nuevas posiciones	232	514	163	242
Ramas (km de circuito)	400 kV	220 kV	132 kV	66 kV
Línea	1.512	1.417	301	130
Cable subterráneo	5	330	26	212
Repotenciación/Incremento capacidad	2.676	3.512	–	68
Enlace submarino	–	–	501	84
Transformación (MVA)				
400/220 kV				11.907
400/132 kV				1.200
400/110 kV				600
220/132 kV				410
220/66 kV				1.875
132/66 kV				1.580
400/400 kV (transformador-desfasador)				920
220/220 kV (transformador-desfasador)				500
Compensación (Mvar)	400 kV	220 kV	132 kV	66 kV
Reactancias	3.300	700	269	18
Condensadores	–	100	–	–

FUENTE: REE.

Por otro lado, hay que destacar como novedad de este documento de planificación, la inclusión de un anexo II con actuaciones cuya necesidad se prevé para después de 2020, al objeto de que puedan avanzar en su tramitación administrativa sin que en ningún caso se puedan considerar como infraestructuras planificadas.

En este anexo se incluyen, en particular, varios proyectos de interconexión con Francia necesarios para alcanzar el objetivo de un 10 por ciento de interconexión eléctrica de los Estados miembros de la Unión Europea. Estos proyectos podrán incluirse en el horizonte 2015-2020 una vez modificada la legislación actual (actualmente en tramitación), de tal forma que su coste no compute a efectos del cálculo del límite de inversión.

A pesar de la nueva interconexión Santa Llogaia-Baixas puesta en servicio en 2015 la necesidad de

incrementar la capacidad de interconexión con el sistema europeo sigue siendo una prioridad para el sistema eléctrico español, como ha quedado refrendado en junio de 2015 con la creación de un grupo de alto nivel, integrado por la Comisión Europea, Francia, Portugal y España, para impulsar proyectos clave de infraestructuras energéticas en el suroeste de Europa.

Un aspecto importante de esta planificación es la relevancia que se le concede a las interconexiones entre sistemas, en concreto a los enlaces entre sistemas insulares y las conexiones entre la Península y los sistemas no peninsulares.

Estos proyectos suponen un gran reto tanto técnico como económico para el sistema y permitirán mejorar significativamente la garantía y seguridad de suministro en los sistemas aislados, su sostenibilidad medioambiental al permitir mayor integra-



ción de energías renovables, así como incrementar la competitividad del mercado eléctrico.

En esta línea, cabe destacar que se ha realizado la instalación del primer cable del enlace Mallorca-Ibiza en 2015, estimándose la puesta en servicio del segundo cable en los primeros meses de 2016.

Finalmente, los nuevos desarrollos de la red de transporte de electricidad previstos para el periodo 2015-2020 responden principalmente a las siguientes necesidades:

Sistema peninsular

- Desarrollo de la red de 400 kV y 220 kV para incrementar la seguridad y garantía de suministro y el desarrollo de la red de 220 kV para incrementar el apoyo a las redes de distribución.
- Alimentación de nuevos ejes ferroviarios del Tren de Alta Velocidad desde la red de transporte de 400 y 220 kV.
- Desarrollo de las redes de 400 kV y 220 kV que faciliten la integración de generación y, en particular, de generación de origen renovable.

Sistemas baleares

- Interconexiones entre sistemas que permiten aumentar la seguridad de suministro y reducir los costes de generación.

- Desarrollo de la red de 66 kV y 220 kV en Mallorca y de 132 kV en Ibiza para garantizar la seguridad de suministro.

Sistemas canarios

- Interconexiones entre sistemas con objeto de aumentar la seguridad de suministro y reducir los costes de generación.
- Actuaciones de red para la integración de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas previstas.
- Nuevo eje de 132 kV en Lanzarote-Fuerteventura y refuerzo de las redes de 220 kV en Gran Canaria y Tenerife para garantizar el suministro de las principales áreas de demanda.

Sistema ceutí

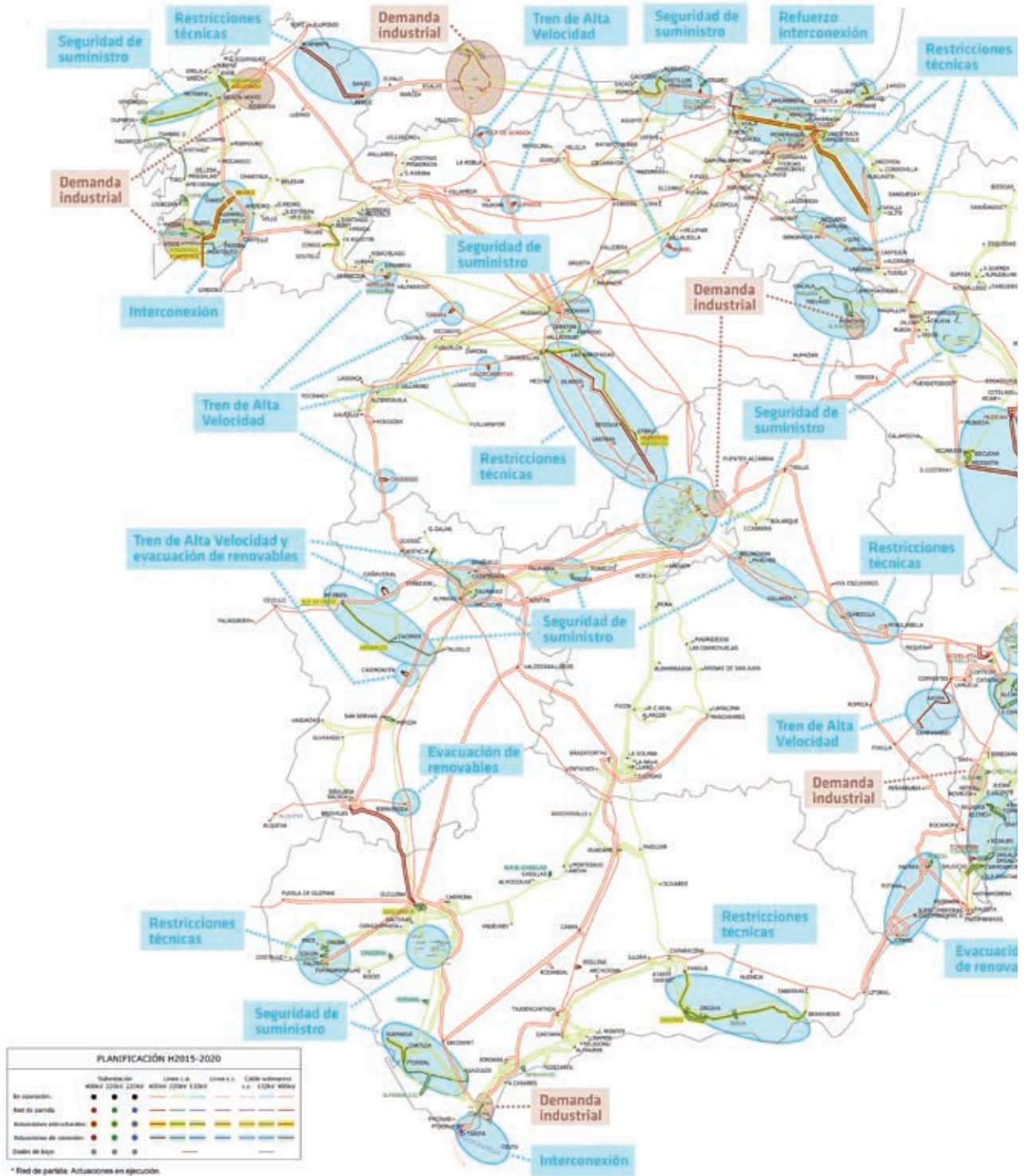
- Integración con el sistema peninsular mediante una interconexión submarina.

A continuación, se muestra un mapa con el resumen de las principales actuaciones planificadas en la red de transporte en el horizonte 2015-2020. Para mayor detalle se puede consultar la información elaborada por el Operador del Sistema en forma de trípticos para cada Comunidad Autónoma en el link:

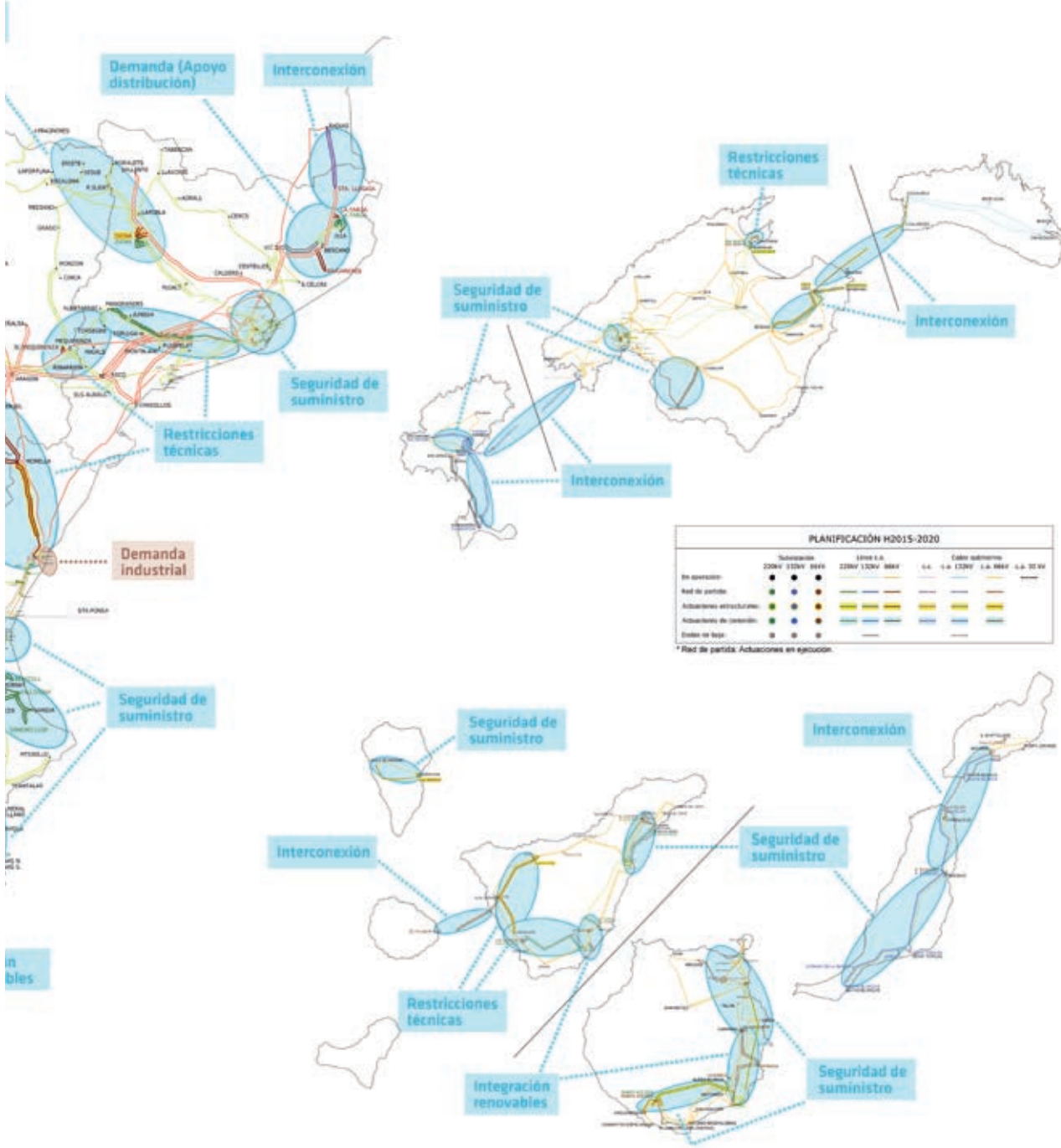
<http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/planificacion-y-desarrollo-de-la-red>



FIGURA 11.6



FUENTE: REE.



ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA



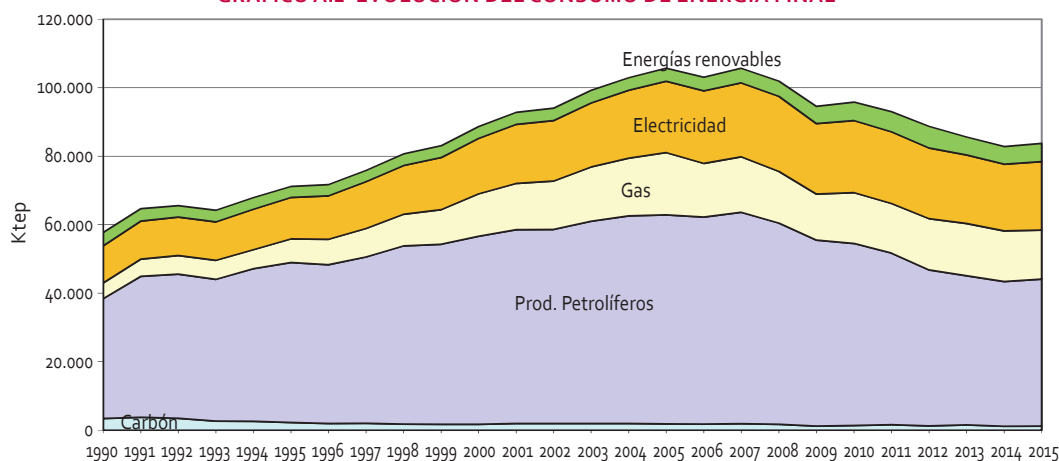
ANEXO ESTADÍSTICO

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	1.143	1,4%	224	0,3%	42.264	50,9%	14.778	17,8%	19.513	23,5%	5.109	6,2%	83.031
2.015	1.204	1,4%	239	0,3%	42.879	51,1%	14.344	17,1%	19.999	23,8%	5.302	6,3%	83.966

FUENTE: SEE.

GRÁFICO A.1 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL



ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA

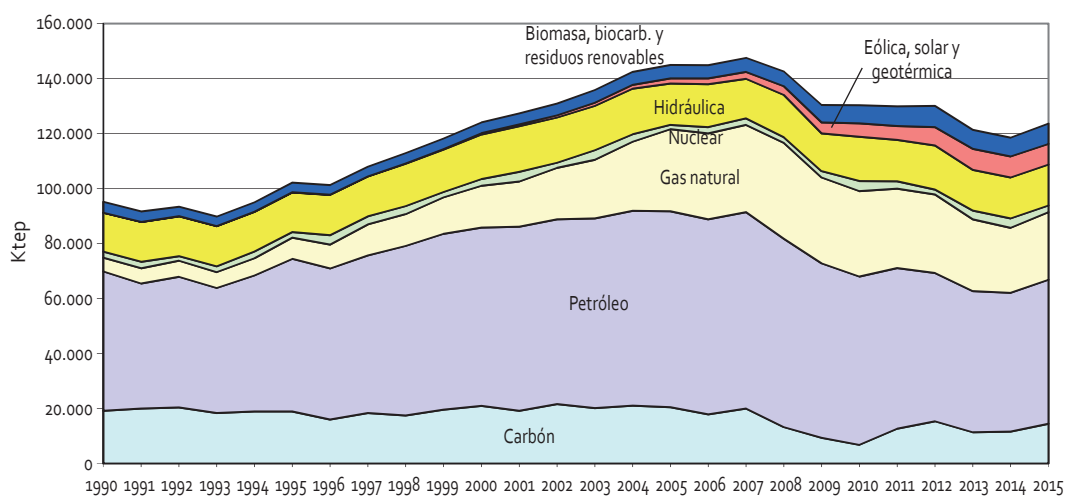


CUADRO A.2 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA

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	19.970,1	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%	147.359,4
2008	13.266,7	9,3%	68.506,4	48,3%	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%	141.975,7
2009	9.316,4	7,2%	63.473,1	48,8%	31.219,0	24,0%	13.749,8	10,6%	2.271,3	1,7%	4.002,0	3,1%	6.323,6	4,9%	319,1	0,2%	-666,9	-0,5%	129.977,5
2010	6.799,5	5,2%	61.160,0	47,1%	31.123,4	24,0%	16.155,0	12,4%	2.638,1	2,8%	4.858,1	3,7%	6.579,2	5,1%	174,2	0,1%	-716,6	-0,6%	129.770,8
2011	12.690,6	9,8%	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%	7.167,6	5,5%	195,0	0,2%	-523,8	-0,4%	129.564,9
2012	15.330,9	11,9%	53.978,0	41,8%	28.568,9	22,1%	16.019,5	12,4%	1.766,9	1,4%	6.679,3	5,2%	7.715,5	6,0%	175,6	0,1%	-963,1	-0,7%	129.271,4
2013	11.348,0	9,4%	51.317,7	42,4%	26.157,8	21,6%	14.783,1	12,2%	3.170,4	2,6%	7.631,6	6,3%	6.969,4	5,8%	199,7	0,2%	-580,6	-0,5%	120.997,1
2014	11.639,4	9,8%	50.446,5	42,6%	23.661,7	20,0%	14.934,0	12,6%	3.368,5	2,8%	7.599,1	6,4%	6.828,4	5,8%	204,2	0,2%	-292,9	-0,2%	118.388,9
2015	14.425,7	11,6%	52.434,2	42,3%	24.590,5	19,9%	14.926,7	12,1%	2.396,5	1,9%	7.476,0	6,0%	7.370,9	6,0%	259,9	0,2%	-13,3	-0,0%	123.867,1

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
2010	3.296	125	45	16.155	3.638	3.638	6.340	34.457	
2011	2.648	102	45	15.042	2.631	2.631	6.485	32.014	-7,1%
2012	2.460	145	52	16.019	1.767	1.767	6.402	33.524	4,7%
2013	1.762	375	50	14.783	3.170	3.170	6.363	34.136	1,8%
2014	1.628	311	21	14.934	3.369	3.369	6.668	34.529	1,2%
2015	1.202	236	54	14.927	2.397	2.397	7.014	33.306	-3,5%

FUENTE: SEE.

CUADRO A.4 PRODUCCION INTERIOR DE CARBON (MILES DE TONELADAS).

Año	Antracita	Hulla	Lignito Negro	Lignito Pardo	TOTAL	Tasa de variación
2010	3.209	2.777	2.444	0	8.430	
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	1.338	1.331	1.230	0	3.899	-10,7%
2015	1.120	631	1.319	0	3.070	-21,3%

FUENTE: SEE.

CUADRO A.5 PRODUCCIÓN INTERIOR DE CARBÓN (KTEP).

Año	Antracita	Hulla	Lignito Negro	Lignito Pardo	TOTAL	Tasa de variación
2010	1.396	1.134	766	0	3.296	
2011	1.133	762	753	0	2.648	-19,6%
2012	1.016	697	747	0	2.460	-7,1%
2013	345	837	581	0	1.762	-28,4%
2014	619	604	405	0	1.628	-7,6%
2015	510	271	421	0	1.202	-26,1%

FUENTE: SEE.

CUADRO A.6 PROCEDENCIA DEL GAS NATURAL IMPORTADO EN ESPAÑA (GWH).

Año	Africa			Europa		Oriente Medio		América	Resto	Total	Tasa de variac.
	Argelia	Libia	Nigeria	Egipto	Noruega	Qatar	Oman	Trinidad y Tobago			
2010	121.473	5.868	75.493	28.592	33.766	59.075	3.445	32.312	11.473	371.496	
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	98.404	0	33.542	423	11.282	37.053	1.749	21.285	155.222	358.961	1,2%
2014	117.135	0	28.529	0	12.650	31.521	1.649	21.072	155.456	368.012	2,5%
2015	107.620	0	37.981	0	7.204	30.761	868	11.480	132.264	328.177	-10,8%

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.
2010	6.571	7.671	1.905	412	16.559		1.010	6.826	5.579	5.319	18.734	
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	7.241	0	1.867	0	9.108	-10,2%	2.082	1.427	9.899	7.764	21.172	10,5%
2015	6.812	0	2.159	0	8.971	-1,5%	2.929	1.603	10.821	8.117	23.470	10,9%

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
2010	5.462		5.388		29.988		2.006		2.246		3.015		5.066		53.171	
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	4.440	-1,5%	5.407	2,7%	25.708	-0,8%	1.827	5,7%	1.544	-2,0%	1.090	-14,1%	2.249	-32,8%	42.264	-3,1%
2015	4.482	0,9%	5.624	4,0%	26.187	1,9%	1.829	0,1%	1.651	6,9%	1.121	2,8%	1.986	-11,7%	42.879	1,5%

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, restos 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 Miles de toneladas	Tasa de variac.
Reino Unido	Rusia	Otros	Total	Tasa de variac.	Méjico	Venezuela	Otros	Total	Tasa de variac.			
405	6.585	1.704	8.694		5.928	789	982	7.699		775	52.461	
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	7.073	2.751	11.181	10,7%	8.558	2.917	5.430	16.905	8,7%	688	59.054	2,0%
1.794	7.933	2.935	12.662	13,2%	8.883	3.190	5.575	17.648	4,4%	1.877	64.628	9,4%

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)
CARBON:		PRODUCTOS PETROLIFEROS:	
Generación eléctrica:		– Petróleo crudo	1,019
– Hulla + Antracita	0,4096	– Condensados de Gas natural	1,080
– Lignito negro	0,2562	– Gas de refinería	1,182
– Hulla importada	0,5552	– Fuel de refinería	0,955
Coquerías:		– G.L.P.	1,099
– Hulla	0,6915	– Gasolinas	1,051
Resto usos:		– Keroseno aviación	1,027
– Hulla	0,6095	– Keroseno agrícola y corriente	1,027
– Coque metalúrgico	0,7050	– Gasóleos	1,017
		– Fuel-oil	0,955
		– Naftas	1,051
		– Coque de petróleo	0,764
		– Otros productos	0,955
		GAS NATURAL (Tep/GCal P.C.S.)	0,090
		ELECTRICIDAD (Tep/Mwh)	0,086
		HIDRAULICA (Tep/Mwh)	0,086
		NUCLEAR (Tep/Mwh)	0,2606

PREFIJOS: Mega (M): 10^6 Giga (G): 10^9 Tera (T): 10^{12}

UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN PARA ENERGÍA:

A:	Tj	Gcal	Mtermias	Mtep	GWh
De:	Multiplicar por:				
Tj	1	238,8	0,2388	$2,388 \times 10^{-5}$	0,2778
Gcal	$4,1868 \times 10^{-3}$	1	10^{-3}	10^{-7}	$1,163 \times 10^{-3}$
Mtermias	4,1868	10^3	1	10^{-4}	1,163
Mtep	$4,1868 \times 10^4$	10^7	10^4	1	11630
GWh	3,6	860	0,86	$8,6 \times 10^{-5}$	1

UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN PARA VOLUMEN:

A:	Galones (US)	Barriles	Pie cúbico	Litro	Metro cúbico
De:	Multiplicar por:				
Galones (US)	1	0,02381	0,1337	3,785	0,0038
Barriles	42	1	5,615	159	0,159
Pie cúbico	7,48	0,1781	1	28,3	0,0283
Litro	0,2642	0,0063	0,0353	1	0,001
Metro cúbico	264,2	6,289	35,3147	1000	1

Utilizado en gas: bcm = 10^9 m³
1 bcm aprox. equivalente a 10^4 Mtermias



ABREVIATURAS Y 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

