



# CATPE

Centro Atlántico  
de Pensamiento Estratégico

## POLÍTICA ENERGÉTICA EN CANARIAS.

Horizonte 2030.

4

Junio 2013

MECENAS

**BinterCanarias**  
Líneas aéreas de Canarias



Canariensis



FERALON  
SERVICIOS DE TURISMO

EMPRESAS PATROCINADORAS

  
**LOPESAN**  
HOTELS & RESORTS



GRUPO VEGA GRANDE

**ASTICAN**

 **Ralons** GRUPO



*POLÍTICA ENERGÉTICA EN CANARIAS.  
HORIZONTE 2030.*

*Junio de 2013*



---

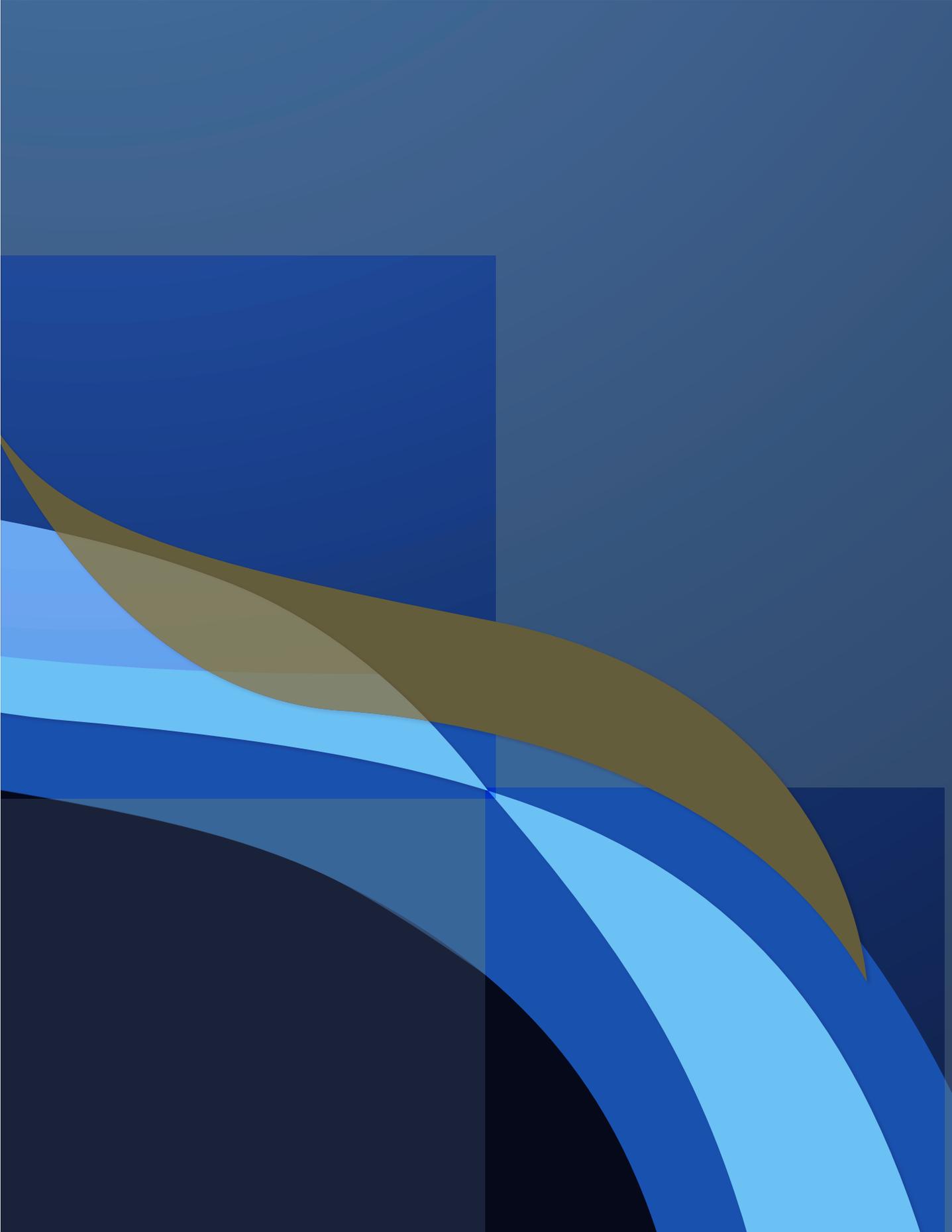
# ÍNDICE DE CONTENIDOS

---

RESUMEN EJECUTIVO .....	7
INTRODUCCIÓN .....	11
<b>1. LOS OBJETIVOS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA .....</b>	<b>13</b>
1.1. El Marco general de la Unión Europea y de la normativa española .....	14
1.2. Los objetivos de la política energética en Canarias .....	16
<b>2. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL .....</b>	<b>19</b>
2.1. Competitividad .....	20
2.1.1. Principio de tarifa eléctrica única .....	21
2.1.2. Desequilibrio de ingresos y costes del sector eléctrico .....	22
2.2. Calidad .....	24
2.2.1. Riesgos y oportunidades .....	25
2.3. Eficiencia energética .....	26
2.3.1. Riesgos y oportunidades .....	29
2.4. Seguridad .....	30
2.4.1. Capacidad de reserva de combustibles .....	30
2.4.2. Riesgos y oportunidades en reserva de combustibles .....	32
2.4.3. Diversificación de fuentes energéticas .....	34
2.4.4. Penetración de energías renovables .....	35
2.4.5. Capacidad de reserva de las instalaciones eléctricas .....	38
2.4.6. Riesgos y oportunidades en reserva de instalaciones eléctricas .....	41
2.5. Sostenibilidad ambiental del sector energético .....	42
2.6. Contribución al crecimiento económico y la competitividad .....	42
<b>3. PERSPECTIVAS ENERGÉTICAS A NIVEL MUNDIAL .....</b>	<b>45</b>
3.1. Evolución prevista del petróleo .....	46
3.2. Evolución del gas natural .....	47
3.3. Evolución del carbón .....	47
3.4. Evolución de la energía nuclear .....	47
3.5. Evolución de las energías renovables .....	47
3.6. Perspectivas en eficiencia energética .....	48
<b>4. POLÍTICA ENERGÉTICA DE LA UNIÓN EUROPEA .....</b>	<b>49</b>
4.1. Grado de avance hacia los objetivos 20-20-20 .....	50
4.2. Situación energética actual en la Unión Europea .....	50
4.3. Futuro modelo energético de la UE a 2030 .....	53
<b>5. EL CONTEXTO ENERGÉTICO EN ESPAÑA .....</b>	<b>55</b>
5.1. Sucesivas medidas legislativas para reducir el déficit de tarifa eléctrica .....	57
<b>6. PERSPECTIVAS SOCIOECONÓMICAS DE CANARIAS .....</b>	<b>61</b>
6.1. Evolución demográfica y turística de Canarias .....	62
6.2. Escenario económico para la Unión Europea, España y Canarias .....	64
6.3. Escenario en materia medioambiental del sector energético de Canarias .....	64
6.4. Escenario de demanda de energía .....	67
6.4.1. Desarrollo del Uso Racional de la Energía en el balance energético .....	67
6.4.2. Demanda interior de productos petrolíferos y de gas natural .....	67

<b>7. EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y ECONÓMICA DEL SECTOR ENERGÉTICO .....</b>	<b>71</b>
7.1. Refino de petróleos .....	72
7.2. Regasificación de gas natural .....	72
7.3. Captura y almacenamiento de carbono (CCS) .....	73
7.4. Valoración global de las energías renovables .....	73
7.4.1. Energía eólica onshore y offshore .....	75
7.4.2. Energía fotovoltaica .....	76
7.4.3. Energía solar de concentración .....	78
7.4.4. Otras fuentes renovables con posible potencial en Canarias .....	80
7.5. Sistemas de almacenamiento de electricidad .....	81
7.6. El vehículo eléctrico .....	83
<b>8. PROPUESTAS DE ACTUACIÓN PARA EL SISTEMA ENERGÉTICO EN CANARIAS HORIZONTE 2030 .....</b>	<b>87</b>
8.1. Garantizar el suministro de combustibles .....	88
8.2. La generación eléctrica convencional y el gas natural .....	93
8.3. Explorar y extraer petróleo en aguas próximas a Canarias .....	94
8.3.1. Dimensión social de la exploración y extracción de hidrocarburos en Canarias .....	99
8.3.2. Competencias administrativas y trámites para la extracción de petróleo .....	101
8.4. Almacenamiento de energía eléctrica .....	105
8.5. Las conexiones eléctricas interinsulares .....	106
8.6. Simplificación administrativa .....	107
8.7. Uso racional de la energía .....	108
8.7.1. Electrodomésticos .....	109
8.7.2. Iluminación eficiente .....	109
8.7.3. Cambio de hábitos de consumo .....	110
8.8. Energías renovables .....	110
8.8.1. Las renovables en modalidad de autoconsumo o en balance neto .....	112
8.9. El vehículo eléctrico .....	115
8.10. Las redes inteligentes .....	115
8.11. El marco legislativo del sector eléctrico .....	118
8.12. Mapa general de actuaciones .....	120
<b>9. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>121</b>





---

# RESUMEN EJECUTIVO

---

El **CATPE, Centro Atlántico de Pensamiento Estratégico**, pretende con este informe abordar, la realidad del sector energético en Canarias, tanto desde la perspectiva de la energía primaria (hidrocarburos), como de la energía eléctrica.

Una adecuada **política energética** trata de alcanzar un equilibrio entre los objetivos de **seguridad y calidad** en el suministro a **precios competitivos**, ejerciendo las actividades de forma **sostenible y respetuosa con el medio ambiente**, y favoreciendo un uso **eficiente y racional de la energía**.

Para proponer una **Orientación del modelo energético de Canarias**, en los diversos Capítulos de este Informe hemos dado un rápido **repasso a la situación energética global y por fuentes de energía hasta el año 2030**, hemos pasado revista a las **grandes orientaciones energéticas de la Unión europea y de la planificación energética de España**, hemos analizado, en un capítulo específico, la **evolución previsible de las diferentes tecnologías energéticas**, nos hemos aproximado al **escenario de demanda de energía de Canarias en el año 2030** y, por último, hemos anotado en relación con cada fuente energética aquellos **aspectos de legislación comunitaria, nacional o de Canarias** relevantes para definir la situación actual de nuestro sector energético.

Sobre la base de esos análisis, **podemos afirmar que la situación del sector energético**, como eje vertebrador de la economía de Canarias, **se encuentra en una débil situación**. Tenemos una **elevadísima dependencia exterior y basada exclusivamente en el petróleo**. Tenemos **en algunas islas** unos **déficits signifi-**

**ficativos de infraestructuras de generación y especialmente de transporte de energía eléctrica**, con unos **costes más elevados por razón de la fragmentación insular y los condicionantes geográficos** y, desgraciadamente, **las últimas propuestas legislativas del Gobierno central** en relación con el sector energético de Canarias, parecen **no apostar por soluciones consensuadas** con todos los agentes implicados y obstaculizan las posibles soluciones a esa falta de infraestructuras.

No obstante esta situación de partida desfavorable, **tenemos el tiempo, las ideas y las competencias legales para desarrollar un modelo eficaz, seguro y sostenible en el horizonte del año 2030**. Sobre estas bases seremos capaces de movilizar las cuantiosas inversiones requeridas que finalmente serán de forma razonable y apoyadas con el propio valor añadido generado por el uso eficiente de la energía consumida en nuestro esquema productivo y social.

**Nuestra elevada vulnerabilidad exterior en materia de energía y nuestra cuasi exclusiva dependencia del petróleo puede y debe ser fuertemente corregida ya antes del año 2020**, a lo que no será ajena la necesidad de progresar en la **descarbonización de nuestra economía** en línea con las directrices que nos van a venir impuestas desde la Unión Europea.

Para ello, en primer lugar es preciso **reforzar al máximo la estrategia de Uso Racional de la Energía**, prevista en las sucesivas planificaciones energéticas de Canarias, pero a las que no se ha dado continuidad. En segundo lugar, es preciso **utilizar al máximo el potencial de las fuentes energéticas propias**, ya sea prioritariamente las de carácter renovable pero



sin descartar la posible exploración de hidrocarburos si esa posibilidad se confirmase. En tercer lugar, es preciso y urgente, por razones de diversificación energética, de eficacia económica y de protección del medio ambiente, **utilizar sin mayores demoras el gas natural como combustible en la generación eléctrica de los grandes ciclos combinados.**

Complementariamente, es preciso **tener preparadas estrategias para una eventual desaparición, al menos en su emplazamiento actual, de la histórica y también entrañable refinería de petróleos de CEPSA en Santa Cruz de Tenerife.** Su desaparición abre dos posibilidades que son abordadas en este Informe. La primera, y absolutamente irrenunciable, la construcción de un **parque de almacenamiento estratégico de productos petrolíferos** en un puerto de una isla capitalina, proponiéndose por razones logísticas y de seguridad los puertos de Granadilla o Arinaga. La segunda posibilidad, ambiciosa, posiblemente lejana, pero nunca descartable, sería **contruir en Granadilla o Arinaga o en cualquier otra área más adecuada que la ordenación del territorio así lo recoja, una refinería moderna, mas pequeña** y con un mercado próximo tanto para el suministro interior como internacional muy importante.

Asimismo, es necesario **tomar conciencia de los factores que han impedido o retardado la puesta en marcha del enorme potencial de las energías renovables en Canarias y de las enormes dificultades que ha tenido el desarrollo de centrales de generación eléctrica y líneas y subestaciones de transporte.** Estos factores deben también ser afrontados con decisión a través de las medidas que iremos formulando en nuestro Informe.

Este **diagnóstico y propuesta inicial de orientación del sector energético** descansa en la **serie de análisis desarrollados a lo largo de los Capítulos de este Informe,** y que queremos condensar en los párrafos siguientes:

El **escenario económico de Canarias hasta el año 2030** se basa en un escenario de crecimiento modesto pero superior al del conjunto de España, con un crecimiento sostenido del turismo y una estabilización primero, y suave reducción posterior, de la población residente en el Archipiélago. Sobre estas bases y teniendo en cuenta el importante esfuerzo en materia de Uso Racional de la Energía y diversificación del petróleo, estimamos un **consumo de productos petrolíferos en el año 2030 inferior en un 30% al consumo actual, mientras que la demanda de electricidad continúe su senda de crecimiento.**

En relación con el **sector eléctrico,** mientras en Europa y en España se ha experimentado un **rápido desarrollo de las energías renovables, en Canarias se ha avanzado muy lentamente,** a pesar de partir de niveles de dependencia exterior mucho más elevados y de ser, en muchos casos, competitivas con la generación convencional.

Por tanto, desde el CATPE, proponemos que Red Eléctrica (REE), como gestor del sistema y los Gobiernos Central y Canario deben favorecer la máxima penetración de energías renovables, siempre que el coste total de esta, sea menor que los gastos variables de la convencional.

Sin embargo, **para aprovechar estas energías renovables,** que también tienen inconvenientes en cuanto a su carácter de producción fluctuante no gestionable, es necesario **progresar en la construcción de centrales de bombeo** en todas las islas donde ello sea posible y complementarlo con la **interconexión entre el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura con Gran Canaria y otros que fueran viables técnica y económicamente.** Para el desarrollo de las **infraestructuras de generación, como son los bombeos y las renovables, no debe excluirse a ningún agente con capacidad para ello, incluida la compañía eléctrica establecida en Canarias desde hace muchas décadas, arbitrando los métodos de concurrencia que fueran necesarios bajo los principios de libre mercado con**

**transparencia, no discriminación y seguridad y estabilidad jurídica.** Solo de esta forma se podrá ampliar en la práctica, de forma notable, el papel de estas energías en nuestro balance energético, hasta convertirlas en unos de los vectores energéticos clave de Canarias.

Junto al **retraso en las energías renovables**, presentan notables **retrasos las infraestructuras de regasificación para la introducción del gas natural, las infraestructuras de transporte eléctrico, las definiciones de nuevos emplazamientos de generación térmica y de las centrales de bombeo en algunas islas.** Todos estos elementos de infraestructura, a pesar de estar mayoritariamente recogidos en la **Planificación Estatal de los sectores de electricidad y gas** (lo que al mismo tiempo asegura la cobertura de recuperación de las inversiones) no han podido por diversas razones ponerse en marcha en Canarias.

Pese a todo ello, **la calidad del suministro eléctrico** que se proporciona a los ciudadanos se ha **situado en Canarias en los últimos años**, como se demuestra numéricamente en este Informe, **entre las mejores Comunidades Autónomas.** A su vez, los precios a los que opta el consumidor eléctrico son los mismos que en la península y son **precios razonables dentro del panorama europeo.** Sin embargo hay una **serie de oportunidades** en el sector eléctrico a las que esta región no se ha enganchado con suficiente rapidez y que debemos aspirar a corregir de forma inmediata. Entre ellas debe contemplarse el posible uso, en el año 2030, de los **vehículos de propulsión eléctrica.**

En el **sector de petróleo**, la refinería de Santa Cruz de Tenerife ha sido un **factor de garantía de la seguridad del aprovisionamiento y de la estabilidad de los precios interiores de los combustibles y de referencia para los suministros a aviones y barcos internacionales.** Esta situación puede verse comprometida seriamente si, por actitudes insuficientemente valoradas, se forzara a un cierre prematuro y no bien planifica-

do de la refinería, **sin contar al mismo tiempo con los instrumentos, ya mencionados previamente, que compensaran estos efectos sobre los stocks estratégicos y sobre la referencia de precios que ofrece la producción de la refinería.** Téngase en cuenta, que el PGOU de Santa Cruz de Tenerife valora los vehículos de propulsión eléctrica, en sus distintas modalidades, puros (EU), autonomía extendida, híbridos (EVH), híbridos enchufables. Al objeto, de avanzar en la movilidad sostenible.

En el tema de las **exploraciones de hidrocarburos, en las zonas marítimas de Canarias limítrofes con Marruecos, El CATPE se posiciona a favor de realizar las mismas, al objeto de verificar la existencia de yacimientos de petróleo o gas y en su caso, la extracción de los citados hidrocarburos, siempre que se de una doble garantía:** La primera, realizar un **análisis detallado de las posibles afecciones y riesgos medioambientales de dichas actividades** y ponerlas a disposición de la comunidad científica de Canarias. En segundo lugar, que la compañía que pretende desarrollar tales actividades **detalle de manera precisa los beneficios económicos y sociales que dicha actividad va a tener sobre Canarias** y prepare un **documento de compromiso** en tal dirección.

Es perceptible que las **directivas comunitarias de información al público** han generado una creciente atención del mismo sobre todos los aspectos relacionados con la construcción de infraestructuras de todo tipo y generado, en muchos casos, **legítimos posicionamientos críticos basados algunas veces en factores emocionales más que un conocimiento completo de las ventajas e inconvenientes de las opciones elegidas.**

Todo ello nos lleva a la **necesidad de simplificar la maraña administrativa**, para conseguir una mayor agilidad en las **autorizaciones de las infraestructuras básicas, en nuestro caso energéticas**, que son de interés general



para la sociedad y que, por tanto, la **Declaración de Interés General** debe usarse en aquellos casos en que se considere imprescindible para garantizar la seguridad y la calidad de suministro energético y eléctrico de Canarias.

Sin embargo, **algunos cambios legislativos recientes pueden poner en riesgo el desarrollo de las infraestructuras necesarias en el futuro, salvo que se negocie con el Gobierno de Canarias y con los operadores energéticos asentados históricamente en nuestras islas, la adaptación de esta legislación propuesta** para tener en cuenta las **singularidades que concurren en el caso de Canarias y que no se dan en ninguna otra parte del Estado Español, al objeto de garantizar la calidad del suministro eléctrico, sin menoscabo, de la libertad de mercado que establece la normativa eléctrica nacional y Canaria.**

Por ello debemos marcar la **hoja de ruta del futuro desarrollo energético en las islas**, orientándolo hacia un **sistema más eficiente y sostenible**, con una **menor vulnerabilidad**, basada en un consumo más eficiente, un mayor autoabastecimiento y la diversificación de fuentes de energía primaria, con **menores emisiones** de gases de efecto de invernadero y otros contaminantes, y a la vez con **menores costes económicos** para el sistema eléctrico y para el conjunto de los consumidores.

Para **avanzar hacia ese futuro**, son necesarias, por tanto, tres condiciones previas: **seguridad jurídica, agilidad administrativa y rentabilidad razonable para las inversiones.**

Bajo esas condiciones, será necesario avanzar en los **ejes fundamentales de actuación** previamente enunciados: **intensificar** las acciones de **eficiencia energética, mayor protagonismo de las energías renovables**, introducir el **gas natural** para la generación térmica que seguirá siendo necesaria, contar con **alternativas para una eventual desaparición de la refinería de petróleo, explorar y en su caso extraer el petróleo o gas** que existiera en las aguas próximas

a Canarias, siempre con las debidas condiciones de seguridad medioambiental y las compensaciones locales necesarias, realizar las **centrales hidráulicas de bombeo** para mejorar la gestionabilidad de las energías renovables y aumentar su penetración en las islas.

Además, y **mirando ya hacia el futuro**, facilitar la implantación de **renovables en el consumo en modalidad de autoconsumo instantáneo o en balance neto**, desplegar las tecnologías de **redes inteligentes del vehículo eléctrico, en sus distintas modalidades**, de forma que los **ciudadanos puedan adoptar un papel más activo** en coordinación con las necesidades del sistema eléctrico de forma que sean partícipes de ese avance en movilidad sostenible y eficiencia.

Todas estas acciones, adoptadas en las proporciones adecuadas a los costes y a las posibilidades técnicas en cada momento, permitirán **además de una mayor eficiencia y autoabastecimiento, una significativa reducción de emisiones en un sistema energético con menores costes para el sistema, y consecuentemente para los ciudadanos y usuarios de la energía.**

El **sector energético** de Canarias, debe adquirir un **papel coadyuvante en la reorientación e impulso de la economía de Canarias en el horizonte del año 2030.**

---

# INTRODUCCIÓN

---

El **CATPE, Centro Atlántico de Pensamiento Estratégico**, pretende con este informe abordar, la realidad del sector energético en Canarias, tanto desde la perspectiva de la energía primaria (hidrocarburos), como de la energía eléctrica.

Las características principales del sector energético de Canarias podríamos resumirlas en los siguientes apartados, tal y como tendremos oportunidad de ver en el presente documento.

Una gran dependencia del exterior muy superior a la establecida a nivel nacional, la gran fragilidad del sistema eléctrico como consecuencia de las fuertes dificultades para la obtención de las autorizaciones pertinentes tanto para la generación como para el transporte, fragilidad que ha quedado oculta por la recesión económica sufrida en los últimos años.

El sector energético está experimentando pronunciados y acelerados cambios en un contexto general de transformación hacia un modelo más eficiente, con más presencia de renovables y con una participación más cada vez más activa y necesaria de los consumidores en el propio sector energético.

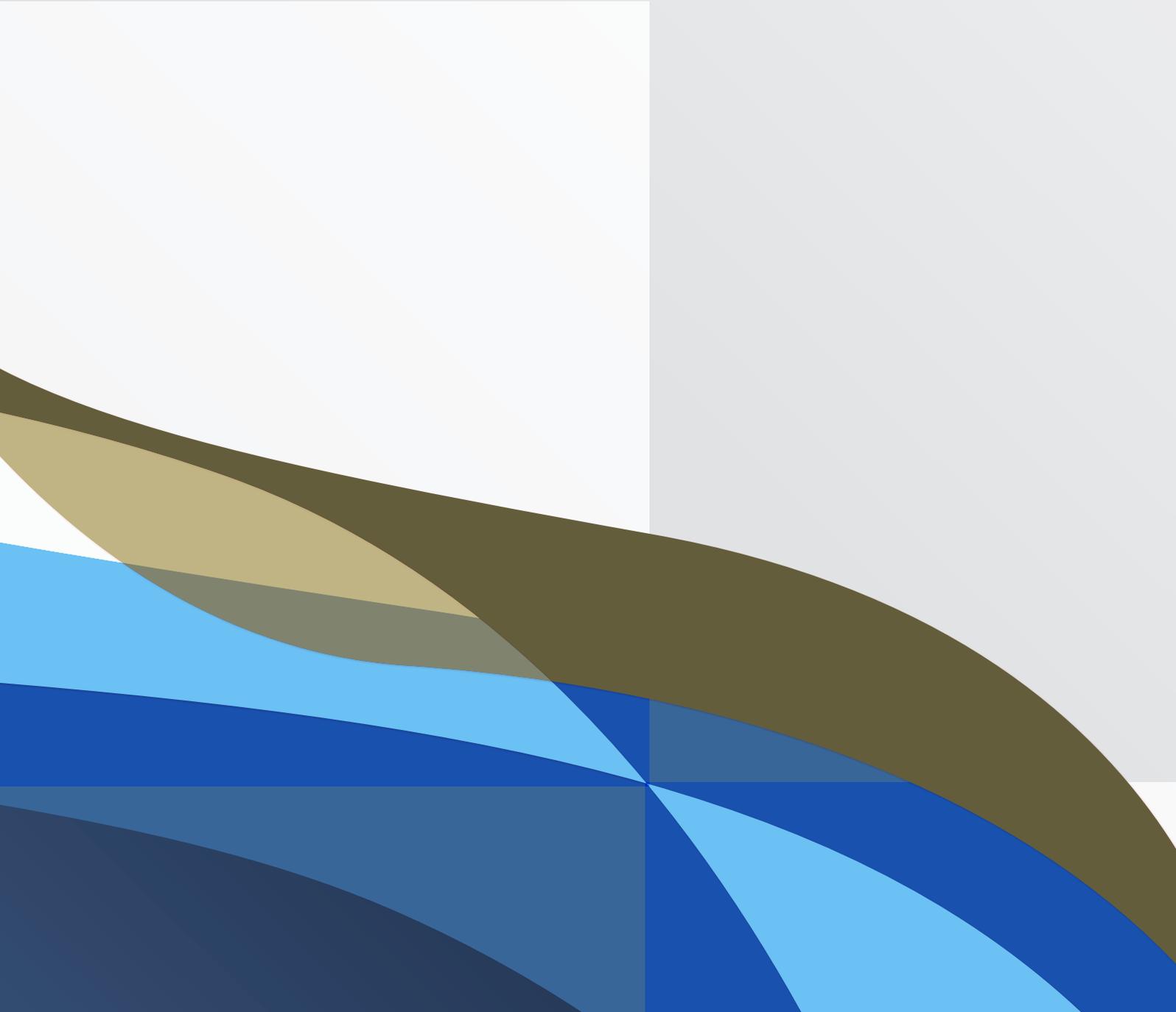
Nuevas tecnologías, nuevas formas de generar energía, de almacenarla, distribuirla y usarla ofrecen unas perspectivas sin precedentes que hacen pensar que presenciaremos cambios muy importantes en los próximos años. El desarrollo de las políticas adecuadas, que apoyen esta evolución por los caminos más eficientes y sostenibles, serán fundamentales para liderar ese proceso de transformación y no verse relegados o simplemente ser arrastrados por las corrientes dominantes limitándose a aplicar con retraso algunas de las soluciones exitosas en otros lugares.

En este documento se analiza la situación actual del sector eléctrico y energético en Canarias, se realiza un diagnóstico de la situación actual y se identifican las principales barreras para evolucionar hacia un futuro más eficiente ante los nuevos retos energéticos. Se señalan los principales cambios que se están produciendo en nuestro entorno y otros que vendrán, y finalmente se esboza el escenario hacia el que deberíamos dirigirnos en un horizonte temporal del año 2030.





# 1.- LOS OBJETIVOS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA



Canarias es una región de la Unión Europea que tiene reconocido el carácter de “Región Ultraperiférica” a la que, no obstante, le aplican los principios y objetivos generales de la política energética europea, con el reconocimiento de las singularidades propias de estas regiones, y las ayudas para alcanzar las mismas o parecidas cotas de bienestar y oportunidades para sus ciudadanos, y para alcanzar los objetivos sectoriales planteados.

En Canarias existen 6 sistemas eléctricos diferenciados: Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote-Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro. En la legislación eléctrica española esos sistemas eléctricos se sitúan dentro de lo que se denominan Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), a los que se reconocen sus características singulares derivadas del aislamiento y del pequeño tamaño de los sistemas eléctricos, lo que aumenta su fragilidad y vulnerabilidad ante fenómenos desequilibrantes de los mismos.

El tamaño y aislamiento o lejanía respecto a sistemas mayores condiciona seriamente el suministro de electricidad:

- Por ser sistemas pequeños, los grupos de generación son también más pequeños, lo que reduce las posibilidades de economías de escala.
- Del mismo modo, se necesitan más niveles de reserva que en sistemas continentales, para atender con las suficientes garantías el suministro, lo que afecta, entre otros aspectos, a los niveles de carga de los grupos, su rendimiento, etc.
- Se trata de sistemas frágiles, tanto en lo relativo a la generación como al transporte.
- Existe dificultad para localizar emplazamientos para las infraestructuras eléctricas.
- Las posibilidades tecnológicas y de uso de combustibles están limitadas.
- En general todo lo anterior requiere mayores costes de operación y mantenimiento.

Por todo ello es importante exponer el marco general en el que se mueve este sector, haciendo mención a las particularidades propias señaladas para sistemas como los de Canarias.

## 1.1 El Marco general de la Unión Europea y de la normativa española

El marco actual de la política energética de nuestro territorio viene encuadrado en las políticas energéticas de la Unión Europea que se definen a partir del año 2007 y que son conocidas como “Tercer Paquete”. Así, el Consejo Europeo de marzo de 2007 acordaba el conocido como objetivo 20-20-20 para el año 2020. Se estableció un objetivo vinculante del 20% de renovables sobre el consumo de energía final, una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20% como compromiso firme e independiente y la necesidad de mejorar la eficiencia energética en un 20%.

Fruto de las medidas impulsadas en ese año, en 2009 finalizado el proceso de codecisión entre el Parlamento y el Consejo Europeo, se publican en el Diario Oficial de la UE:

- La Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.
- La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.
- La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- La Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- El Reglamento CE nº 714/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003.
- El Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005.



- El Reglamento (CE) nº 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).

## Máxima liberalización

Es el modelo elegido para las islas dentro de la directiva europea y la legislación española. En libre competencia las actividades de generación y comercialización.

En consecuencia, los objetivos y las pautas básicas de funcionamiento del sector eléctrico, vienen determinados por la Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que para la legislación española supuso la modificación de la Ley 54/1997 conocida como ley del sector eléctrico (LSE), que ya introdujo en el año de su publicación la liberalización del sector eléctrico en España, liberalización también apoyada por la legislación de nuestra Comunidad Autónoma en la Ley 11/1997 de regulación del sector eléctrico en Canarias.

Con diferentes matices en la formulación, en todas esas normas se definen los objetivos de la política energética en torno a los ejes de:

- Eficiencia en el uso de la energía
- Obtención de precios competitivos para los consumidores
- Calidad del servicio
- Seguridad del suministro
- Sostenibilidad ambiental



En el equilibrio adecuado entre estos ejes, radica la clave para una política equilibrada y sostenible en el tiempo, ya que en general, el excesivo desarrollo en una dirección pone en peligro los objetivos en uno o varios de los demás ejes.

Con el fin de alcanzar esos objetivos de la política energética, la Directiva Europea hace especial hincapié en la implantación en toda la Unión Europea de un mercado competitivo que viene gradualmente haciéndose presente en la UE desde 1999, y de forma particular en España y en Canarias desde 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997 y la Ley 11/1997 indicadas anteriormente.

Para la creación de ese mercado competitivo se configuran como actividades en libre competencia la generación de electricidad y la comercialización, manteniendo las redes en régimen de monopolio natural bajo estrictas reglas que consagran el derecho universal de acceso a las redes como forma de garantizar la no discriminación de agentes en el acceso a la red y de facilitar la inversión que pretendan realizar.

En este esquema, las figuras de un operador del sistema (o gestor de red de transporte) y de un organismo regulador realmente independientes son figuras importantes que en las sucesivas directivas han visto incrementadas las medidas para garantizar esa independencia y objetividad, con las que deben operar para garantizar la libre competencia y la no discriminación, sin las cuales no sería posible lograr un correcto funcionamiento del sistema y alcanzar los objetivos definidos.

En Canarias, hasta la fecha, se aplican casi en su totalidad las pautas generales de las directivas europeas, sin hacer uso de la posibilidad prevista para las pequeñas redes aisladas<sup>1</sup> a las que se permite mantener un sistema verticalmente integrado sin separación contable ni jurídica de las actividades, tal como se aplica por ejemplo en Madeira y Azores.

**Generación**  
con particularidad de precios regulados por Ministerio ya que no es posible establecer muchos operadores en libre competencia.

Así la actividad de generación está jurídicamente separada de las actividades reguladas, y se le aplica el principio de libre competencia y libre implantación, con una fijación de precios regulados por el Ministerio por garantía de potencia y por producción de energía en función de las tecnologías de los grupos generadores. Esta fijación de precios regulada es singular de los SEIE, en contraposición con la fijación de precios en libre mercado por casación de oferta y demanda, en lo que se denomina el pool, que rige en el sistema peninsular.

## Transporte

con máximo blindaje de monopolio por designación de transportista único y en la misma sociedad que el operador del sistema y operador de mercado.

La actividad del transporte de energía, que es una actividad en todo caso regulada, en la legislación española se ha optado por un modelo de máximo blindaje de dicho monopolio con la asignación de las infraestructuras a REE como transportista único tal como se definió en la Ley 17/2007 para todo el territorio nacional, momento desde el que es responsable también en Canarias del desarrollo y ampliación de la red de transporte, recibiendo la titularidad de las instalaciones previamente existentes en 2010. Además REE aúna las funciones de transportista y Operador del Sistema (OS) bajo cuya responsabilidad programa el despacho de los grupos de generación y realiza la coordinación de los agentes de generación (convencional y de régimen especial), transporte y distribución. En los sistemas insulares se da la singularidad de incluir en la red de transporte a las instalaciones de tensión igual o superior a 66 kV cuando en el sistema peninsular ese nivel se sitúa en los 220 kV, y los enlaces submarinos entre islas cualquiera que sea su tensión. También se da la singularidad de que REE actúa, desde 2007, como Operador del Mercado en relación a la liquidación de los pagos y cobros de los SEIE.

## Distribución Comercialización

operan en las mismas condiciones que en el resto de la Unión Europea

La distribución, que al igual que el transporte tienen el carácter de actividad regulada en toda la unión europea, no es realizada por un operador único nacional como el transporte, sino por varios operadores implantados por zonas geográficas. En las islas se ha aplicado, como en el resto del territorio nacional y la UE, la separación jurídica de la actividad respecto a otras actividades no reguladas. Y por último la comercialización, es en las islas una actividad liberalizada que no presenta ninguna diferencia en su ejercicio con respecto al resto del territorio nacional, tal como ocurre también con la distribución.

## 1.2 Los objetivos de la política energética en Canarias

En nuestras islas se han elaborado diferentes documentos de planificación energética, desde el primero que data de 1986, hasta el más reciente, el Plan Energético de Canarias (PECAN 2006) que fue aprobado por el Parlamento de Canarias el 29 de marzo de 2007, con horizonte de actuaciones y objetivos energéticos al año 2015.

Teniendo en cuenta las particulares condiciones en las Islas Canarias, el PECAN establece los siguientes objetivos:



### 1. Diversificación de fuentes energéticas y potenciación de fuentes autóctonas.

- Favorecer la máxima penetración de energías renovables.
- Favorecer la entrada del gas natural.
- Reducir la dependencia del petróleo de un 99,4% a un 72% en 2015.

1 Se definen como aquellas que tuvieran en 1996 un consumo inferior a 3 000 GWh y que obtengan una cantidad inferior al 5 % de su consumo anual mediante interconexión con otras redes. Esta definición de la Directiva 2009/72/CE engloba a todos y cada uno de los sistemas eléctricos de Canarias.

## 2. Mantenimiento de unas adecuadas reservas estratégicas de hidrocarburos.

- a) Mantener en Canarias reservas de hidrocarburos para 90 días de consumo de esta región.
- b) Mantener en Canarias reservas de gas natural como mínimo para 35 días de consumo.

## 3. Existencia de suficiente capacidad de reserva en las instalaciones energéticas.

- a) En instalaciones de generación eléctrica, de almacenamiento de productos petrolíferos y de gas natural.
- b) En líneas de transmisión y distribución primaria de electricidad y gas natural.
- c) En circunstancias excepcionales el Gobierno podrá imponer actuaciones aunque exista oposición de otras administraciones insulares o locales.



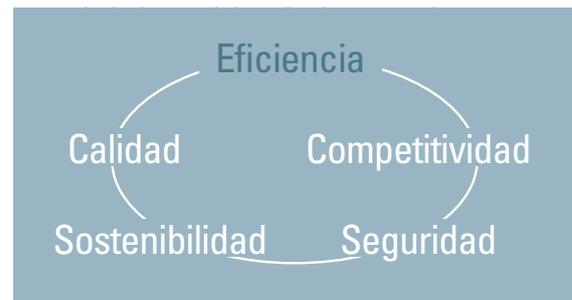
## 4. Obligaciones de servicio público y calidad del servicio.

- a) El Gobierno velará para que el usuario final pueda utilizar la energía en las condiciones adecuadas.



## 5. Compensación de extracostes en los sectores de electricidad y gas.

- a) Los ciudadanos tendrán acceso al suministro de energía eléctrica y de gas natural en condiciones de precio similares al resto de



## 6. Reducir un 25% en términos constantes en el 2015 respecto a 2004 el ratio entre energía y PIB

- a) Aumentar en un 25% la eficiencia global del sector eléctrico
- b) Reducir en un 15% el consumo de productos petrolíferos en el transporte terrestre, marítimo y aéreo interinsular.
- c) Aumentar en un 20% la eficiencia en el uso de la energía en sector industrial, terciario y residencial privado.
- d) Reducir el consumo de energía en edificios del Gobierno Autónomo en un 30%, invitando a otras administraciones a unirse a esta iniciativa.

## 7. Alcanzar un 30% de generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables en 2015

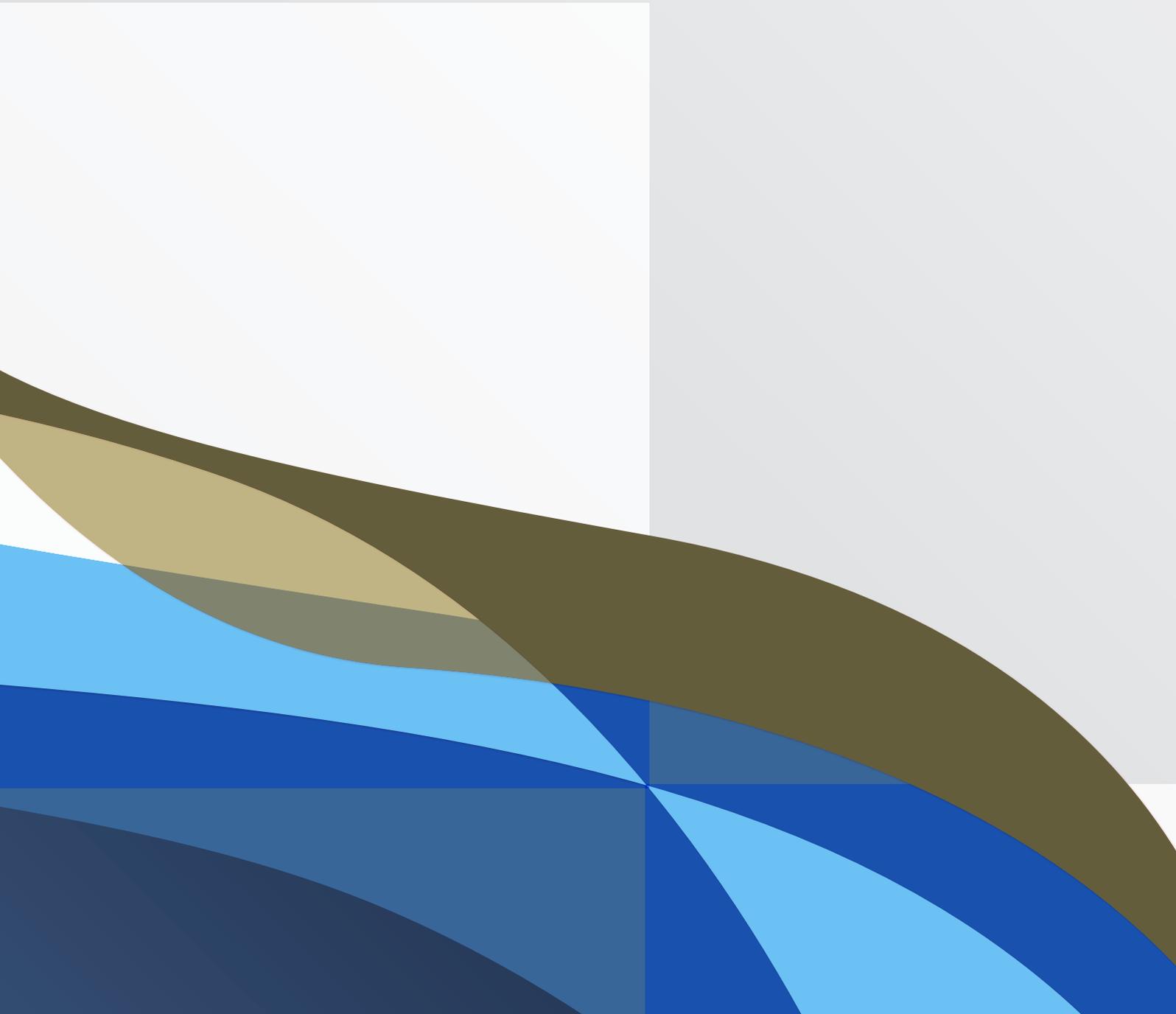
- a) Alcanzar una potencia eólica instalada de 1.025 MW.
- b) Alcanzar una superficie instalada de paneles termosolares de 460.000 m<sup>2</sup>.
- c) Alcanzar una potencia fotovoltaica instalada de 160 MW.
- d) Incorporar las mejores técnicas disponibles en otras tecnologías renovables, en particular 15 MW minihidráulicos, 30 MW de solar termoeléctrica, 50 MW de energía de las olas, 30 MW de biocombustibles.

## 8. Objetivos de mejora ambiental en las decisiones energéticas.

- a) Limitar el crecimiento de emisiones GEI asociadas al consumo de energía en un 25% en 2015 respecto a 1990
- b) Integrar la dimensión energética de la directiva IPPC en la puesta en aplicación de los objetivos del PECAN
- c) Aumentar la transparencia en la adopción de decisiones relativas a nuevas infraestructuras energéticas.



## 2.- DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL



El propio Gobierno de Canarias realiza y aprueba una Revisión del PECAN, que somete a información pública en enero de 2012<sup>2</sup>. En él se analiza el grado de cumplimiento de los escenarios y objetivos previstos a 2015, proponiendo las medidas necesarias para alcanzarlos, o aproximarse lo más posible a ellos, ya que es prácticamente imposible cumplir la mayoría de ellos.

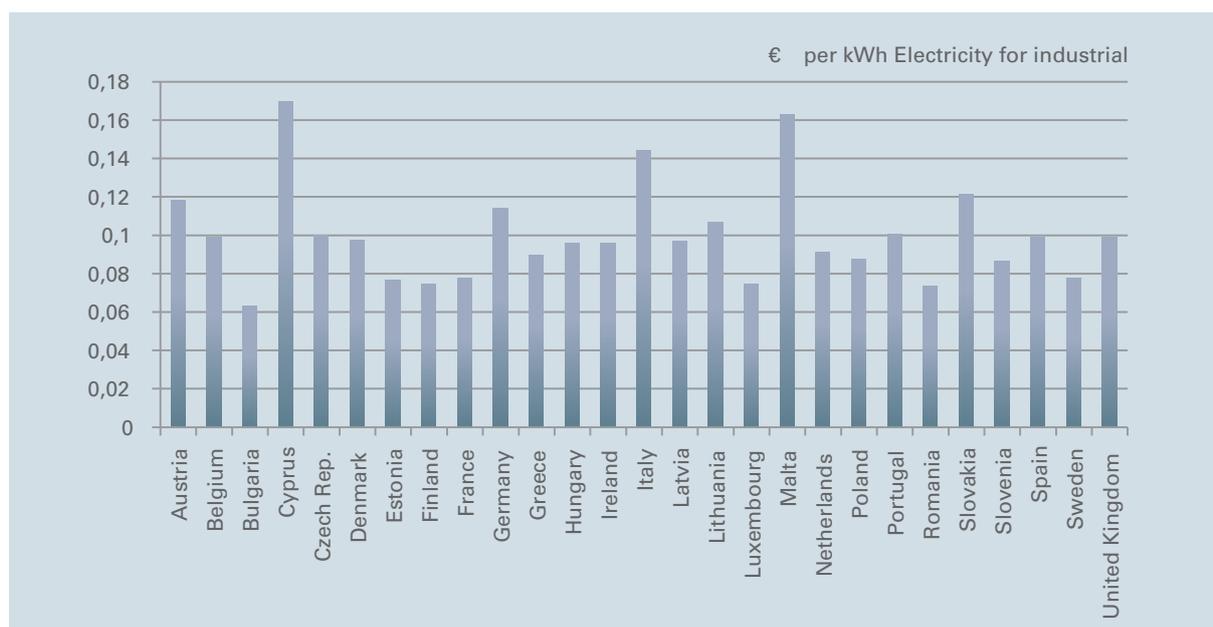
Partiendo de esa revisión de seguimiento de objetivos, de los datos recogidos en el Anuario Energético de Canarias 2011<sup>3</sup>, y de los datos publicados por el Ministerio y otros organismos, se realiza a continuación un análisis de la situación del sector energético en Canarias, de sus características o magnitudes principales y de la cercanía o alejamiento respecto a los objetivos planteados en la política energética.

## 2.1 Competitividad

El precio que pagan los consumidores en Canarias por la energía eléctrica es el mismo que el que pagan en igualdad de circunstancias (potencia contratada, energía consumida, nivel de tensión del suministro) los consumidores de todo el territorio español. De igual forma, operan en Canarias, o pueden operar sin ningún tipo de restricciones, todas las comercializadoras que operan en el resto de España y realizan sus ofertas en base a los precios generales del mercado nacional. De hecho hay 19 comercializadoras con clientes en Canarias.

Comercializadoras
Acciona Green Energy Development, S.L.
EGL Energía Iberia, S.L.
Endesa Energía XXI, S.L.U.
Endesa Energía, S.A.U.
Energys VM Gestión de Energía, S.L.
EON Energía, S.L.
Factor Energía, S.A.
Gas Natural Comercializadora, S.A.
Gas Natural Servicios SDG,
Gas Natural SUR SDG, S.A.
Gesternova, S.A.
Gestiner Ingenieros, S.L.
HC Energía, S.A.U.
Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
Iberdrola Generación, S.A.U.
Nexus Energía, S.A.
Nexus Renovables, S.L.
Orus Energía, S.L.
Unión Fenosa Comercial, S.L.
Empresas comercializadoras de energía eléctrica en Canarias. Año 2011. <sup>4</sup>

Los precios de la electricidad en Canarias, como en el resto de España, son ligeramente superiores a la media europea para consumidores domésticos (0,1949 vs 0,1743 €/kWh) y ligeramente por debajo de la media para consumidores industriales (0,09927 vs 0,09989 €/kWh). En ambos casos distan mucho de estar entre los más altos, tal como puede verse en los gráficos que se muestran a continuación.

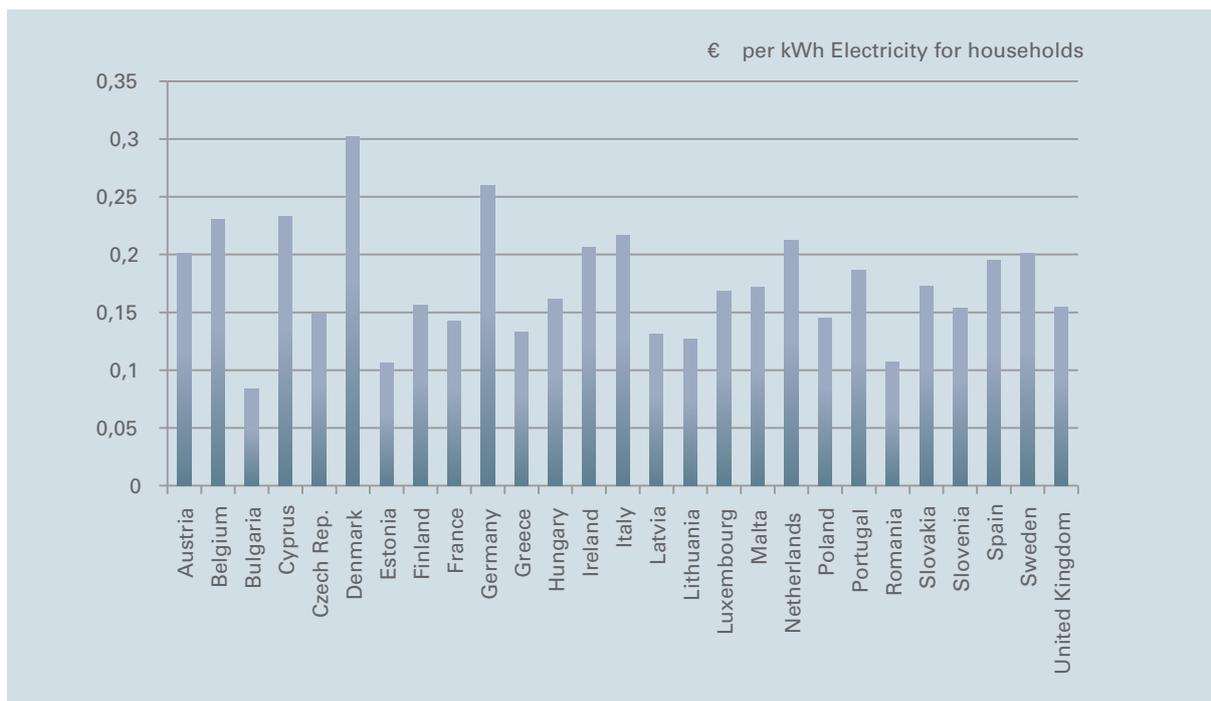


Precios de la electricidad para consumidores industriales en Europa.<sup>5</sup>

2 <http://www.gobiernodecanarias.org/boc/2012/013/022.html> · <http://www.gobiernodecanarias.org/energía/temas/planificacion/>  
 3 <http://www.gobiernodecanarias.org/energía/publicaciones/> · 4 Anuario Energético de Canarias 2011.

5 Mes de referencia noviembre de 2012, consumo de 2 GWh/año. El precio incluye todos los costes, tasas e impuestos; excluye impuestos recuperables como el IVA (VAT). Fuente: <http://www.energy.eu>





Precios de la electricidad para consumidores domésticos en Europa.<sup>6</sup>

**9,927**  
c€/kWh es el precio de la energía para consumidores industriales en España, muy en línea con los costes en los países europeos.

De todo ello cabe concluir que el nivel de competencia que hay en la comercialización de la electricidad en Canarias y el nivel de precios para los consumidores son razonablemente aceptables y desde luego muy inferiores a los que se dan en otras islas estado, como Malta y Chipre, que al no tener compensaciones desde territorios peninsulares con fuentes de energía más diversificadas ven encarecidos sus precios de forma significativa respecto a los que se tienen en Canarias.

## 2.1.1 Principio de tarifa eléctrica única

Opera desde hace muchos años en España el principio de tarifa única, lo cual hace que entre todas las regiones exista un sistema intrínseco de compensaciones, ya que los costes de las infraestructuras eléctricas que están en cada región son soportados por el conjunto de los consumidores de toda España, y no solamente por los propios consumidores de

dicha región. Así, por ejemplo, los consumidores de regiones con pocas renovables pagan las mismas cantidades en cada kWh para sufragar las primas que se pagan a esas renovables que los consumidores de regiones con muchas renovables.

**Tarifa única**  
significa igualdad de oportunidades para los consumidores independientemente de su ubicación, e implica sistema de compensaciones entre todos ellos y entre todas las regiones.

Sin embargo, en la composición de los costes totales del sistema eléctrico, que realiza anualmente el Ministerio y la CNE<sup>7</sup>, se ha decidido desglosar únicamente los sobrecostes de la generación del conjunto de los SEIE, dadas las especiales características de los mismos, sin desglosar los de ninguna otra región.

Además, en el Real Decreto Ley 6/2009 para los sobrecostes de la generación en las islas, que venían integrándose en la tarifa en su totalidad, se introduce el progresivo traspaso a los Presupuestos Generales del Estado (según disposición adicional primera 17% en 2009, 34% en 2010, 51% en 2011, 75% en 2012 y 100% en los siguientes años).

6 Mes de referencia noviembre de 2012, consumo de 3,5 MWh/año. El precio incluye todos los costes, tasas e impuestos incluidos. Fuente: <http://www.energy.eu>

7 Comisión Nacional de la Energía, organismo regulador independiente para los sectores energéticos, eléctrico, hidrocarburos, gas natural, butano, etc.



## 2.1.2 Desequilibrio de ingresos y costes del sector eléctrico

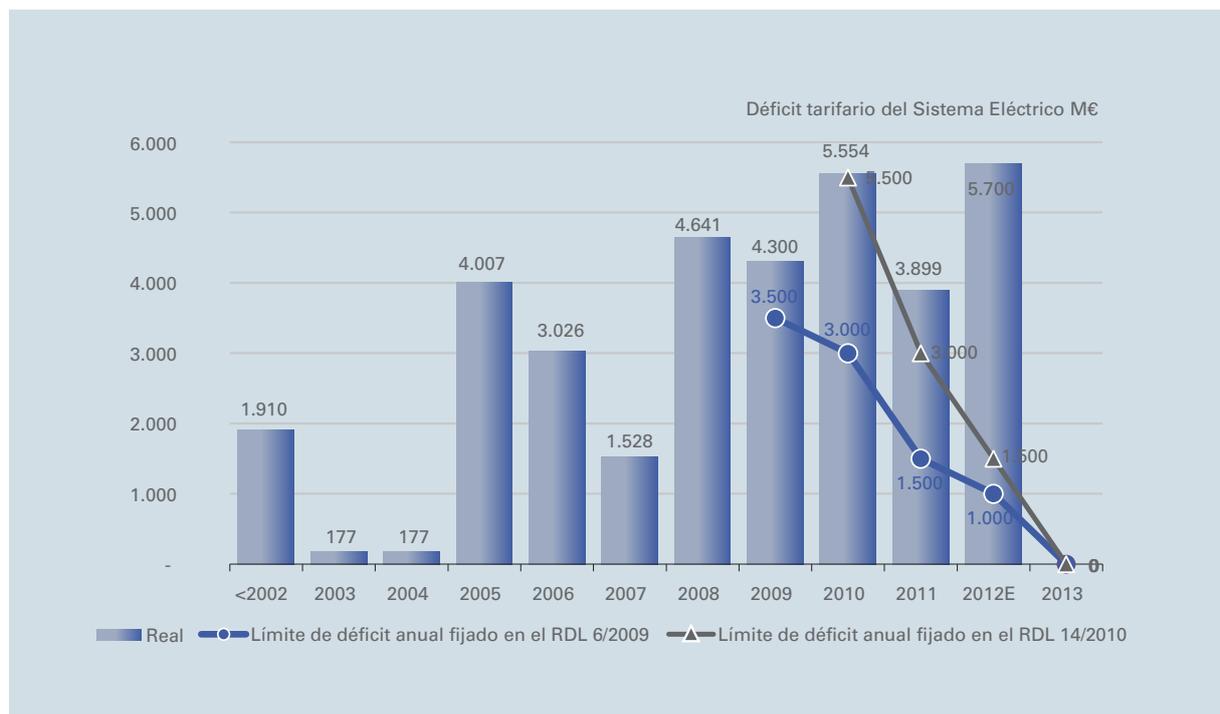
Un riesgo adicional importante en el ámbito de la competitividad de los costes de la energía eléctrica, es el denominado déficit de tarifa, o desequilibrio entre los ingresos y costes del sistema eléctrico, un problema que afecta al conjunto del sistema nacional y que acumula cifras pendientes de pago de unos 28.000 M€ a final de 2012 y con riesgos de seguir incrementándose, lo que llegaría a hacer insostenible el sistema a corto plazo.

**28.000 M€** es el importe del déficit de tarifa producido por el desequilibrio entre costes e ingresos en la fijación de las tarifas. Es el principal riesgo para la competitividad de la tarifa eléctrica, problema que afecta al conjunto del territorio nacional.

El déficit de tarifa se produce porque en la fijación del precio que pagan los consumidores de la electricidad no se han incorporado de forma inmediata todos los costes que han de ser cubiertos por la tarifa eléctrica, dilatándose en el tiempo esa incorporación (15 años) y, por tanto, quedando cantidades pendientes de cobro. El Real Decreto Ley 6/2009 estableció un sistema para permitir que esta deuda, financiada por determinadas empresas eléctricas, fuera asumida por entidades financieras, y evitar una carga sobre las empresas eléctricas que afectara a su solvencia. Ha sido el denominado proceso de titulización a un fondo creado al efecto (conocido como FADE), que va recuperando dicha deuda de la tarifa en un plazo de 15 años desde que la asume, y conforme a un interés de mercado.

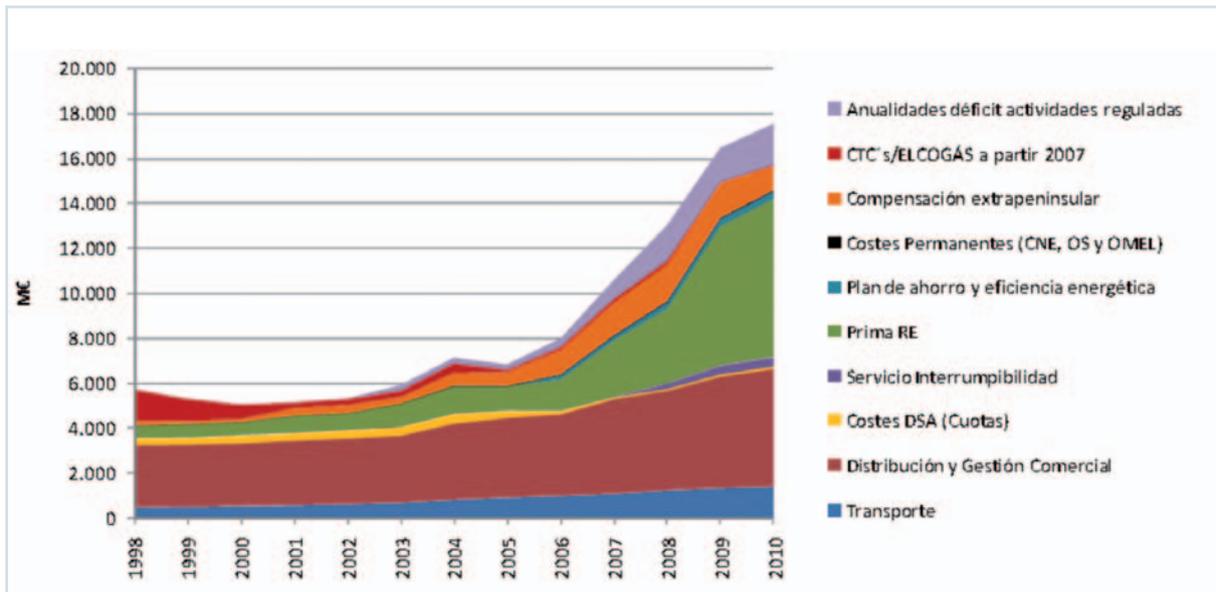
Desde 2005, año en que de forma significativa se comienza a producir este problema, la tarifa se ha ido incrementando anualmente, pero alguna partida de los costes lo ha hecho muy por encima de ese incremento medio de la tarifa.

El análisis de la evolución de los costes regulados que se integran en la tarifa eléctrica muestra que, con gran diferencia, las primas al régimen especial es la partida que más ha incrementado su cuantía total. En concreto han pasado de un importe de 1.200 M€ en 2004 a 9.000 M€ previstos en la tarifa de 2013.



Déficit de la tarifa eléctrica ocasionado en cada año a partir del 2003.<sup>8</sup>

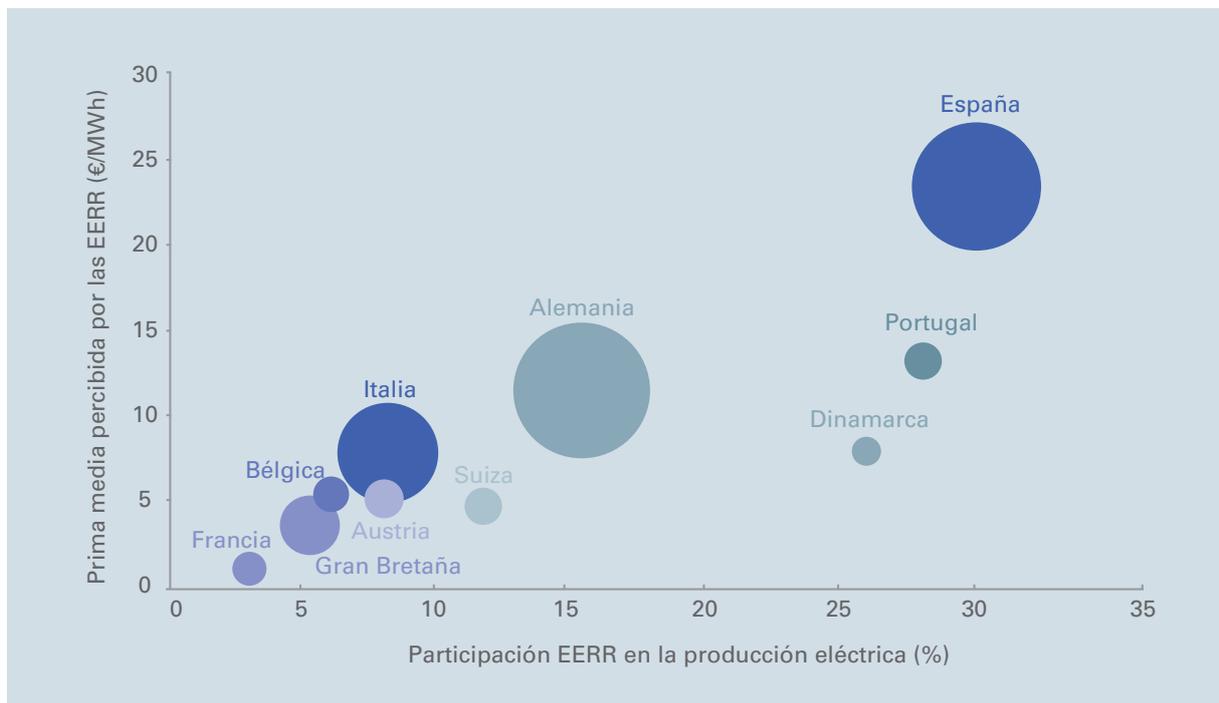
<sup>8</sup> Fuente datos: última liquidación anual de la CNE. 2012 datos provisionales. Elaboración propia.



**Evolución de los costes regulados de la tarifa.<sup>9</sup>**

Esta desequilibrada evolución de las renovables, con sobrecostes soportados íntegramente por las tarifas eléctricas (sistema feed-in tarif FIT) ha llevado

a España a ser el país de la UE con mayores costes soportados por los consumidores en la tarifa para la ayuda a las renovables.



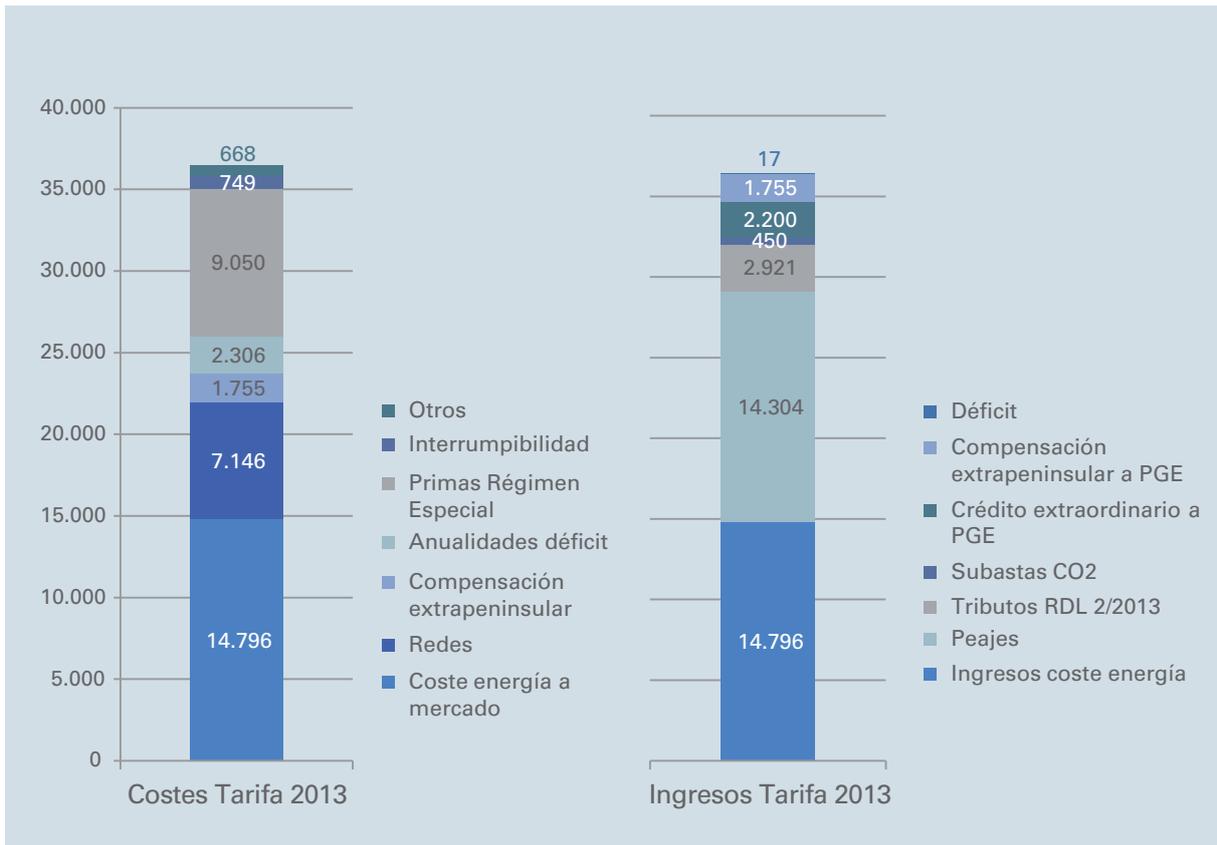
**Comparativa europea del apoyo que perciben las energías renovables en 2010.<sup>10</sup>**

En la tarifa de 2013 se ha recurrido a mecanismos inéditos para intentar que no se produzcan nuevos déficit, como es un préstamo con cargo a los PGE de 2.200 M€, el impuesto del 7% a toda la generación y otras tasas que tienen unos ingresos previstos de

2.921 M€ y la asignación a la tarifa de los ingresos por emisiones de CO<sub>2</sub>, lo que añadido al traspaso de la totalidad de los 1.755 M€ de compensaciones extrapeninsulares a los PGE daría como resultado un déficit de solamente 17 M€, muy próximo a cero.

<sup>9</sup> Fuente y elaboración CNE, Informe sobre el sector energético español, 7 de marzo de 2012.

<sup>10</sup> Fuente CEER, Report on Renewable Energy Support in Europe. Ref: C10-SDE-19-04a. 4-May-2011. Tamaño del círculo indica el importe total de apoyo a las renovables al año (España 2010 7.134 M€).



**Desglose de costes e ingresos previstos en la fijación de la tarifa eléctrica 2013.<sup>11</sup>**

Sin esas medidas extraordinarias que totalizan 6.876 M€, vemos que el déficit subyacente del sistema eléctrico está próximo a los 7.000 M€ anuales. Del análisis de los costes que se integran en la tarifa eléctrica, puede comprobarse que los costes que realmente son necesarios e imprescindibles para garantizar el servicio eléctrico (generación y redes) representan el 65% del total de costes (coste de energía, redes, costes extrapeninsulares). El 35% restante (anualidades del déficit, primas de régimen especial, interrumpibilidad, y otros como bono social, moratoria nuclear de los años 80, etc) responden a decisiones políticas que muy bien podrían extraerse para ser costeadas vía impuestos, lo que daría transparencia en la tarifa que pagan los ciudadanos.

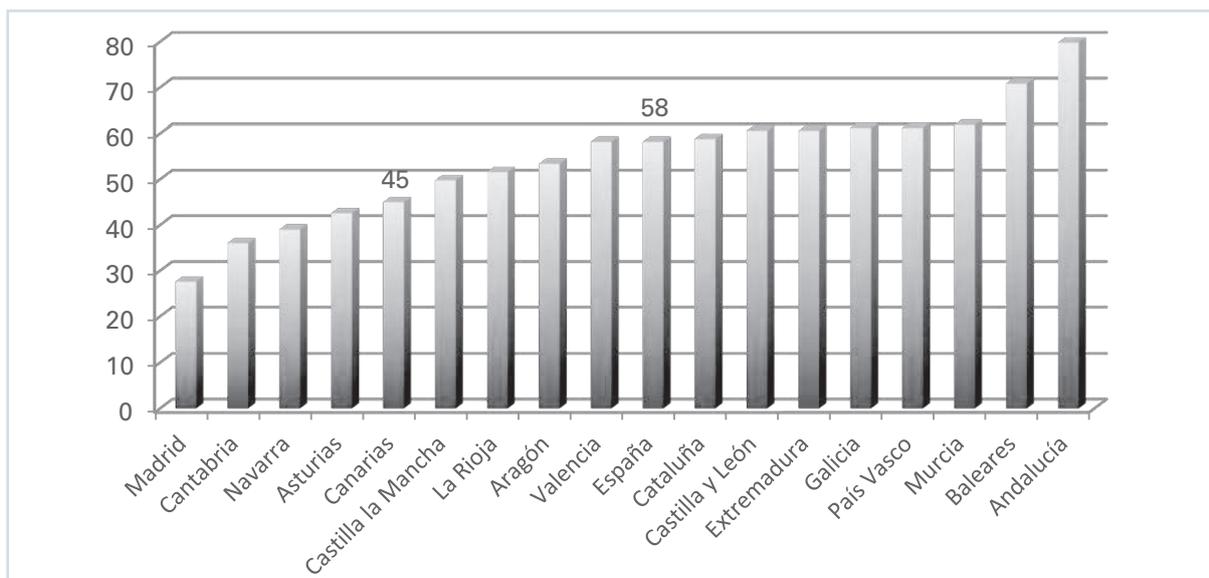
**6.876**  
M€ en medidas extraordinarias en la tarifa de 2013 para no incrementar el déficit de tarifa.

## 2.2 Calidad

La calidad del suministro eléctrico en Canarias se ha situado en los últimos años entre las mejores de España. El indicador designado para medir la calidad es el llamado TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente por Potencia Instalada), que pondera cada interrupción por la potencia instalada en las instalaciones afectadas por dicha interrupción. En 2011 Canarias se situó entre las cinco comunidades autónomas con mejor calidad y en 2012, que aún no tiene datos auditados, la calidad se mantuvo en similares valores a los de 2011 en nuestras islas.

Los parámetros e indicadores de calidad en España están detalladamente definidos en la legislación eléctrica, junto con los umbrales reglamentarios exigibles y la metodología para medirlos. Los datos finalmente ofrecidos son auditados anualmente por el Ministerio y publicados en su página web.

<sup>11</sup> Fuente CNE, Informe liquidación N° 1 de 2013. Elaboración propia.



Datos de calidad de suministro en minutos. Año 2011.<sup>12</sup>

## 2.2.1 Riesgos y oportunidades

A pesar de tener habitualmente buenos indicadores de calidad de suministro eléctrico, los sistemas eléctricos aislados en general son más sensibles ante incidentes externos o internos, dado que por sus reducidas dimensiones es mucho más fácil que un incidente de cierta magnitud se amplifique, extendiéndose a gran parte o a la totalidad del sistema eléctrico, lo que hace que tenga una mayor duración y repercusión en el servicio al usuario.

**45** minutos de tiempo medio de interrupción imprevista del suministro eléctrico en 2011 sitúan a Canarias entre las mejores CCAA por calidad. Pero existen riesgos estructurales por la insularidad que deben afrontarse.

Esto ocurrió, por ejemplo, en 2010 en donde el fenómeno meteorológico Xintya, que duró unos pocos días, provocó por sí solo que empeoraran enormemente los indicadores de calidad de todo el año. Aún mayor repercusión se provocó en 2005 con el DELTA, tras lo que una comisión de expertos elaboró un informe técnico orientado a reducir la vulnerabilidad de los sistemas aislados de Canarias<sup>13</sup>. Sus re-

comendaciones deben tenerse en cuenta para evitar o reducir el impacto de los fenómenos imprevistos extremos a los que ocasionalmente se ven sometidas nuestras islas:

- Aumentar los enlaces submarinos para aumentar el tamaño de los sistemas eléctricos y reducir su vulnerabilidad.
- Refuerzo de las condiciones de diseño de las líneas aéreas más importantes para soportar mayores intensidades de viento.
- Evitar retrasos en la construcción de las infraestructuras de transporte y generación previstas o planificadas.
- Evitar concentración de infraestructuras para prevenir la aparición de infraestructuras con elevada concentración de riesgo y para prevenir fallos múltiples.
- Planificar la generación cerca de la demanda.
- Son necesarios un mínimo de tres centrales de generación en las islas grandes (Tenerife y Gran Canaria) y 2 en las medianas y pequeñas.
- Incentivar la generación convencional con características técnicas que favorezcan la integración del régimen especial que por sí mismo aumenta la vulnerabilidad.
- Atender las medidas paliativas que reduzcan el impacto de la pérdida de servicio eléctrico, como logística de repuestos y almacenamiento de combustibles, utilización de medios de generación portátiles.

12 Fuente Ministerio Industria <http://www.minetur.gob.es/energía/electricidad/CalidadServicio/Paginas/Indices.aspx>

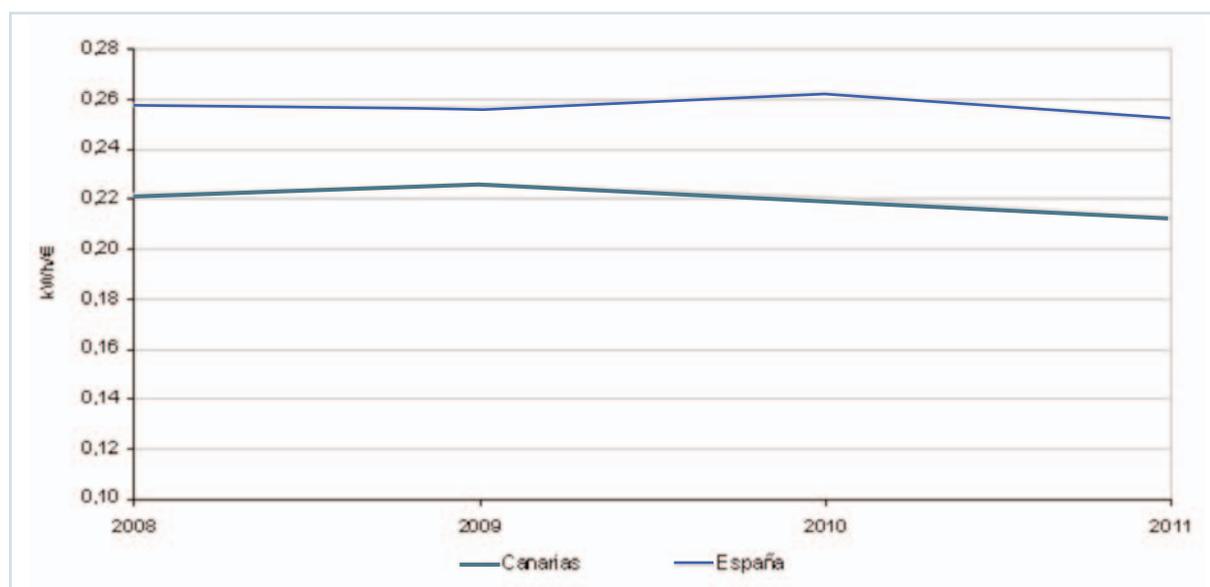
## 2.3 Eficiencia energética

En el ámbito de la eficiencia energética tanto en la Unión Europea, como en España y en Canarias, se han marcado unos objetivos muy concretos y ambiciosos, pero los indicadores disponibles indican que se avanza con lentitud en este ámbito.

En particular para Canarias los objetivos señalados en el PECAN 2006 van desde un porcentaje

de reducción del 15% de consumo de productos petrolíferos en el sector transporte, hasta un 30% de reducción del consumo en los edificios de la administración del Gobierno de Canarias, dentro de un objetivo general de mejora de la eficiencia de un 25% respecto a 2004 en el ratio energía consumida respecto al PIB (intensidad energética).

Los datos de intensidad energética disponibles en el Anuario 2011 indican que la intensidad energética apenas ha mejorado en los últimos años, pasando de 0,22 kWh/€ en 2008 a 0,21 kWh/€ en 2011).



**Evolución de la intensidad energética (kWh/€ PIB) en Canarias y en España.<sup>14</sup>**

Para una evolución más acentuada de este indicador global, dejando al margen el peso que corresponda a la evolución del PIB, que no es objeto de análisis en este documento, es necesario que haya una evolución en los distintos segmentos del consumo, o al menos en los más importantes.

**25%**  
de mejora en la intensidad energética es el ambicioso objetivo planteado, hacia el que se avanza lentamente.

Tal como se planteaba en los objetivos del PECAN en el ámbito de la eficiencia, después del objetivo general de intensidad energética, se propuso como objetivo aumentar en un 25% la eficiencia global del sector eléctrico. En este sentido, de nue-

vo en el Anuario 2011 podemos ver qué tipo de grupos de generación se dispone en el parque de las islas Canarias y la eficiencia térmica o eficiencia energética de cada una de las tecnologías.

En los últimos años se ha producido una importante transformación de la estructura de generación en los sistemas Canarias. Así, la potencia instalada se ha incrementado en más de 1.200 MW desde 2001, lo que supone un 40% de aumento de la potencia instalada con nuevas instalaciones. Además, de la nueva potencia, la mayor parte (913 MW) ha sido mediante la instalación de ciclos combinados, preparados para consumir gas natural cuando este combustible esté disponible. Por tanto, se ha llevado a cabo un importante proceso renovador del mix de generación en estos últimos años.

<sup>14</sup> Anuario energético de Canarias 2011.

Además, el sistema de despacho de los grupos de generación, que según la normativa ordena REE como Operador del Sistema (OS), garantiza que se da prioridad a las tecnologías más eficientes en el conjunto, por eficiencia energética y costes de combustible, y esa priorización se realiza por parte de un agente independiente, al no contar con intereses en activos de generación, y por orden de mérito económico global. Por tanto, el despacho de estos sistemas está diseñado para ser un despacho eficiente.

Además de estos criterios de eficiencia y mérito económico, el OS para garantizar la cobertura de la demanda cubriendo eventuales variaciones bruscas de demanda o de generación renovable, requiere el despacho de grupos de arranque rápido y mejor respuesta dinámica, como son las turbinas de gas, que a cambio de esas prestaciones tienen un mayor coste y menor eficiencia energética para el sistema.

Tecnología	Combustible		Producción en bornes (MWh)	Cons. térmico (MWh térmicos)	C.E.B (th/kWh)	Rend. Térmico
	tipo	Consumo (1)				
<b>GRAN CANARIA</b>						
<b>Vapor</b>	Fuel Bia	369.677	1.560.921	4.769.032	<b>2,63</b>	<b>0,33</b>
	Fuel 2	23.288				
	Gasóleo	296				
<b>Diesel</b>	Fuel Bia	39.287	279.642	649.191	<b>2,00</b>	<b>0,43</b>
	Fuel 1	4.420				
	Fuel 2	9.469				
<b>Gas</b>	Gasóleo	43.896	88.828	472.903	<b>4,58</b>	<b>0,19</b>
<b>Ciclo Combinado</b>	Gasóleo	323.280	1.520.486	3.482.778	<b>1,97</b>	<b>0,44</b>
<b>TENERIFE</b>						
<b>Vapor</b>	Fuel Bia	306.246	1.312.485	4.034.878	<b>2,64</b>	<b>0,33</b>
	Fuel 2	19.841				
	Fuel Otros	6.485				
	Gasóleo	137				
<b>Diesel</b>	Fuel Bia	45.800	241.001	560.597	<b>2,00</b>	<b>0,43</b>
	Gasóleo	477				
<b>Gas</b>	Gasóleo	120.809	289.721	1.301.506	<b>3,86</b>	<b>0,22</b>
<b>Ciclo Combinado</b>	Gasóleo	334.588	1.495.598	3.604.602	<b>2,07</b>	<b>0,41</b>
<b>LANZAROTE</b>						
<b>Diesel</b>	Fuel Bia	162.625	814.163	1.992.975	<b>2,11</b>	<b>0,41</b>
	Gasóleo	1.919				
<b>Gas</b>	Gasóleo	14.360	25.172	154.704	<b>5,29</b>	<b>0,16</b>
<b>FUERTEVENTURA</b>						
<b>Diesel</b>	Fuel Bia	99.267	577.410	1.383.994	<b>2,06</b>	<b>0,42</b>
	Fuel 2	13.875				
	Gasóleo	1.097				
<b>Gas</b>	Gasóleo	36.328	62.443	391.371	<b>5,39</b>	<b>0,16</b>
<b>LA PALMA</b>						
<b>Diesel</b>	Fuel Bia	54.003	255.723	665.630	<b>2,24</b>	<b>0,38</b>
	Gasóleo	992				
<b>Gas</b>	Gasóleo	181	550	1.950	<b>3,05</b>	<b>0,28</b>
<b>LA GOMERA</b>						
<b>Diesel</b>	Diesel - Oil	16.247	73.465	203.843	<b>2,39</b>	<b>0,36</b>
<b>EL HERRO</b>						
<b>Diesel</b>	Diesel - Oil	10.043	44.528	126.005	<b>2,43</b>	<b>0,35</b>

(1) Las unidades utilizadas son: para Fuel y Diesel-Oil, toneladas (t); para Gasóleo, metros cúbicos (m<sup>3</sup>).

### Consumo de Combustibles y rendimiento en las centrales térmicas de Canarias. Año 2011.<sup>15</sup>



En cuanto a la eficiencia en el consumo, para el que se propugna una mejora del 20% en su eficiencia, se debe tener en cuenta que el nivel de consumo de energía por habitante es significativamente inferior en Canarias que en el conjunto de España. Esto se debe fundamentalmente a dos factores, un menor peso del sector industrial y un clima más moderado.

En función de este menor nivel de consumo, el margen de evolución en la mejora de la eficiencia en el consumidor, en general también será menor.

Año	Consumo per cápita (kWh/hab.)	
	Canarias	España
2000	3.666	5.082
2001	3.751	5.283
2002	3.788	5.334
2003	4.013	5.556
2004	4.249	5.758
2005	4.336	5.911
2006	4.484	6.012
2007	4.549	6.114
2008	4.524	6.063
2009	4.324	5.740
2010	4.198	5.865
2011	4.170	5.729

Fuente: Red Eléctrica de España (Informes del sistema eléctrico)

Nota: consumo de energía eléctrica en términos de energía puesta en red

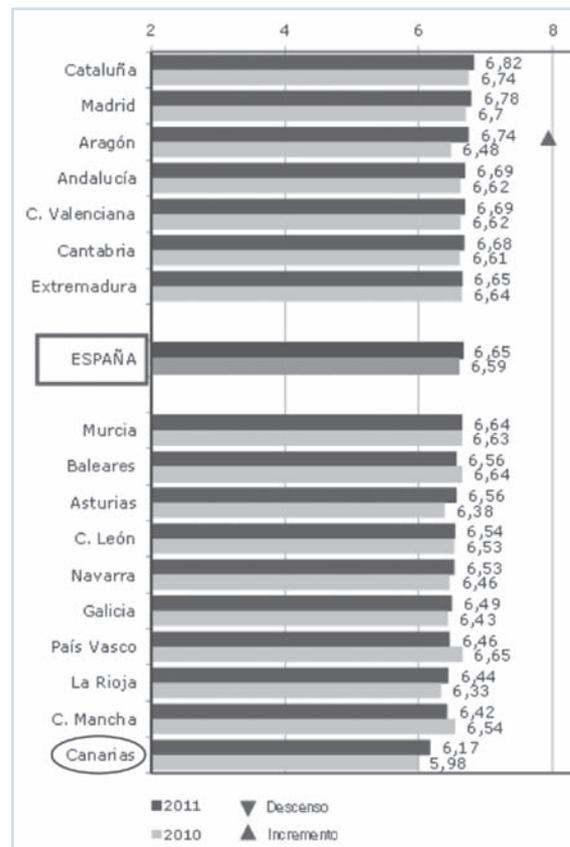
### Consumo de energía per cápita en Canarias y España.<sup>16</sup>

Cabe citar por su amplia repercusión y los valores que aporta en este aspecto para Canarias, los resultados del Índice de Eficiencia Energética en el Hogar que elabora un índice que resume las conclusiones de unas encuestas realizadas a nivel nacional. El último informe publicado es el 7º informe<sup>17</sup>, correspondiente al año 2011 elaborado a partir de 3.800 encuestas en toda España (152 en Canarias).

En ese informe, el Índice de Eficiencia marcó en 2011 en Canarias una puntuación de 6,17, cifra que presenta un cierto avance respecto de 2010 (5,98). En relación con el primer estudio de 2004 (5,88), el Índice ha experimentado una mejoría en Canarias del 4,9%.

Sin embargo, y a pesar de este avance, los hogares canarios según este informe serían los menos eficientes del conjunto de los hogares españoles. Su índice global, 6,17, es el más bajo de todas las comunidades autónomas.

En esta última edición, el estudio analizó el impacto de las medidas que adopta la Administración para mejorar la eficiencia energética de los ciudadanos. La conclusión obtenida es que las medidas normativas son "más rápidas y eficaces" que las ayudas económicas directas.



### Evolución del Índice Global de Eficiencia de los hogares españoles.

El índice se elabora en base a las respuestas a 45 preguntas que pertenecen a una o varias de las cuatro categorías en que se clasifica y parcializa el resultado: Mantenimiento, Control, Cultura y Equipamiento.

La puntuación total de Canarias se ve fuertemente condicionada por una muy baja puntuación en el apartado de Equipamiento, que junto con Control Energético son las dos categorías en las que ocupa claramente la última posición, en las otras dos Canarias está más cerca de la media nacional.

<sup>16</sup> Anuario energético de Canarias 2011.

<sup>17</sup> Índice de Eficiencia Energética en el Hogar 2011. Total España. Gas Natural Fenosa.

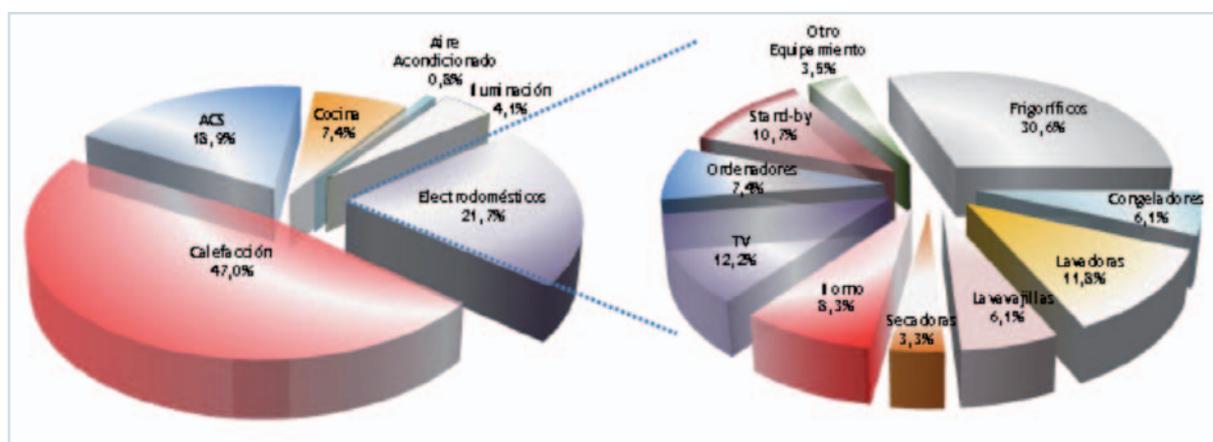
En la consideración de estos resultados se debe tener en cuenta al menos dos factores básicos. En primer lugar el consumo energético medio de los hogares canarios es inferior a la media

española (2.500 vs 2.600 kWh anuales en 2011) lo cual apunta en sentido contrario a la ineficiencia de los consumidores domésticos canarios.

	Canarias	España
Nº suministros contrato 2.0 A	1.089.204	25.797.475
Energía facturada 2.0 A (kWh)	2.756.759.775	67.172.000.000
Energía por contrato 2.0 A (kWh)	2.531	2.604

En segundo lugar, se debe tener en cuenta que la encuesta está concebida para el común de los consumidores españoles, lo que hace que ciertas preguntas/respuestas carezcan de sentido en Canarias. Por ejemplo, de lo que en el informe se destaca dentro de los puntos fuertes de los hábitos de eficiencia en los hogares españoles, figu-

ran varias cuestiones que pueden haber sido mal calificadas en Canarias por las especiales características climatológicas de nuestro archipiélago: "Apagar o bajar la calefacción cuando no hay nadie en casa", "Uso eficiente del calentador (sist. apagado automático cuando no se usa)", "Revisar cada año la caldera".



**Análisis del consumo energético del sector residencial en España.<sup>18</sup>**

Por todo ello, para la eficiencia en el consumo eléctrico de los hogares canarios, lo más importante sería destacar que consumen un 3% menos que la media peninsular y que en las encuestas de medición se ha observado de 2004 a 2011 un avance del 4,9% en la eficiencia, si bien en el aspecto de equipamiento podría haber cierto margen de mejora adicional.

### 2.3.1 Riesgos y oportunidades

En el ámbito de la eficiencia energética, la entrada prevista del gas natural permitiría un avance muy importante en la eficiencia global de la generación de electricidad, ya que este combustible, que se emplearía en los ciclos combinados las turbinas de gas y los grupos de vapor, permitirá una reducción entorno al 30% de emisiones de gases a la at-

mósfera y una reducción de costes también muy importante, al ser el gas natural un combustible mas barato que el gasoil.

Del lado del consumo, a pesar de que se han venido realizando numerosas acciones, tanto desde la administración con apoyos y subvenciones, como desde las empresas comercializadoras con el ánimo de fidelizar a sus clientes con soluciones tipo Empresa de Servicios Energéticos (ESE), en la que la inversión corre a cargo de la propia empresa energética recuperándola en base al ahorro producido en la factura eléctrica del consumidor, y del continuo esfuerzo de empresas y agentes especializados en soluciones de eficiencia, es necesario seguir favoreciendo todas las iniciativas de mejora de la eficiencia energética, atendiendo a los programas de ayudas económicas y facilitando el acceso a los mismos especialmente con una simplificación de los procedimientos administrativos.





La evolución tecnológica en el equipamiento para el hogar (que como se ha visto anteriormente puede tener un margen importante de mejora), para el sector servicios, para el alumbrado público, para el sector de climatización, para el sector industrial ha sido y previsiblemente seguirá siendo importante, por lo que se deberá seguir con atención dicha evolución, aplicando las mejores tecnologías disponibles e incluso aprovechando las oportunidades que esta evolución técnica proporciona para crear puestos de trabajo en este sector.

Las acciones de mejora del ahorro y la eficiencia en el consumo de energía son siempre beneficiosas para el medioambiente y para el conjunto de la sociedad, pero en Canarias debido a los mayores costes de la producción de electricidad, los beneficios para el conjunto del sistema son aún mayores. Es decir, actuaciones que en otros territorios pudieran no ser ventajosas económicamente por tener mayores costes que ahorros posteriores, en Canarias deben considerarse con mayor profundidad puesto que podrían tener otros beneficios que el propio consumidor no ve directamente en su factura, por el hecho ya señalado de que existe tarifa única a nivel nacional.

## 2.4 Seguridad

La seguridad del suministro eléctrico, y energético en general, es un aspecto de especial relevancia al que tanto el PECAN, como la revisión del mismo realizada en 2012, prestan una gran atención y despliegan un amplio número de objetivos. Se analizan a continuación dichos objetivos, que confluyen en el eje de la seguridad del suministro, tal como han sido formulados por el PECAN.

### 2.4.1 Capacidad de reserva de combustibles

Existe una obligación internacional de almacenamiento de productos petrolíferos nacida en 1974 por directrices de la entonces recién creada Agencia Internacional de la Energía (AIE), que posteriormente fueron adoptadas por directivas

comunitarias y transpuestas al derecho interno español. De acuerdo con las mismas, los estados miembros de la Unión Europea deben contar con unas existencias de seguridad de 92 días para los principales grupos de productos (gasolinas, kerosenos, gasoil y fuel-oil). Dado que en el seno de la Unión Europea, existen algunos países con una importante producción de petróleo (Reino Unido y Dinamarca principalmente) se permite que una parte de las reservas puedan estar en forma de petróleo crudo.

En el esquema de almacenamientos de la AIE, el elemento de referencia es el denominado “consumo interior”, el cual incluye junto a los consumos en tierra, los suministros de keroseno a la aviación (ya sean los mismos a la aviación nacional o internacional) pero, por el contrario, no computan a efectos de la misma, los suministros de gasoil, diesel-oil y fuel-oil a la navegación marítima nacional y a la pesca de bajura, ni a la navegación internacional, que constituye la inmensa mayoría de la actividad de los puertos de Canarias.

Complementariamente, y en fecha mucho más reciente se han establecido unos stocks de seguridad para el gas natural y los gases licuados del petróleo, correspondientes a 20 días del consumo previsto. La razón de fijar una cifra más baja para estos productos responde, sin duda, al coste mucho más elevado de la inversión requerida para almacenar combustibles gaseosos.

En España una parte fundamental de los stocks estratégicos de petróleo están cubiertos por una entidad de derecho público denominada Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) en la que participa tanto el Gobierno español como las compañías refinadoras y las empresas de distribución de petróleo asentadas en nuestro país.

Esta entidad CORES almacena una parte muy considerable de los 92 días de stock que España, dentro de la obligación nacional en el marco de la Unión Europea, debe mantener. Para alcanzar estos objetivos, CORES puede mantener parte de sus stocks estratégicos en instalaciones de almacenamiento, ya sean de empresas refinadoras, o de distribuidores y almacenistas (como puede ser

el caso en Canarias de Terminales Canarios o de Aegean Bunkering). Las obligaciones no son homogéneas para las empresas refinadoras y otras categorías, teniendo las empresas refinadoras 42 días de sus stocks en instalaciones controladas y verificadas por CORES.

Aunque el reparto de los stocks estratégicos no tiene porque ser homogéneo en todo el territorio español, según los últimos datos disponibles correspondientes al año 2011, CORES mantenía bajo su responsabilidad en territorio de Canarias, el 5,5 % de los productos y el 1,7% del crudo sobre el total nacional, lo que coincide aproximadamente con el 7,5% que representan en Canarias los productos sujetos a esta obligación sobre el total nacional.

Debe mencionarse que, según la legislación comunitaria, dos o más estados miembros pueden llegar a acuerdos bilaterales para que un

estado miembro se haga cargo de parte de las existencias estratégicas de otro estado miembro. Ello abre una posibilidad interesante de utilizar los puertos de Canarias para almacenar, por cuenta de otros países, una parte de sus stocks estratégicos para cubrir, en caso de crisis, las necesidades de keroseno o suministros de bunker de sus buques y aviones.

Por último, junto a la obligación de carácter comunitario, el PECAN 2006 estableció el objetivo de que, en cada una de las islas, hubiera unos stocks de seguridad para los GLP, gasolinas, gas oil y fuel oil destinados al mercado interior, equivalentes a 15 días del consumo previsto en cada una de ellas.

La capacidad nominal de almacenamiento pos islas y por productos existente en Canarias es de 2,4 Mm<sup>3</sup>, repartidos por islas tal como se muestra en la tabla.

**Capacidad de almacenamiento de crudo y productos petrolíferos en Canarias. Año 2011. Cifras en m<sup>3</sup>**

Productos	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total Canarias
Gases Licuados del Petróleo	7.402	19.408	2.337	1.810	1.033	610	118	32.718
Gasolinas	47.641	158.371	7.962	4.219	1.987	784	400	221.364
Kerosenos	78.135	139.544	6.257	12.000	900	0	0	236.836
Gas oil	274.515	336.666	13.723	12.110	2.420	731	569	640.734
Diésel Oil	30.998	5.000	324	1.982	0	1.973	1.131	41.408
Fuel oil	215.056	419.549	10.081	4.727	6.920	0	0	656.333
Petróleo Crudo y asimilados	0	556.421	0	0	0	0	0	556.421
<b>Total</b>	<b>653.747</b>	<b>1.634.959</b>	<b>40.684</b>	<b>36.848</b>	<b>13.260</b>	<b>4.098</b>	<b>2.218</b>	<b>2.385.814</b>

Fuente: Anuario Energético de Canarias. 2011

Contamos con más del doble del tancaje necesario según las exigencias anteriormente expuestas respecto a nuestro consumo interior. Pero dado que estos tanques pueden no estar utiliza-

dos al 100%, los datos facilitados por CORES son más relevantes ya que identifican, no la capacidad, sino las existencias reales en un momento dado.

## Año 2011

Días stock con Refinería	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total Canarias
GLP	62,1	91,9	53,4	48,5	62,7	152,8	70,1	75,4
Gasolinas	66,9	217,5	56,7	43,9	29,2	58,0	48,1	125,3
Kerosenos	97,1	116,4	13,8	26,2	23,4			80,2
Gas+ Diesel oil	165,8	157,6	68,1	54,0	28,0	38,1	36,6	145,7
Fuel Oil	160,8	366,9	19,9	13,5	42,9			187,6
Petróleo crudo		41,7						41,7
<b>Total</b>	<b>135,8</b>	<b>300,1</b>	<b>30,1</b>	<b>30,6</b>	<b>35,8</b>	<b>46,3</b>	<b>39,3</b>	<b>178,9</b>

**Stock de combustibles almacenados en Canarias medidos en días equivalentes de consumo.<sup>19</sup>**

**179**  
días de consumo equivalente es el almacenamiento de combustibles que disponemos en Canarias, por encima de los 92 días exigidos a cada país.

Disponemos por tanto de reservas más que suficientes dentro de Canarias ya que cubren 179 días de consumo, muy por encima de los 92 exigidos. Incluso si aplicáramos un “test de stress”, consistente en sumar al consumo interior los suministros a los aviones y a la navegación marítima internacional, ya que la capacidad de almacenamiento tiene en realidad esa función dual, Canarias pasaría todavía con un notable alto este examen.



## Año 2011

Días stock con Refinería y consumo total	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total Canarias
GLP	62,1	91,9	53,4	48,5	62,7	152,8	70,1	75,4
Gasolinas	66,9	217,5	56,7	43,9	29,2	58,0	48,1	125,3
Kerosenos	72,7	104,7	13,8	26,2	23,3			70,5
Gasoil+ Diesel oil	97,2	145,0	62,7	53,8	27,8	37,6	36,3	103,7
Fuel Oil	130,6	19,9	13,5	42,9			61,3	61,3
Petróleo crudo		18,4						
<b>Total</b>	<b>56,7</b>	<b>208,6</b>	<b>29,7</b>	<b>30,6</b>	<b>35,7</b>	<b>45,8</b>	<b>39,0</b>	<b>104,4</b>

**Stock de combustibles almacenados en Canarias medidos en días equivalentes de consumo incluyendo el suministro a aviones y barcos con trayectos internacionales.<sup>20</sup>**

### 2.4.2 Riesgos y oportunidades en reserva de combustibles

En el caso de que cesara la actividad y desapareciera la refinería de CEPSA en Tenerife, sin

el tancaje asociado a la misma, aún mantenido los tancajes existentes en el Dique del Este en el puerto de Santa Cruz de Tenerife y los almacenamientos de keroseno en los aeropuertos de Los Rodeos y Reina Sofía, la capacidad de almacenamiento se reduciría significativamente tal y como refleja el cuadro siguiente.

<sup>19</sup> Elaboración propia. Los días de stock correspondientes al petróleo crudo se han obtenido en referencia al consumo interior total de Canarias, no en relación al consumo de la propia isla.

<sup>20</sup> Elaboración propia. Los días de stock correspondientes al petróleo crudo se han obtenido en referencia al consumo interior total de Canarias, no en relación al consumo de la propia isla.

Capacidad de almacenamiento de crudo y productos petrolíferos en Canarias, excluida la refinería de CEPSA.

Año 2011. Cifras en m<sup>3</sup>

Productos	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total Canarias
Gases Licuados del Petróleo	7.402	5.370	2.337	1.810	1.033	610	118	18.680
Gasolinas	47.641	29.255	7.962	4.219	1.987	784	400	92.248
Kerosenos	78.135	51.270	6.257	12.000	900	0	0	148.562
Gas oil	274.515	161.955	13.723	12.110	2.420	731	569	466.023
Diésel Oil	30.998	5.000	324	1.982	0	1.973	1.131	41.408
Fuel oil	215.056	159.477	10.081	4.727	6.920	0	0	396.261
Petróleo Crudo y asimilados	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	653.747	412.327	40.684	36.848	13.260	4.098	2.218	1.163.182

Fuente: Elaboración propia.

Ello resulta en una situación de seguridad mucho menos “confortable” tal y como recoge el siguiente cuadro calculado únicamente para el mercado interior. Resaltar sobre todo la debilidad relativa en que quedan los productos más ligeros y

también más volátiles como son los GLP, las gasolinas y el keroseno. En todos los casos Canarias se queda únicamente con un tancaje suficiente para alrededor de 50 días de consumo.

Año 2011

Días stock Sin Refinería	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total Canarias
GLP	62,1	25,4	53,4	48,5	62,7	152,8	70,1	43,1
Gasolinas	66,9	40,2	56,7	43,9	29,2	58,0	48,1	52,2
Kerosenos	97,1	42,8	13,8	26,2	23,4			50,3
Gasoil+ Diesel oil	165,8	77,0	68,1	54,0	28,0	38,1	36,6	108,4
Fuel Oil	160,8	139,5	19,9	13,5	42,9			113,2
Petróleo crudo		0,0						0,0
Total	135,8	75,7	30,1	30,6	35,8	46,3	39,3	87,2

Stock de combustibles almacenados en Canarias, excluyendo la refinería de Tenerife, medidos en días equivalentes de consumo.<sup>21</sup>

**87** días de consumo equivalente es el almacenamiento de combustibles que tendríamos en Canarias si cerrara la refinería, por debajo de los 92 días exigidos a cada país.

Por tanto, cabe concluir que la refinería de Tenerife aporta un gran valor, en cuanto a seguridad de aprovisionamiento de combustible, por el almacenamiento de productos refinados y en crudo que proporciona. Si se planteara un posible cierre de la misma, necesariamente habría que adoptar medidas para corregir la situación de riesgo que se produciría al bajar las reservas de combustibles en Canarias por debajo de las recomendaciones internacionales, especialmente en GLP, gasolinas y kerosenos.

21 Elaboración propia.

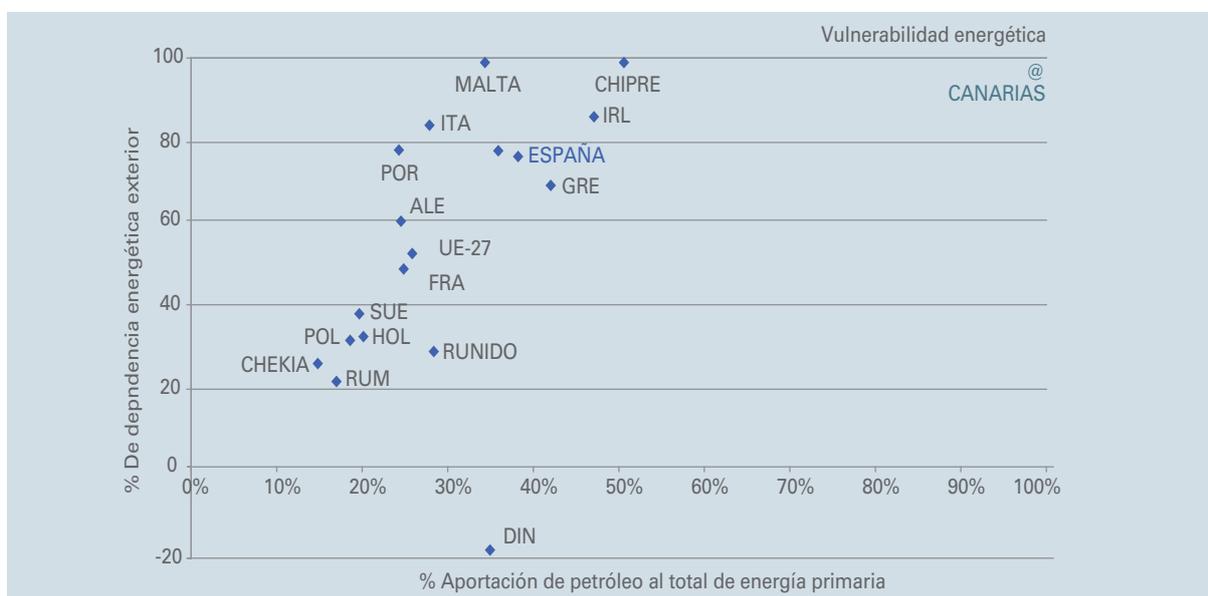
## 2.4.3 Diversificación de fuentes energéticas

Canarias tenía en 2011 una dependencia del petróleo del 96,9%, lo que significa una reducción de solamente 2,5 puntos respecto a 2005. Esta dependencia de fuentes energéticas del exterior es mucho más elevada que la media española, 71%, que a su vez es mucho más elevada que la europea, 50%.

Ello, se ve agravado por un mix energético de importación totalmente dependiente del petróleo, mientras que en el caso del conjunto de España se cuenta con un mix energético de importación diversificado entre más fuentes como petróleo, gas natural y carbón.

**96,9%**  
es el grado de dependencia del petróleo de Canarias en 2011, muy lejos del objetivo del 72% a 2015 previsto tras la entrada del gas natural y más renovables.

Esta situación, como puede comprobarse en la gráfica siguiente, nos hace tener una vulnerabilidad extrema en comparación con cualquier país de la Unión Europea, incluyendo estados insulares como Malta o Chipre.



Grado de dependencia energética exterior y aportación del petróleo a la misma en distintos países de la UE y situación de Canarias.<sup>22</sup>

AÑO	Petróleo	Gas natural	Renovables	Total
2005	99,4%	0,0%	0,6%	100,0%
2006	99,3%	0,0%	0,7%	100,0%
2007	99,3%	0,0%	0,7%	100,0%
2008	98,8%	0,0%	1,2%	100,0%
2009	98,2%	0,0%	1,8%	100,0%
2010	97,6%	0,0%	2,4%	100,0%
2011	96,9%	0,0%	3,1%	100,0%
2012	95,9%	0,0%	4,1%	100,0%
2013	94,9%	0,0%	5,1%	100,0%
2014	90,7%	3,1%	6,2%	100,0%
2015	72,3%	19,6%	8,1%	100,0%

Porcentajes de energía primaria en Canarias según fuentes y evolución hasta objetivos planteados a 2015 en Revisión PECAN de 2012.

<sup>22</sup> Elaboración propia sobre datos del EUROSTAT del año 2010.



El incumplimiento de la senda de reducción de la dependencia energética del petróleo, que según PECAN debería situarse en el 79,6% en 2011, se debe al retraso en la implantación de energías renovables y de las plantas regasificadoras que permitirán introducir el gas natural en las islas.

## 2.4.4 Penetración de energías renovables

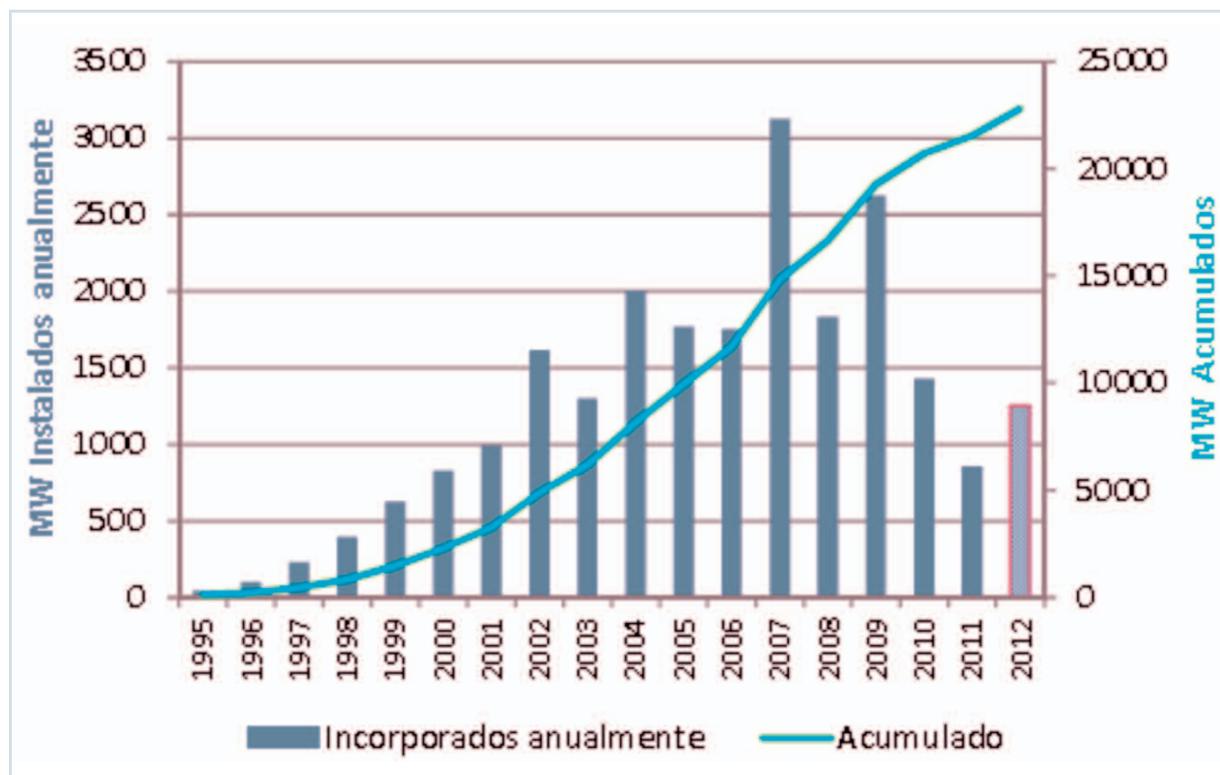
La producción anual de energías renovables en Canarias supone solamente el 7% del total de energía eléctrica, mientras que en península ha llegado al 36% (incluyendo toda la hidráulica) en 2010<sup>23</sup>. Si consideramos solo la eólica y fotovoltaica, que son las dos renovables con más potencial de desarrollo en Canarias, éstas cubrieron el 21% de la demanda de 2012 en la península.

Existe por tanto recorrido para la implantación de energías renovables en Canarias, máxime teniendo en cuenta las favorables condiciones de estos sistemas en cuanto a horas de viento y luz

solar, y la posible reducción de costes de generación que podría suponer la instalación de estas tecnologías en determinados sistemas aislados.

**7%**  
es el porcentaje de la producción de las renovables sobre el total de energía eléctrica puesta en red, lo que representa un notable retraso respecto al 36% peninsular.

Por otro lado, hay que señalar que el límite técnico de los sistemas insulares de cara a la integración de las renovables no es el mismo que el de un sistema mucho mayor y con cierto grado de interconexión con el resto de Europa y con Marruecos, como es el peninsular, pero el margen existente es aún muy elevado por el retraso habido en su desarrollo.



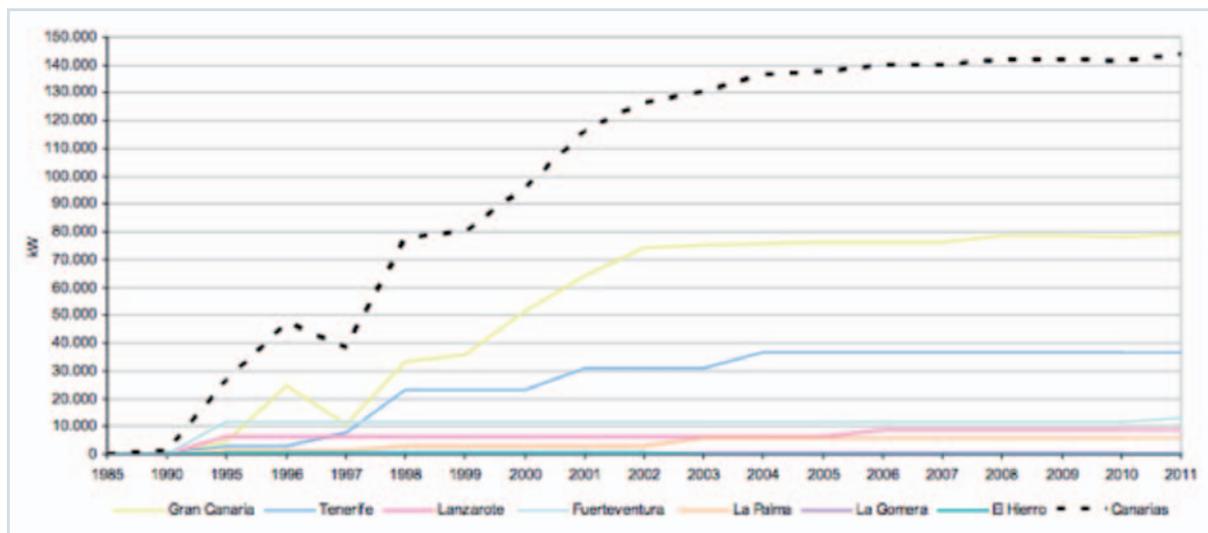
Evolución de la potencia eólica instalada en España.<sup>24</sup>

<sup>23</sup> El sistema eléctrico español 2010. REE.

<sup>24</sup> Fuente IDAE. Conferencia Club Español de la Energía el 19/3/2012. Datos 2012 provisionales. <http://www.enerclub.es/es/eventsAction.do?action=viewCategory&id=1000007411&publicationID=1000090305>

La potencia eólica en España ha crecido a un ritmo de unos 1.500 MW/año en los últimos años. Un ritmo bastante sostenido, incluso en 2012 a pesar

de la suspensión de las primas por RDL 1/2012 se han instalado 1.100 MW eólicos.



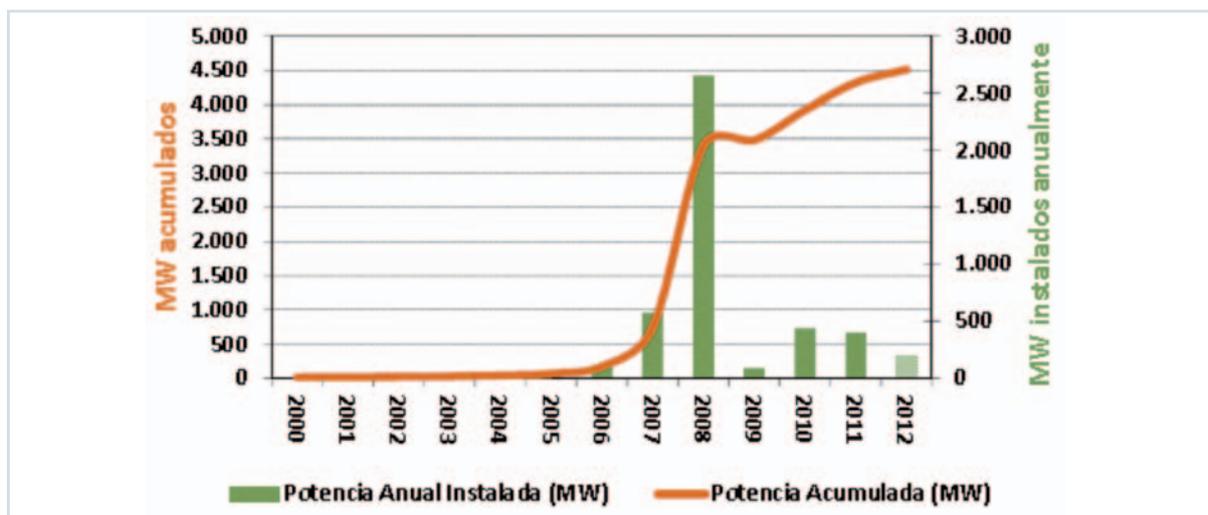
Evolución de la potencia eólica instalada en Canarias.<sup>25</sup>

En Canarias los parques eólicos se instalaron principalmente entre 1992 y 2003 a un ritmo de 12 MW/año, sufriendo un brusco parón en la última década.

Dado que Canarias representa alrededor del 4% del sistema eléctrico nacional, si hubiera seguido la misma tendencia que en el resto del territorio, tendría una potencia instalada que superaría los 900 MW, muy por encima de los 148 MW existentes a final de 2012.

**148**  
MW de potencia eólica instalada en Canarias evidencia un gran retraso respecto a los 900 MW que habría de seguir el mismo ritmo que el resto del país.

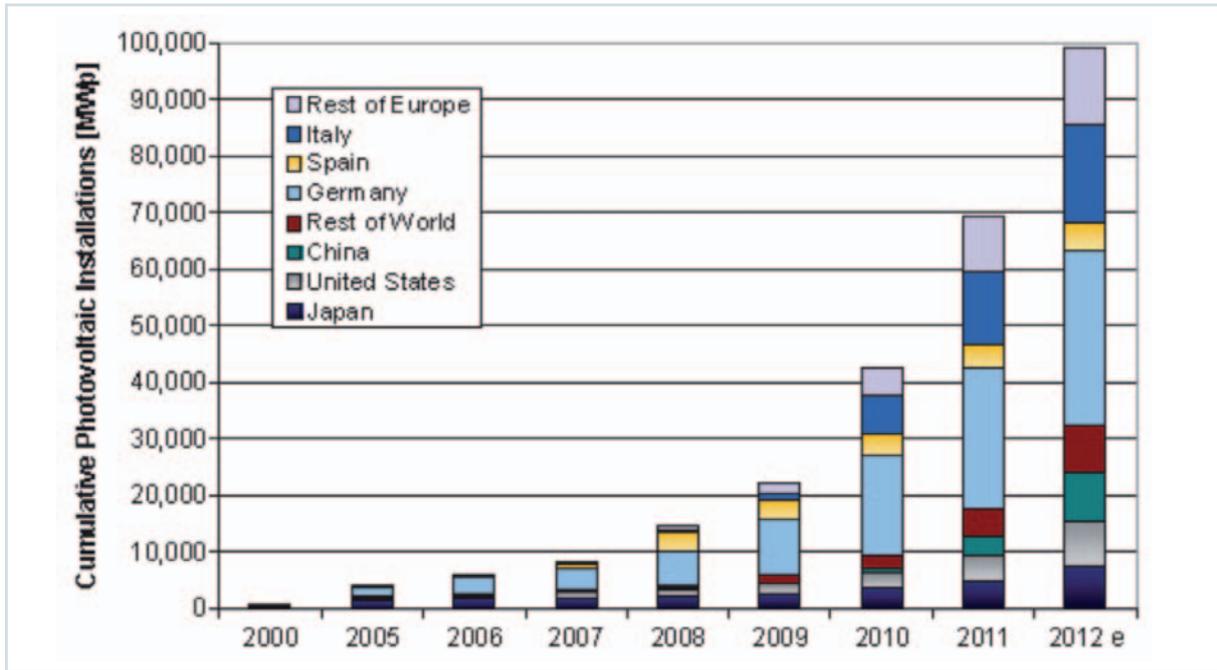
La solar fotovoltaica ha seguido una evolución muy diferente. Ha avanzado en España prácticamente a partir de 2007 con una rampa muy fuerte en 2008, fruto de la regulación y el efecto llamada que produjo el anuncio de septiembre de 2008 como fecha para el fin de la tarifa existente hasta entonces.



Potencia fotovoltaica instalada en España, anual y acumulada.<sup>26</sup>

25 Anuario energético de Canarias 2011.

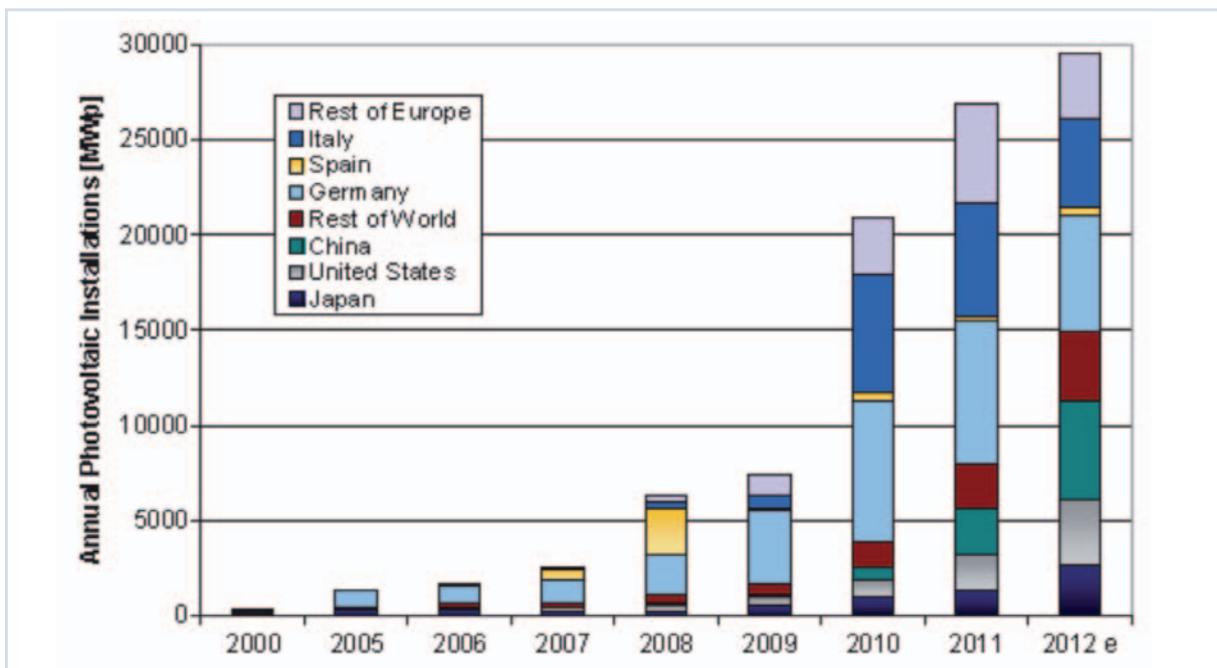
26 IDAE. Conferencia Club Español de la Energía el 19/3/2012. Datos 2012 provisionales.



Potencia fotovoltaica instalada por año y países.<sup>27</sup>

En 2008 España instaló 2.700 MW fotovoltaicos, cerca de la mitad de toda la potencia instalada en el mundo ese año, en un momento en que los precios de las placas y consecuentemente las subvenciones en la tarifa eléctrica eran muy elevadas (445 €/MWh). En los años siguientes se frenó la entrada de nueva potencia fotovoltaica con un sistema de cupos con preasignaciones trimestrales a precios revisados en cada asignación.

Alemania, que es hoy el país con más potencia fotovoltaica instalada, ha seguido una senda más gradual y acompasada a la bajada real de precios de fabricación de las placas. Italia, segundo país por potencia instalada, se ha incorporado con fuerza en los últimos 2 años, Francia en el último.



Evolución de la potencia fotovoltaica instalada acumulada en los principales países.<sup>28</sup>

27 Renewable Energy Snapshots 2012, European Commission

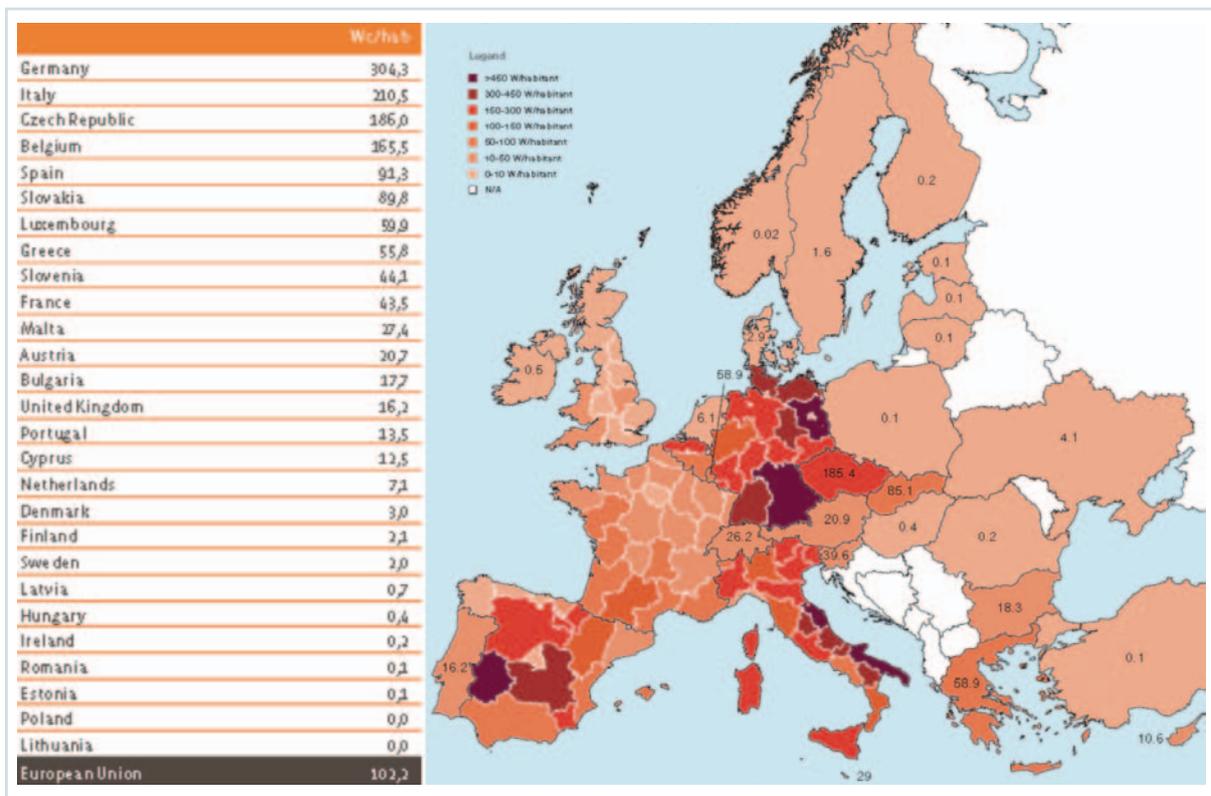
28 Renewable Energy Snapshots 2012, European Commission

Si Canarias hubiera seguido el mismo ritmo que el conjunto de España, de los 4.400 MW actualmente instalados tendría 180 MW, algo por encima de los 150 MW actualmente existentes. No hay un retraso tan importante como en la eólica, pero si tenemos en cuenta que en Canarias hay un 30% más de horas de sol que en el resto del territorio nacional y que hubo muchas solicitudes e interés en instalar fotovoltaica, el resultado debería ser mejor. En términos de potencia fotovoltaica por habitante Canarias con 70 Wp/hab se sitúa por debajo de la media española y europea, como se observa en el siguiente gráfico.

Siendo estos recursos naturales, sol y viento, inagotables, con mayor intensidad en términos de

horas de sol y de viento en las islas, resulta lamentable que no se haya legislado de forma más adecuada para haber propiciado a la fecha, una mayor penetración de las renovables en Canarias, especialmente, la eólica.

**150**  
MW de potencia fotovoltaica instalada en Canarias evidencia un ligero retraso respecto a los 180 MW que habría de seguir el mismo ritmo que el resto del país.



Fotovoltaica instalada en Europa en W/habitante.<sup>29</sup>

## 2.4.5 Capacidad de reserva de las instalaciones eléctricas

Debido a que la electricidad consumida ha de ser instantáneamente producida, ya que no hay almacenamiento de energía eléctrica en el consumo, ni en las redes de transporte y distribución de electricidad, la garantía de la cobertura de la demanda con suficiente

margen de seguridad para evitar desabastecimiento es un factor de la máxima importancia.

Se ha de analizar y garantizar la capacidad de las infraestructuras de generación para satisfacer la demanda prevista, evaluándolo en cada uno de los sistemas eléctricos aislados ya que un déficit en ellas supondría un riesgo para el conjunto de dicho sistema, y se ha de analizar y garantizar en las infraestructuras de transporte de cada sistema, en

29 Global Market Outlook for fotovoltaics until 2016. EPIA (European Photovoltaic Industry Association)

las que un déficit puede poner en riesgo una parte del sistema afectado y aumenta el riesgo de afectación a todo el sistema aislado ante incidencias.

Las infraestructuras de distribución en general tienen una repercusión mucho menor, suelen tener plazos mucho más cortos de desarrollo y menores impactos ambientales, por lo que no presentan en general problemas para la garantía del suministro eléctrico, y se considera suficiente el cumplimiento de los indicadores de calidad establecidos en la normativa que, como se ha indicado anteriormente en Canarias tienen un comportamiento muy satisfactorio, cumpliendo con amplitud los límites legales establecidos.

A la cobertura de la demanda en generación y transporte se dedica especial atención en los documentos de planificación, PECAN 2006 y Revisión del PECAN de 2012, y el OS realiza al menos con periodicidad anual informes al Gobierno de Canarias, CNE, Ministerio, y a los principales agentes y organismos interesados. Los indicadores de cobertura que deben considerarse están regulados por la normativa publicada:

- Para la actividad de generación, el Real Decreto 1747/2003 contempla que la definición de la potencia necesaria (a la que se reconocerá garantía de potencia) en cada sistema se hará en términos de un determinado valor mensual de probabilidad de pérdida de carga (LOLE), fijado en menos de 1 día cada 10 años. Por su parte, la Orden ITC/914/2006 establece un indicador determinista, el índice de cobertura (cociente entre la potencia de generación disponible y la potencia máxima prevista en el periodo de análisis) para fijar la potencia máxima a ser retribuida. Además en los Procedimientos Operativos (aprobados para los SEIE en Resolución de 28 de abril de 2006) se establecen criterios de reserva en el despacho de los grupos que también deben ser satisfechos (en cada hora reserva rodante igual al tamaño del mayor grupo despachado y reserva terciaria también igual al mayor grupo despachado con objeto de cubrir el fallo de uno cualquiera de los grupos en funcionamiento) y otros criterios probabilistas (EUR Expected Unserved Reserve en MWh/año, LORE Lack of Reserve Expectation en horas/año, y LORP Lack of Reserve Provability en %).
- Para el transporte, los Procedimientos Operativos SEIE establecen unos criterios de garantía

del suministro muy similares a los criterios de seguridad de los Procedimientos Operativos del sistema peninsular, adaptados a algunas singularidades como los niveles de tensión específicos del transporte insular. En ellos es fundamental el criterio denominado N, que supone que la infraestructura de transporte sin indisponibilidades debe ser capaz de satisfacer la máxima demanda prevista sin saturaciones por encima del nivel de diseño de las instalaciones y sin caídas de tensión inadmisibles, y el criterio N-1, que requiere que el sistema sea capaz de suministrar la energía demandada sin pérdida de mercado y en condiciones asumibles para las instalaciones que quedan en servicio.

En el informe del OS que analiza el año 2013<sup>30</sup> se indica que en generación, con las instalaciones actualmente existentes, no se prevé que se superen los indicadores de riesgo de cobertura en ninguno de los sistemas eléctricos de Canarias. En La Gomera, que estaría más cerca de incumplimiento, se resolvería en cuanto se cubra el último trámite administrativo para los dos últimos grupos instalados.

## Cobertura de demanda asegurada en 2013 por parte de la generación. Problemas en transporte en N y en N-1 en distintos puntos.

Para el transporte el OS indica que hay problemas en N en el norte de Gran Canaria y sur de Fuerteventura. En la zona metropolitana de Tenerife no hay problemas en N mientras esté disponible el grupo de COTESA, ubicado en la refinería de Santa Cruz de Tenerife. El incumplimiento del criterio N-1 es más extenso debido al retraso de la tramitación y realización de las infraestructuras planificadas, lo cual significa que ante contingencias en muchas horas del año si ocurre una incidencia en esas redes de transporte se producirían cortes de suministro en amplias zonas. Por el tamaño de la potencia afectada que quedaría sin suministro en caso de incidente, las zonas más problemáticas serían: sur de Fuerteventura 50 MW, zona metropolitana de Tenerife 36 MW, zona norte de Gran Canaria 21 MW, zona sur de Gran Canaria 20 MW, zona norte de Tenerife.



En un análisis a medio plazo, la revisión del PECAN concluye con las siguientes necesidades de generación convencional:

- En Gran Canaria a 2015 serían necesarios 140 MW adicionales de nueva potencia de generación convencional. Además deben mantenerse los dos emplazamientos actuales de Jinamar y Barranco de Tirajana, siendo recomendable un tercer emplazamiento de generación térmica convencional para reducir la vulnerabilidad del sistema a efectos de cobertura de la demanda y seguridad del suministro.
- En Tenerife a 2015 serían necesarios 210 MW adicionales de nueva potencia de generación convencional. Además deben mantenerse los dos emplazamientos actuales de Candelaria y Granadilla, siendo recomendable un tercer emplazamiento de generación térmica convencional para reducir la vulnerabilidad del sistema a efectos de cobertura de la demanda y seguridad del suministro.
- En Lanzarote a 2015 serían necesarios 72 MW adicionales de nueva potencia de generación convencional.
- En Fuerteventura a 2015 serían necesarios 72 MW adicionales de nueva potencia de generación convencional. Sería muy conveniente un segundo emplazamiento de generación, adicional al actual de Salinas, situado al sur de la isla, zona de gran expansión del consumo eléctrico, lo que daría mayor robustez al sistema y garantizando el suministro a la isla.
- La Palma no requiere instalación de potencia adicional en el periodo considerado.
- En La Gomera serían necesarios 6 MW adicionales de nueva potencia de generación convencional.
- En El Hierro tras la entrada en servicio de la nueva central hidroeléctrica no será necesaria nueva potencia adicional en el periodo considerado.

**500**  
**MW de generación adicional a 2015 serán necesarios según previsión del PECAN para garantizar cobertura. La tecnología hidráulica reversible es la más adecuada para gestionar las renovables.**

En la planificación de los sectores de electricidad y gas 2012 – 2020, cuyo primer documento se publicó en julio de 2011, se consideran para los sistemas eléctricos de Canarias las siguientes necesidades de generación convencional:

- Gran Canaria, 140 MW de generación térmica en 2014 y con la central de bombeo de 164 MW en 2015 no sería necesaria otra potencia adicional hasta el final del periodo.
- Tenerife, 140 MW hasta 2016, año en que entraría una central de bombeo de 90 MW lo que cubriría las necesidades del periodo.
- Lanzarote, 36 MW hasta 2016 año en que con la entrada en servicio de la segunda interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura, y posteriormente Gran Canaria – Fuerteventura, no se prevé la necesidad de más grupos.
- Fuerteventura, 18 MW hasta 2016 año en que con la entrada en servicio de la segunda interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura, y posteriormente Gran Canaria – Fuerteventura, no se prevé la necesidad de más grupos.

En la definición de la nueva capacidad de generación es necesario tener en cuenta que para la integración de una mayor cantidad de energías renovables las centrales hidráulicas reversibles, no contempladas inicialmente en el PECAN2006, se destacan en la Revisión PECAN 2012<sup>31</sup> como las más adecuadas por sus características de bajos mínimos técnicos y sus mejores características dinámicas.



Para el transporte, que presenta los mayores déficit de infraestructuras, llama la atención que la información publicada se centra exclusivamente en las infraestructuras que están planificadas, pero nada o prácticamente nada se refleja sobre el avance de la tramitación y ejecución de las in-

fraestructuras de transporte, ni en la revisión del PECAN realizada en 2012, ni en los informes que publica la Consejería al respecto que se paran en el informe de seguimiento de 2009<sup>32</sup>, ni en los informes del OS (informes de cobertura, informes en los CTSOC<sup>33</sup>).

		220 kV			66 kV		
		2010	2011	2012	2009	2011	2012
<b>Circuitos</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>163</b>	<b>163</b>	<b>163</b>	<b>1130</b>	<b>1130</b>	<b>1130</b>
<b>Cable Submarino</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>15</b>
<b>Subestaciones</b>	<b>Ud</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>
<b>Capacidad de transformación</b>	<b>MVA</b>	<b>1.375</b>	<b>1.375</b>	<b>1.375</b>	<b>3.388</b>	<b>3.447</b>	<b>3.465</b>

**Evolución estancada de las infraestructuras de transporte según información del OS.<sup>34</sup>**

## 2.4.6 Riesgos y oportunidades en reserva de instalaciones eléctricas

La capacidad de reserva de las instalaciones de generación convencional de energía eléctrica son adecuadas, dentro de las pautas que establecen las normas actuales y de los objetivos revisados en 2012 en el PECAN. A corto plazo no hay necesidad relevante de incremento de potencia de generación convencional, pero en el medio plazo será necesario incrementar la potencia instalada, para cubrir las bajas previstas de los grupos más antiguos y el pequeño crecimiento de la demanda que puede producirse hasta 2015. La potencia total que se estima necesaria es de 500 MW en distintas islas para la cobertura de la demanda a ese horizonte de 2015.

**Estancado el desarrollo de las infraestructuras de transporte en los últimos tres años.**

En transporte, que es donde históricamente hay mayores riesgos por retrasos en la tramitación y construcción de las redes necesarias, en los últimos tres años no se ha puesto en servicio ninguna nueva infraestructura, ni hay ninguna en construcción, por lo que en los próximos años no se espera que entren nuevas infraestructuras en servicio. El riesgo en este ámbito sigue igual, y se irá incrementando a medida que aumente la demanda y no se corrija ese retraso de infraestructuras.

Además de ello es preocupante que los organismos supervisores de esta situación no vigilen como es necesario este problema. El OS, que es del mismo grupo empresarial que el transportista, no ofrece públicamente detalle de la información de evolución de las tramitaciones de las infraestructuras de transporte<sup>35</sup>, información que sí ofrece para la generación, incumpliendo así su obligación de transparencia, objetividad e independencia respecto al transportista. La Consejería de Industria debería ser más activa en esta materia, no rebajar la atención sobre el seguimiento de las actuaciones con autorizaciones administrativas, exigiendo su realización con la debida agilidad, y realizando el seguimiento detallado de las que están en tramitación.

32 <http://www2.gobiernodecanarias.org/energia/temas/planificacion/pecan/>

33 Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Canario (CTSOC).

34 CTSOC de marzo de 2013 con datos referidos al ejercicio de 2012.

35 Véase el citado informe del CTSOC de marzo 2013.

## 2.5

# Sostenibilidad ambiental del sector energético

En el ámbito de la sostenibilidad, entendida tanto en el aspecto de reducción del impacto ambiental de las infraestructuras energéticas, las principales medidas que se propugnan en el PECAN para Canarias son:

- Alcanzar un 30% de generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables en 2015. Este objetivo fue tratado anteriormente en el ámbito de la Seguridad.
- Limitar el crecimiento de emisiones GEI asociadas al consumo de energía en un 25% en 2015 respecto a las emisiones de 1990.
- Integrar la dimensión energética de la directiva IPPC en la puesta en aplicación de los objetivos del PECAN
- Aumentar la transparencia en la adopción de decisiones relativas a nuevas infraestructuras energéticas.

Otras medidas propuestas en el PECAN, además de la apuesta decidida por las renovables, empujan también en la dirección de una mayor sostenibilidad del sistema eléctrico de Canarias. Fundamentalmente, la entrada del gas natural como combustible para la generación convencional, contribuirá a la sostenibilidad porque se reducirán emisiones y los costes para el sistema eléctrico. Otras medidas, como el uso racional de la energía, o la introducción del vehículo eléctrico, en sus diferentes modalidades, que poco a poco irá siendo una realidad, contribuirán a la mejora de la sostenibilidad del sistema energético de Canarias.

El escaso avance en estos factores dan como resultante que el sector energético en Canarias tiene una sostenibilidad medioambiental relativamente baja en estos momentos. En ello, confluyen además los siguientes factores:

- Una amplísima protección del territorio, medida en el porcentaje de espacios naturales

protegidos o sujetos a restricciones de diverso tipo sobre la superficie total de Canarias (superior al 60%).

- Una altísima sensibilidad social, mal gestionada mediáticamente por todas las partes implicadas, que introduce unos grandes costes de oportunidad en las decisiones energéticas.
- Un fuerte crecimiento de las emisiones de GEI del sector de la energía, muy por encima de los compromisos de España en el Protocolo de Kyoto, agravados por el fuerte aumento de la población desde 1990, la nula diversificación energética y la escasa aportación de energías renovables. Los últimos datos publicados por el Gobierno de Canarias para el año 2005, señalaban un crecimiento del 42 % para el sector de la energía, tomando como referencia el año 1990, lo que contrastaba con el 15% de crecimiento que se concedía a España (en el marco de la Unión Europea) para el año 2012. Una estimación reciente, hecha sobre una base de cálculo diferente por el Ministerio de Agricultura, alimentación y Medio Ambiente imputan a Canarias un crecimiento superior al 90% para sus emisiones de GEI vinculadas con nuestro sector energético en el período 1990-2011.
- Un cierto riesgo de incidencias de calidad de aire, por la cercanía de refinería o centrales de generación a las zonas pobladas.

## 2.6

# Contribución al crecimiento económico y la competitividad

De acuerdo con los datos del Informe del Consejo Económico y Social de Canarias para el año 2010, el sector de la energía contribuía con un 2,75% del Valor Añadido Bruto (VAB) regional, mientras que su contribución en términos de empleo era de tan solo del 0,82% del total regional. Ello indica que la productividad por trabajador en este sector es más de tres veces superior al del conjunto regional, productividad que se ha acelerado en el período 2007-2010. Más aun, en el período 2000-2010, dicho VAB ha crecido casi dos puntos por encima

del conjunto regional, e incluso en el período 2007-2010 el sector de la energía mantuvo una tasa de crecimiento del 3,1% frente a un decrecimiento del 1,4% para el conjunto de la economía canaria. El sector energético ha sido, por tanto, un factor clave no sólo para acompañar el crecimiento del conjunto de la economía de Canarias, sino incluso para actuar con efectos contracíclicos.

Estos datos pueden compararse perfectamente con el conjunto de España, donde el sector energético representaba en dicho año el 2,68% del VAB total y el 0,8% del empleo, es decir cifras muy próximas a las encontradas para Canarias.

Un elemento que es necesario incluir en nuestro diagnóstico es el que hace referencia a la fiscalidad energética. La fiscalidad canaria que recae sobre la energía, aunque es supuestamente baja por razones históricas nacidas en la Ley de Puertos Francos del siglo XIX, no es tan evidente en la realidad. Así, los 221 millones de Euros recaudados por el Impuesto Especial sobre Combustibles y Derivados del Petróleo (IEDP) del año 2010, representan el 27,3% de los 809 millones recaudados por el IGIC. Ello contrasta con el 19,1% que supone en la Península e Islas Baleares el impuesto especial sobre combustibles en relación con el IVA (aun no tomando en consideración la eventual reducción de este porcentaje, debido a la reciente elevación de tipos del IVA en la Península e Islas Baleares) e, incluso, dicho porcentaje sólo se eleva al 21,7% si se incluye el impuesto sobre la electricidad. Bien es cierto que una parte de dicha diferencia se autocompensa por los tipos de IVA aplicados en la Península e Islas Baleares a los citados combustibles utilizados por los consumidores domésticos que no pueden trasladar dicho impuesto y que son, por tanto, ingresados adicionalmente por el Estado. Por tanto, aún en el caso más favorable, la fiscalidad canaria sobre la energía es igual o superior a la existente en el resto de España.

De acuerdo con el Informe sobre el comercio exterior de Canarias publicado por el ICEX para el año 2011, el comercio exterior canario está marcado por el gran peso relativo que tiene la partida de Combustibles (Capítulo 27 del TARIC), que supuso el 40,5% de las exportaciones y el 54,5% de las importaciones en 2011. La tasa de cobertura de las

exportaciones sobre las importaciones de este Capítulo fue del 37,5% en valor y del 47,1% en peso, lo que indica, de forma muy aproximada, que el proceso de refino, manipulación y puesta a bordo (una parte muy considerable de las exportaciones se hizo en forma de suministros a barcos y aviones) supone una aportación cercana al 32% en forma de valor añadido.

No existen datos públicos acerca de las necesidades de financiación de las nuevas infraestructuras energéticas que requiere Canarias en los próximos 20 años. Dicha financiación podrá venir por parte de aportaciones de capital de las empresas actualmente instaladas, por medio de transferencias estatales o de la Unión Europea, o por fórmulas que permitan una mayor participación del ahorro local.

En relación con esta última posibilidad, la figura legal de la Reserva de Inversiones para Canarias (RIC), ha estado alcanzando unos 2.000 millones de Euros anuales desde el año 2008 con una importantísima caída, hasta unos 550 millones, en el año 2011. No contamos con datos acerca de las cantidades pendientes de materializar, pero parece evidente que sí el sector energético fuera una fuente estable de rendimientos mínimamente garantizados y se articularan legalmente las posibilidades de canalizar la RIC en tales actividades, el ahorro canario podría coadyuvar enormemente a cubrir parte de las ingentes inversiones necesarias en el sector energético en los próximos 20 años.

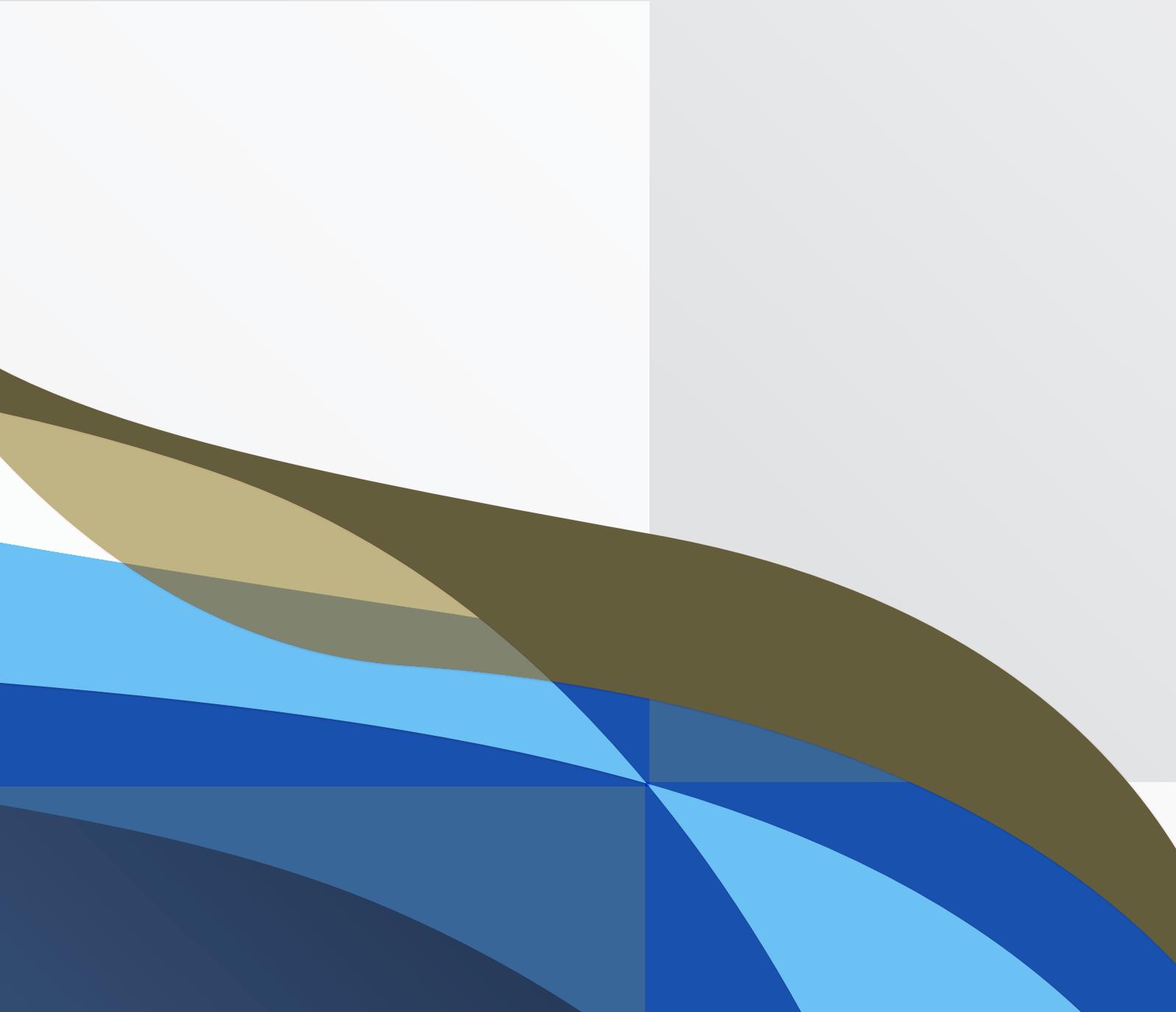
Como resumen:

- Canarias tiene una participación del sector energético en términos de VAB y de empleo similar a los del conjunto nacional.
- El sector energético ha mantenido un dinamismo positivo en el proceso contractivo de la economía iniciado en el año 2007.
- Canarias tiene una fiscalidad sobre la energía, en cuanto al peso en la fiscalidad indirecta, similar a la del conjunto español.
- El posible papel de la RIC, en la cobertura de financiación de las nuevas infraestructuras energéticas, deberá ser objeto de un análisis específico más detallado.





# 3.- PERSPECTIVAS ENERGÉTICAS A NIVEL MUNDIAL



En un mundo cada vez más globalizado se hace imprescindible observar las tendencias globales y la opinión de los expertos internacionales en la materia, para evaluar cuáles deben ser las líneas de actuación a seguir en nuestras islas y las oportunidades y dificultades que pueden venir del exterior.

Cada año la Agencia Internacional de la Energía (IAE)<sup>36</sup> realiza una Perspectiva de la Energía en el Mundo (World Energy Outlook), la última de las cuales vio la luz en noviembre de 2012<sup>37</sup>.

Según este organismo, la demanda de electricidad crecerá a un ritmo anual del 2,3%, lo que significa que en 2040 se duplicarán los niveles de demanda respecto a 2009. El crecimiento económico y de población, los cambios tecnológicos y la urbanización de la población producen ese crecimiento de demanda eléctrica. Hay una mayor electrificación del mundo: más gente tendrá acceso al servicio eléctrico, y más actividades y aplicaciones serán alimentadas por electricidad. Todo ello provoca que la demanda de electricidad crezca casi el doble que la demanda global de energía.

En medio de ese crecimiento de demanda e incremento de la electrificación, el panorama energético mundial está reconfigurándose, principalmente por factores como el resurgimiento de la producción de petróleo y gas en Estados Unidos, el retroceso de la energía nuclear al menos en algunos países, el rápido incremento de las energías eólica y solar, y la producción del gas no convencional o el fuerte incremento de demanda en algunos países (el aumento de la demanda de electricidad en China en el periodo que va hasta 2035 es mayor que la actual demanda de electricidad en Estados Unidos y Japón juntos).

**Europa y Japón soportan los precios más caros de la energía, muy por encima de Estados Unidos o China.**

Los precios medios mundiales de la electricidad suben aproximadamente un 15% en términos reales hasta 2035, debido al mayor coste de los combustibles, a la tendencia hacia una capacidad de generación más intensiva en capital, a las subvenciones otorgadas a las fuentes renovables y a la fijación de un precio para el CO2 en algunos países. Hay significativas diferencias de precios entre las distintas regiones, con Europa y Japón soportando los precios más elevados, muy por encima de los de Estados Unidos o China.

## 3.1 Evolución prevista del petróleo

La demanda de petróleo alcanzará 99,7 millones de barriles diarios de petróleo (bdp) en 2035, partiendo de una demanda de 87,4 millones bdp en 2011, y el precio medio AIE para el crudo importado en esa misma fecha rondará los 125 USD/barril (en USD de 2011) (más de 215 USD/barril en términos nominales).

**Transporte**  
ya es el sector con más consumo energético, y aumentará su proporción por la duplicación del parque de vehículos y por aumento del transporte de mercancías por carretera.

El sector del transporte ya supone más de la mitad del consumo mundial de petróleo, y esta proporción no hará sino incrementarse: el número de automóviles se duplicará y alcanzará los 1.700 millones, y la demanda de transporte de mercancías por carretera aumentará rápidamente. Este último medio de transporte es responsable de cerca del 40% del aumento de la demanda mundial de petróleo: el consumo de petróleo en combustible para vehículos pesados (principalmente diesel) se intensifica mucho más rápidamente que para los automóviles, en parte porque las normativas de ahorro de combustible no son tan comúnmente aplicadas a vehículos pesados.

36 La International Agency of Energy es un organismo internacional creado en 1974 que agrupa a 28 países y también participa la UE.  
37 <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Spanish.pdf>

La producción de petróleo aumentará debido al aumento de fuentes no convencionales, fundamentalmente petróleo de formaciones compactas en Estados Unidos y de arenas bituminosas en Canadá, los condensados de gas natural y el aumento de la producción en aguas profundas en Brasil, todo lo cual empuja al alza a partir de 2015 la producción proveniente de países no pertenecientes a la OPEP.

Además, Irak es con creces el mayor contribuyente al crecimiento de la oferta mundial de petróleo, convirtiéndose en un proveedor esencial para los mercados asiáticos en rápido crecimiento, fundamentalmente China, y llegará a ser el segundo exportador mundial durante los años 2030, sobrepasando a Rusia.

## 3.2 Evolución del gas natural

Sin duda la demanda de gas natural se incrementará a nivel mundial, especialmente en zonas como China, India, Oriente Medio y Estados Unidos. En este último, el gas natural pasará a ser el primer combustible en su mix energético en 2030. En Europa la demanda tarda en recuperarse y en Japón vendrá condicionada por el apoyo a las renovables y a la eficiencia energética.

**Gas no convencional puede alcanzar un nivel muy relevante en países como China, Estados Unidos y Australia. En otros países persisten dudas.**

El gas no convencional representa cerca de la mitad del incremento de la producción mundial de gas hasta 2035, y la mayor parte de dicho incremento proviene de China, Estados Unidos y Australia. Pero el negocio del gas no convencional está dando aún sus primeros pasos, y en muchos países perdura cierta incertidumbre sobre la extensión y la calidad de la base de recursos, junto con el impacto medioambiental y las posibilidades de controlarlo adecuadamente.

## 3.3 Evolución del carbón

El carbón ha cubierto cerca de la mitad del incremento de la demanda mundial de energía durante la última década, creciendo incluso más rápidamente que el total de las energías renovables. En los próximos años el consumo de carbón en la OCDE decrece, y fuera de la OCDE dependerá fundamentalmente de las decisiones de China y la India, que representan prácticamente las tres cuartas partes del incremento previsto de la demanda.

## 3.4 Evolución de la energía nuclear

En la actualidad hay 433 reactores nucleares en operación en el mundo, 104 en Estados Unidos, 58 en Francia, 50 en Japón, 33 en Rusia y 23 en Corea del Sur como principales países con energía nuclear. Adicionalmente hay 68 en construcción, la mayor parte en Asia.

La producción nuclear sigue creciendo en términos absolutos (dada la expansión de generación en China, Corea, la India y Rusia), pero su proporción en el mix eléctrico mundial decrece ligeramente con el tiempo. En países como Japón, Francia o Alemania se tiene la intención de frenar la utilización de energía nuclear, mientras que en Estados Unidos y Canadá la competitividad de la nuclear se reduce al aparecer grandes reservas de gas natural relativamente barato.

## 3.5 Evolución de las energías renovables

Las renovables continúan creciendo hasta ocupar casi un tercio de la producción eléctrica en 2035, convirtiéndose en la segunda fuente de energía, tras el carbón, a partir de 2015. La energía solar fotovoltaica es la que más crece, pero también lo hace la eólica, la hidráulica o la biomasa.

**Renovables**  
se convertirán en la  
segunda fuente de energía,  
tras el carbón.  
La fotovoltaica es la que  
más crece.

A pesar de la caída continuada de costes de la producción renovable, lo que en parte contribuye a su rápido crecimiento, las ayudas o subvenciones a la producción renovable continúan en aumento, pasando de unos 88.000 M\$ en 2011 a 240.000 M\$ en 2035. Estas medidas, de apoyo a las renovables, deberán acompasarse en el tiempo adecuadamente con el aumento de capacidad y la bajada de los costes de las tecnologías renovables, para no sobrecargar la factura de los consumidores y de los gobiernos.

- Revisar la regulación para que desincentive pautas no eficientes e incentive el desarrollo de las más eficientes
- Aplicar medidas de control, comprobación y sanción
- Fortalecimiento de la gobernanza de la eficiencia y de la capacidad administrativa a todos los niveles.



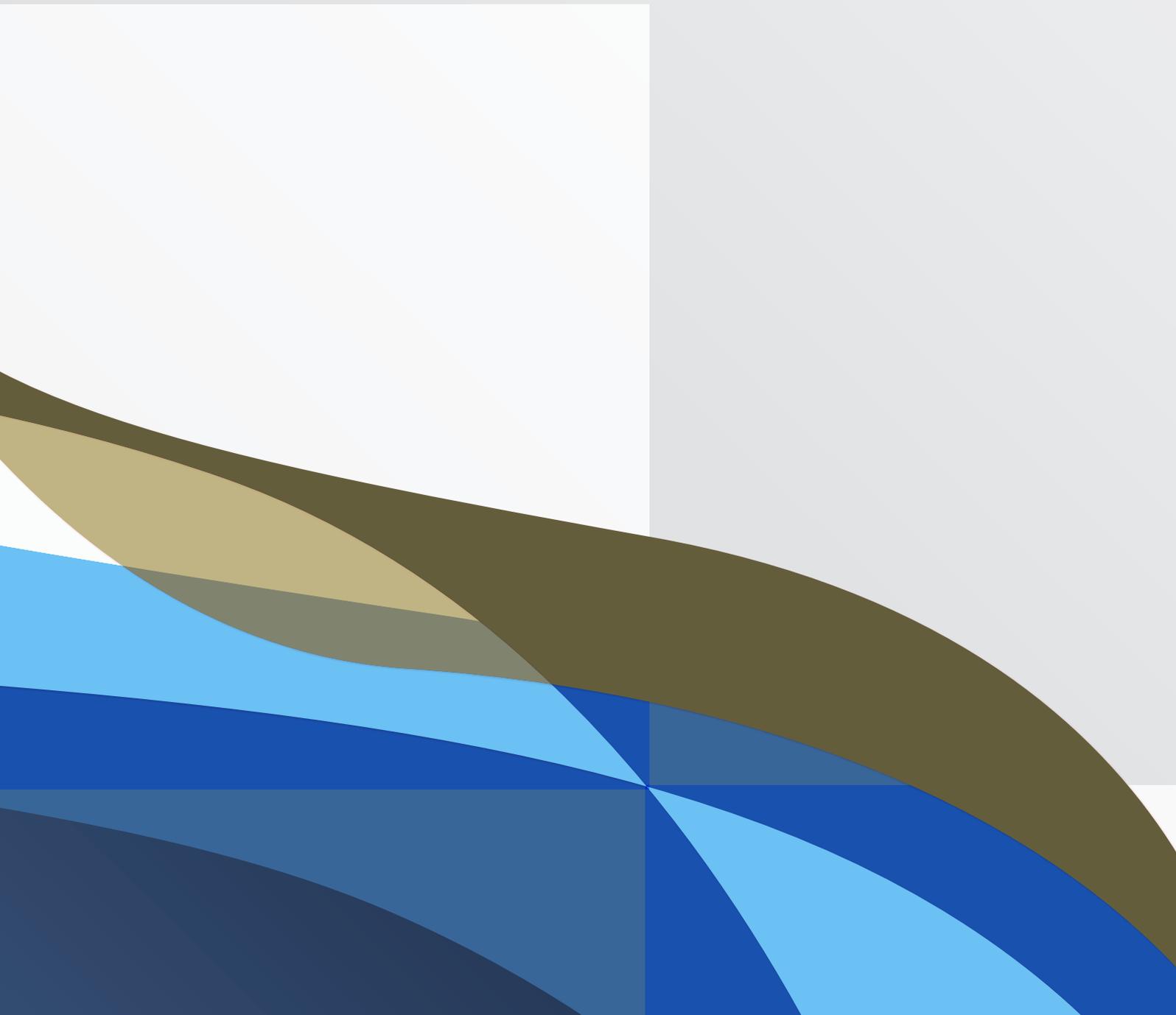
## 3.6 Perspectivas en eficiencia energética

La eficiencia es un elemento importante para las políticas energéticas de muchos países, y ante los tímidos avances en la materia varios países han lanzado ambiciosos objetivos: China plantea reducir su intensidad energética un 16% en 2015, Estados Unidos introduce nuevas normas para ahorrar combustible, la UE tiene como objetivo mejorar un 20% la eficiencia energética en 2020, y Japón pretende reducir en un 10% el consumo de electricidad en 2030.

La consecución de estos objetivos no se basa en que surjan innovaciones tecnológicas extraordinarias, sino en eliminar las barreras que obstaculizan la aplicación de las medidas que son económicamente viables, actuando fundamentalmente en:

- Insistir en la medición de la eficiencia energética y en la difusión de sus ventajas
- Incorporar la eficiencia energética en las decisiones de los gobiernos, industrias y sociedad
- Mejorar la accesibilidad a las medidas de eficiencia desde los gobiernos creando modelos de negocio y con apoyos financieros

# 4.- --- POLÍTICA ENERGÉTICA EN LA UNIÓN EUROPEA ---

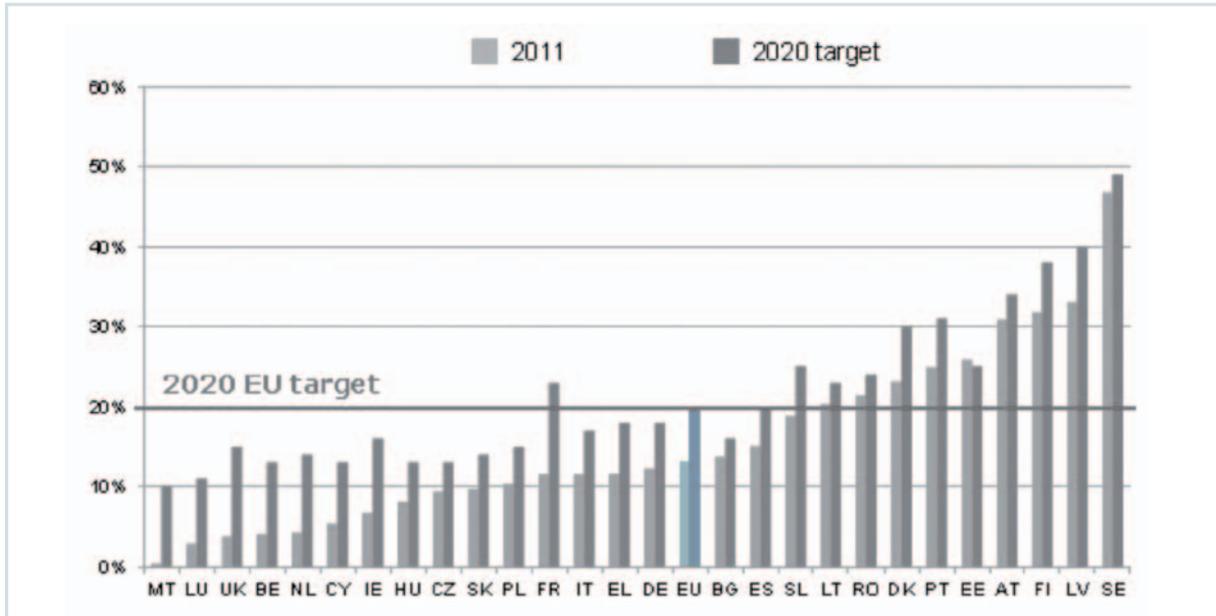


## 4.1 Grado de avance hacia los objetivos 20-20-20

En 2011 las emisiones de gases efecto invernadero se estima que fueron un 16% inferiores a los niveles de 1990 tomados como referencia. Por tanto, muy cerca de alcanzar el objetivo, en parte

por la repercusión de la crisis económica que está atravesando la UE.

Respecto al objetivo del 20% de fuentes renovables para alimentar el consumo final de energía, el porcentaje alcanzado en 2011 fue del 13,0%, lo que significa un significativo avance respecto al 8,5% del 2005, pero la UE ve necesario realizar esfuerzos adicionales en algunos aspectos, para llegar al objetivo en 2020 (ver referencia al “Informe de progreso sobre la Directiva de Renovables”).



**Grado de avance en 2011 en porcentaje de participación de las renovables y objetivo 2020 en los países de la unión Europea.** Fuente: Comisión Europea.

España, que en el objetivo del 20% de renovables tiene planteado también alcanzar el mismo porcentaje, a diferencia de otros países que en función de sus recursos y su voluntad política han planteado distintos porcentajes, va adelantada respecto a los valores intermedios que deben cumplirse en la senda a 2020.

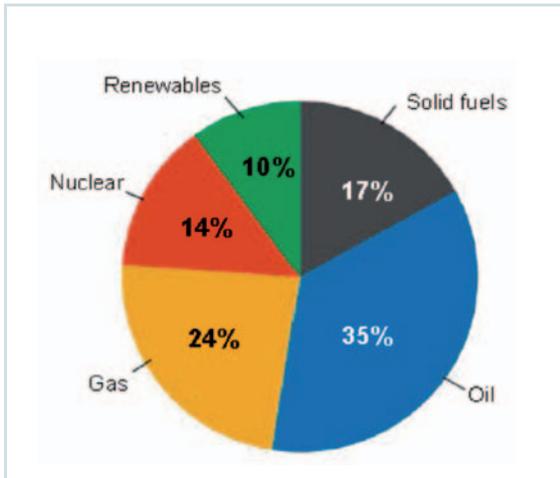
maria comparado con las proyecciones realizadas en 2007, objetivo no vinculante para los estados miembros, se presentan tímidos avances: 1730 Mtoe en 2011 lo que representa una ligera reducción respecto a las 1825 Mtoe alcanzadas en 2005.

**Adelantada**  
se encuentra España en la senda del cumplimiento del objetivo de renovables.

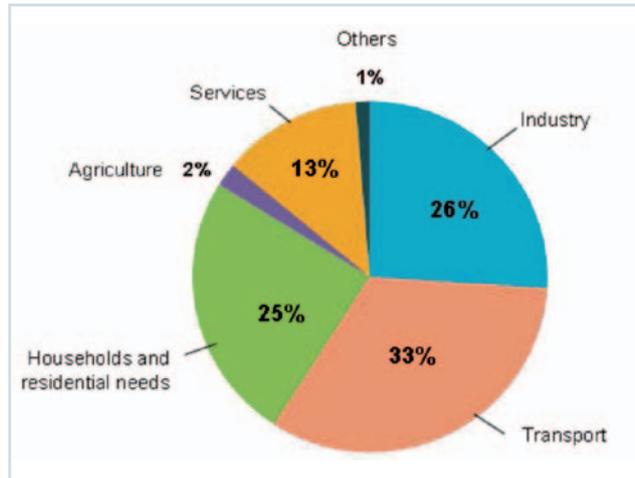
En el objetivo de mejora de la eficiencia, planteado como reducción del 20% de energía pri-

## 4.2 Situación energética actual en la Unión Europea

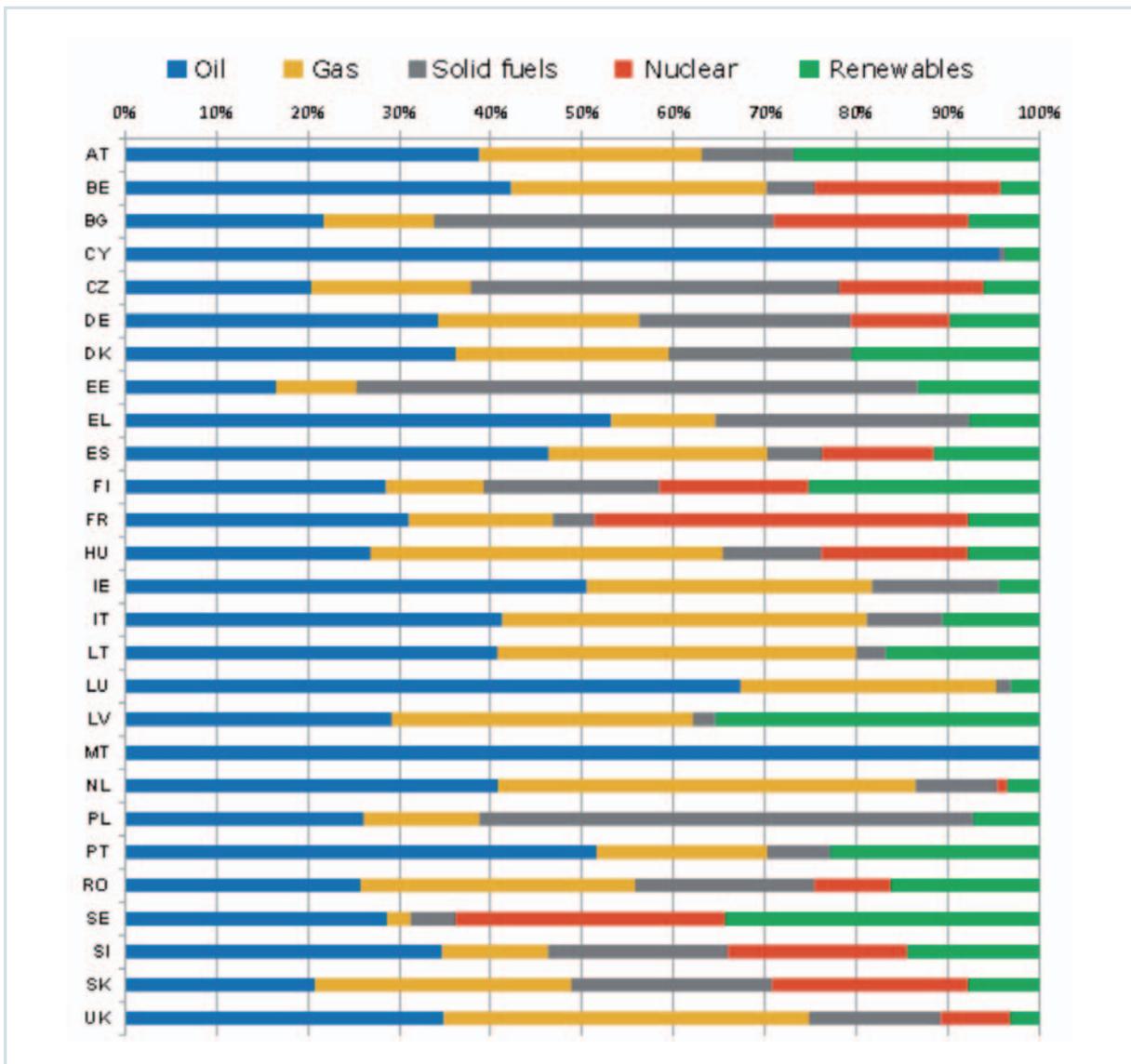
La combinación de fuentes de energía difiere considerablemente de un Estado miembro a otro, con el petróleo (35%) y el gas (24%) como principales fuentes primarias de energía en el conjunto de la UE.



Consumo interior bruto de energía en la Unión Europea en 2011.<sup>38</sup>



Consumo de energía final por sectores en la Unión Europea en 2011. Fuente: Comisión Europea.



Consumo interior bruto de energía en los estados de la Unión Europea en 2011.

Fuente: Comisión Europea.

38 Energy challenges and policy. Commission contribution to the European Council of 22 May 2013.

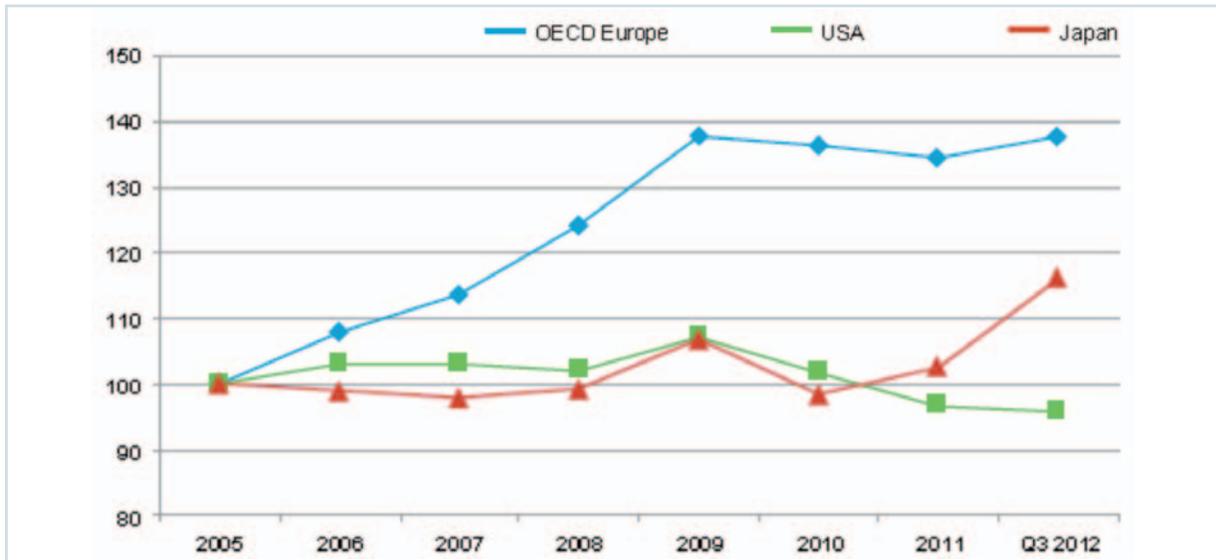


Destacan Chipre y Malta, islas estado, con una dependencia total del petróleo. España está entre los países con mayor dependencia del petróleo, un 45%, por encima del 35% de la media europea.

Las notables diferencias de un país a otro tienen su origen en las muy diferentes condiciones geográficas y climáticas, en la existencia o no de determinados recursos naturales dentro del propio país, de decisiones de política energética como el

uso o no de la energía nuclear, o el impulso mayor o menos a las renovables, etc.

Los precios de la energía en la UE están considerablemente por encima de los precios en otros países potencialmente competidores, y evolucionan desfavorablemente en los últimos años. Estados Unidos aumenta su ventaja competitiva, gracias fundamentalmente al gas no convencional.

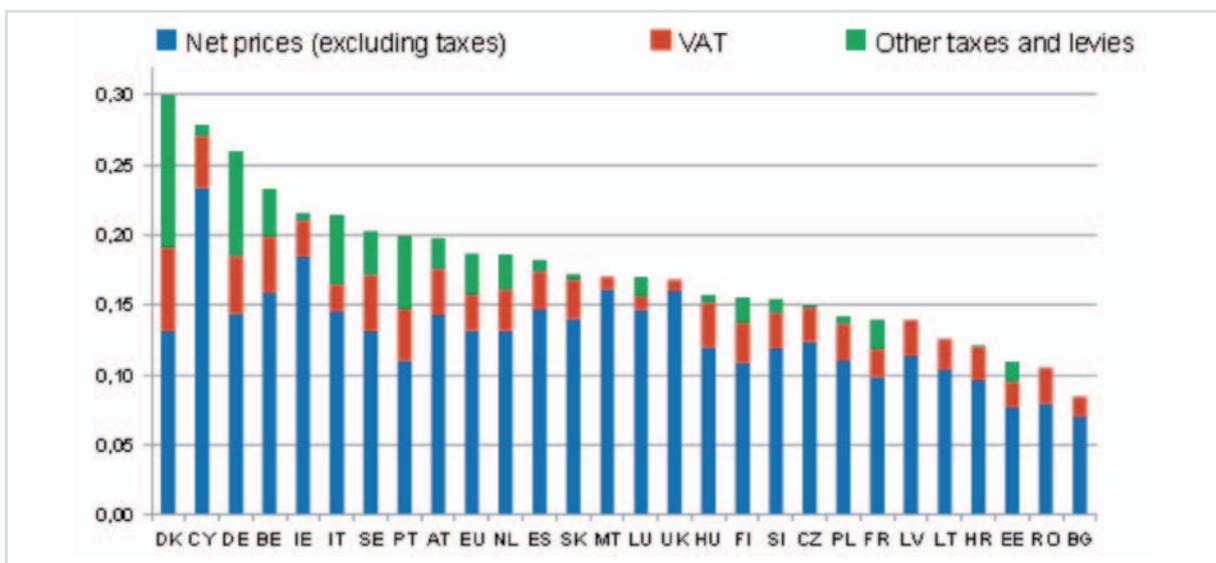


**Evolución de los precios de la energía para el consumidor industrial, sin impuestos.**

Fuente: International Energy Agency.

Dentro de la UE los precios de la electricidad varían considerablemente de un país a otro debido a la fragmentación del mercado entre los distintos países, a las políticas energéticas de cada estado

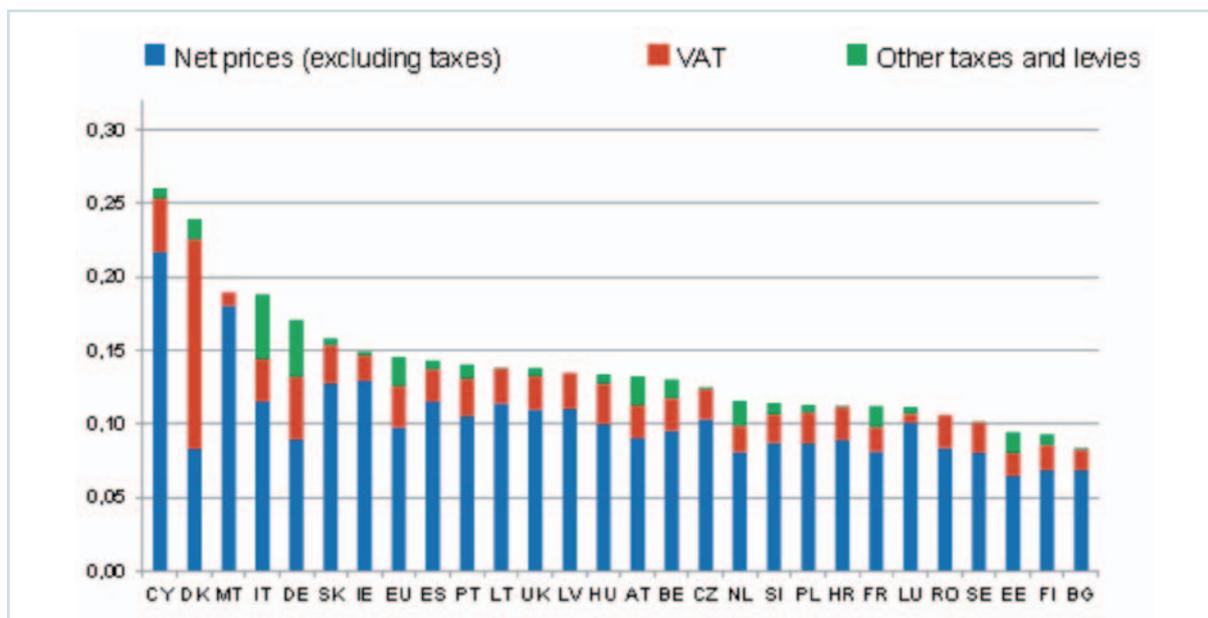
y entre ellas a las diferentes políticas impositivas. Para la industria, los precios entre los diferentes países tienen menos variaciones.



**Precios de la electricidad para los hogares en la UE, primer semestre de 2012. EUR/kWh.**

Fuente: Comisión Europea.





**Precios de la electricidad para la industria en la UE, primer semestre de 2012. EUR/kWh.**  
Fuente: Comisión Europea.

## 4.3 Futuro modelo energético de la UE a 2030

La Comisión Europea considera que, a pesar de las diferencias existentes entre los distintos países de la UE, se comparten los mismos objetivos esenciales: reducir los costes de la factura energética de los hogares e industrias (competitividad), asegurar un suministro fiable y sin interrupciones (seguridad y calidad) y limitar el impacto ambiental de la producción, transporte y uso de la energía (sostenibilidad y eficiencia).

Por ello, se considera prioritario avanzar hacia un mercado energético común a nivel europeo, plenamente operativo, interconectado e integrado. Dicho mercado es imprescindible para la competitividad europea y no debe estar fragmentado, para lo que es necesario unificar el marco legislativo, completando la incorporación y aplicación del tercer paquete sobre energía.

En la misma línea, se debe facilitar la inversión pública y privada sostenible en la infraestructura energética, que constituye la espina dorsal del

mercado interior de la energía. Por otra parte, se debe reforzar la diversificación interna y externa de los suministros. Esto incluye aprovechar nuevas fuentes internacionales y hablar al unísono como europeos en cuestiones energéticas globales. Requiere además un planteamiento más coordinado entre Estados miembros sobre el aumento positivo de las energías renovables, y un planteamiento equilibrado, a nivel de la Unión, utilizando el potencial de hidrocarburos no convencionales.

**Unificar el marco legislativo y avanzar hacia un mercado energético común a nivel europeo, son acciones prioritarias de la política energética de la UE.**

Todo esto es esencial para aumentar la competitividad de nuestras empresas, impulsar el crecimiento sostenible, responder a los cambios en el panorama energético mundial y vigilar de cerca el aumento del precio de la energía.

En línea con estos principios fundamentales de la política energética de la UE, se ha abierto el debate del futuro modelo energético de la UE de cara al 2030, con la publicación de la Comisión Europea, el pasado 27 de marzo, de tres documentos<sup>39</sup>:

1. Green Paper 2030: marco climático y energético post 2020.
2. Informe de progreso sobre la Directiva de Renovables.
3. Comunicación sobre el futuro de la tecnología CCS (Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>).

Libro Verde 2030 - Marco climático y energético post 2020: abre el debate sobre posibles nuevos objetivos para 2030, siendo el objetivo principal crear el marco que garantice la seguridad jurídica, asegure las inversiones del sector y permita cumplir el compromiso de una economía baja en emisiones. Se recuerda que hasta la fecha sólo había escenarios a 2050.

Para dirigir el debate, la Comisión Europea plantea, entre otras, las siguientes cuestiones:

- Necesidad de modificar los actuales objetivos (RES –renovables-, eficiencia energética, CO<sub>2</sub>) o, en su caso, fijar un único objetivo para reducir gases de efecto invernadero.
- Naturaleza de los objetivos: vinculantes o no.
- Asegurar la coherencia y el coste-beneficio entre las políticas energética y climática.
- Tipo de instrumentos a adoptar para conseguir los objetivos: ETS, ayudas, tasas, políticas de innovación e investigación.
- Medidas para hacer frente a la fuga de carbono (carbon leakage)

Este el Libro Verde será sometido a Consulta Pública entre todos los stakeholders, cuyo periodo finalizará el próximo 2 de julio. El debate de este Libro Verde será la base de un posible “nuevo paquete de medidas legislativas” de la UE, que pretende presentar antes de que finalice 2013. Es posible que estas propuestas legislativas introduzcan nuevos objetivos vinculantes que den continuidad al actual 20/20/20 en el 2020.

## Descarbonizar la economía seguirá estando entre las prioridades de la política energética.

Informe de progreso sobre la Directiva de Renovables: es un informe que la Comisión Europea debe presentar cada dos años de acuerdo a las exigencias de la propia Directiva sobre renovables. Su objetivo principal es evaluar los esfuerzos y el progreso de los Estados miembros de cara a conseguir el objetivo europeo vinculante del 20% de energías renovables en 2020.

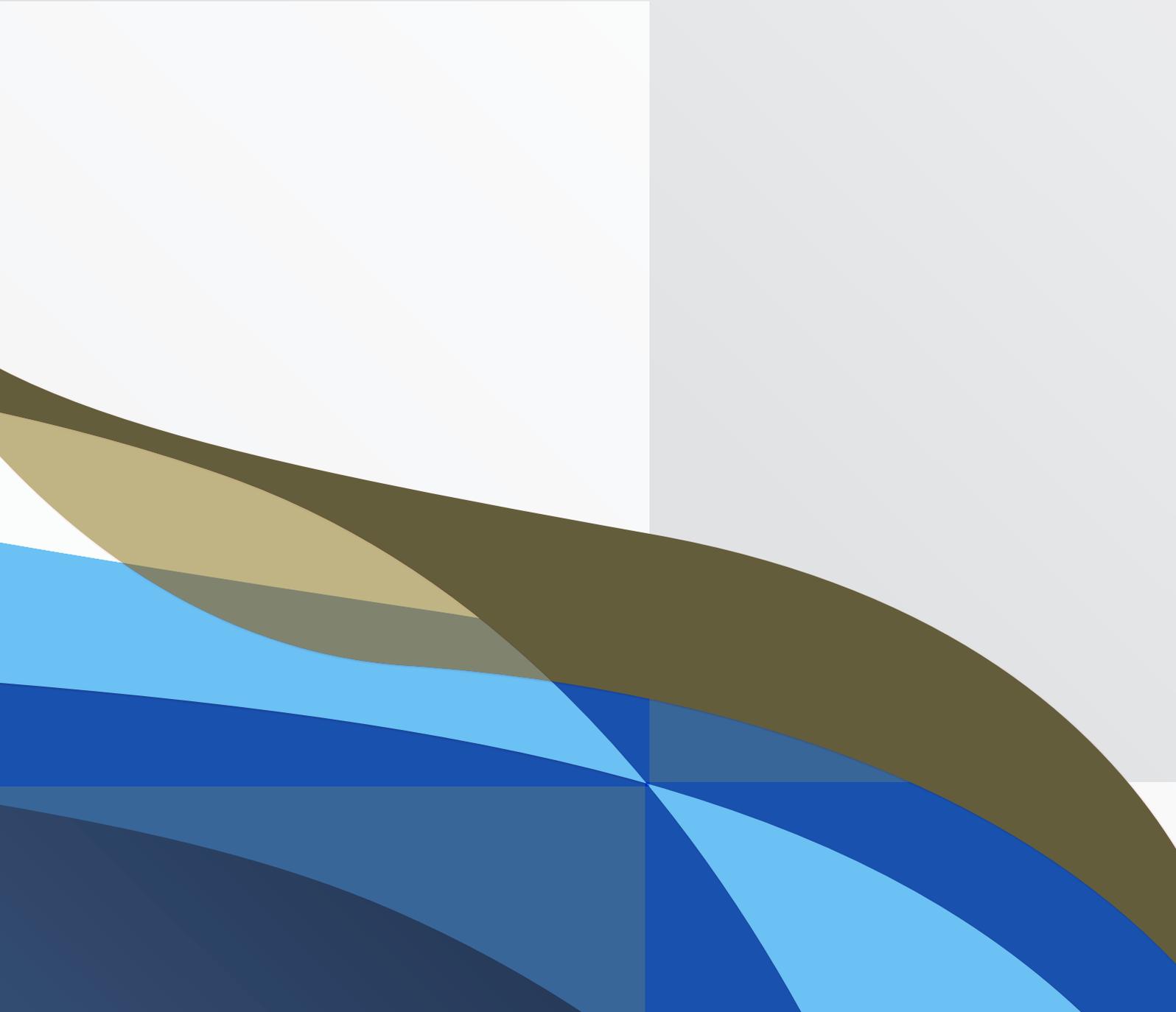
En particular, la Comisión Europea:

- Evalúa los esfuerzos de los Estados miembros y trasposición de la Directiva de RES
- Expone posibles medidas que favorecerían el cumplimiento del objetivo de RES:
  1. Eliminar las barreras administrativas y retrasos
  2. Mejorar las redes de transmisión y la integración de las renovables en el mercado
  3. Reforzar la estabilidad y transparencia de los regímenes de ayuda a las renovables.

Cabe destacar que la Comisión Europea muestra su preocupación por el rumbo que ha tomado la consecución de este objetivo, principalmente debido al efecto de la crisis, al mal diseño de las ayudas, y a los recientes cambios regulatorios nacionales, por lo que ve peligrar la consecución del objetivo del 20% en 2020. Asimismo, la Comisión Europea reconoce los errores/excesos realizados en la concesión de las ayudas a favor de las renovables (p.e. en la fotovoltaica), de manera que reconoce la necesidad de ajustarlas de forma constante y rápida, para que tenga en cuenta la curva tecnológica.

Comunicación sobre el futuro de la tecnología CCS (Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>): abre el debate sobre un mejor marco político que promueva el futuro del CCS, si resulta ser comercial y técnicamente viable. La Comisión Europea analiza las opciones que acelerarían el desarrollo del CCS para incentivar su puesta en marcha y por tanto, que pueda jugar un papel relevante en la política energética y climática a largo plazo.

# 5.- EL CONTEXTO ENERGÉTICO EN ESPAÑA

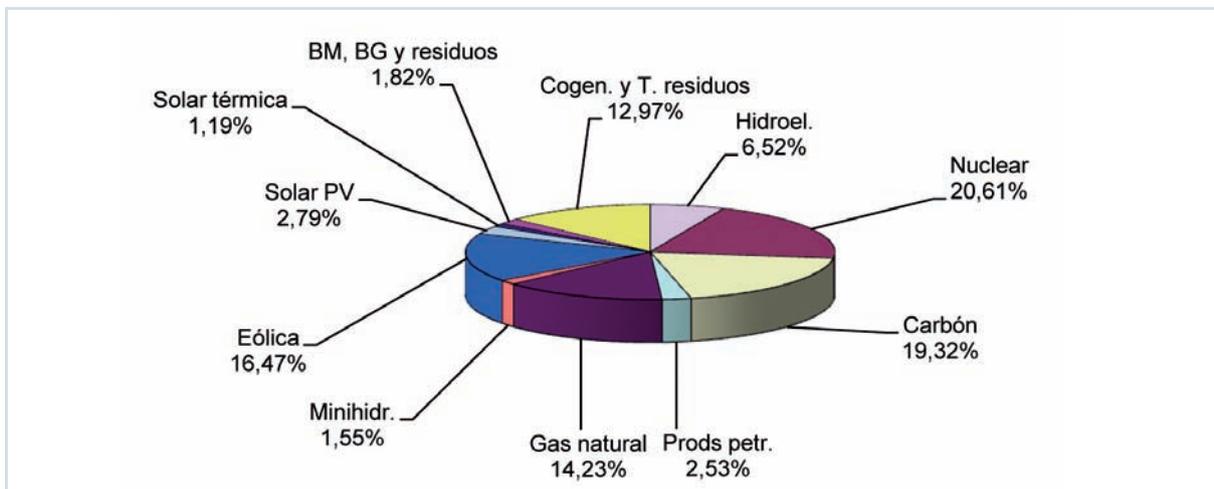


Según UNESA, durante 2012 el consumo neto descendió un 1,3%, hasta los 249.014 GWh, ubicándose por debajo de niveles de 2005. El 36,8% de la producción tuvo origen en el régimen especial. La energía nuclear, con un 20% de la producción bruta, seguida del gas natural (18,9%) y el carbón (16%) fueron las tecnologías principales. Entre las renovables la eólica fue la principal tecnología renovable, con un 14,3% de la producción total.

En dicho ejercicio se produjo una caída en un 29% de la producción de origen hidroeléctrico (por las características hidrológicas del 2012), una caída en la participación de los ciclos combinados en el mix eléctrico (-23%; su media de horas de operación rondaría las 1.680 horas) y un incremento del

carbón, cuya producción crece en un 23,8% como efecto del Real Decreto que publicó el Gobierno para fomentar el uso de carbón nacional. De igual forma, se mantiene el aumento de renovables y residuos, que crecen un 13%, con especial significación en el caso de la solar termoeléctrica (84% de aumento de producción).

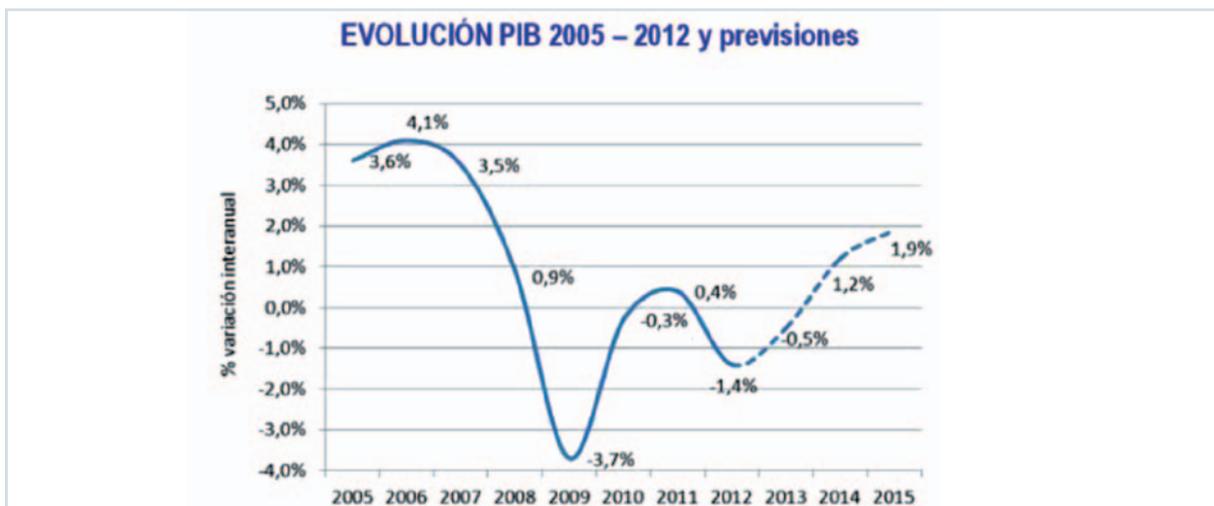
**-1,3%**  
de caída de la demanda eléctrica en España 2012, sitúa el nivel de demanda por debajo de los niveles de 2005.



**Producción eléctrica bruta en España 2012: 298.138 GWh.<sup>40</sup>**

La desaceleración económica es la principal causa de la reducción de la demanda eléctrica, que también se ha reflejado en el resto de compo-

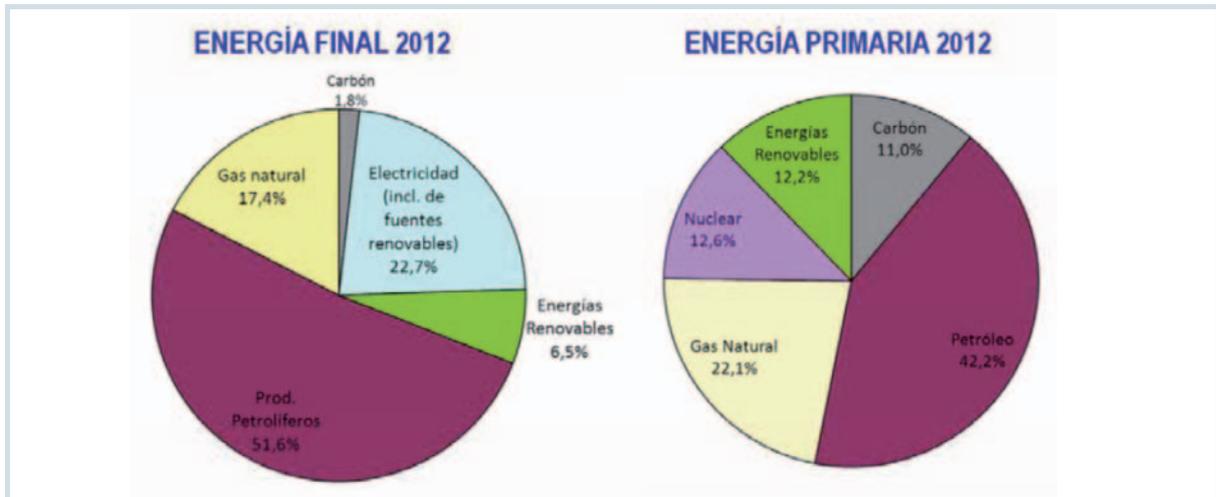
nentes de la demanda energética que en conjunto ha caído un 3,5% (petróleo -7,5%, gas -2,8%).



40 Fuente UNESA.

Con todo ello, la intensidad energética en España mantiene su tendencia descendente: tanto la primaria, de forma muy leve, (un 0,4%) con lo que

se mantiene en las proximidades de los 166 ktep/M€, como la final, que cae hasta el entorno de los 117 ktep/M€.



**Demanda energética final y primaria en España 2012.<sup>41</sup>**

El incremento en el mix energético de la participación de las renovables, y del carbón autóctono por medidas de apoyo a la minería, junto con el descenso de la demanda, han situado el indicador de dependencia energética exterior en el 70,8%, la cifra más baja de los últimos 16 años.

**70,8%**  
dependencia energética exterior en España.



## 5.1 Sucesivas medidas legislativas para reducir el déficit de tarifa eléctrica

Además de los factores señalados anteriormente, el sistema eléctrico español tiene desde hace años un problema de primer orden en el abultado déficit de

tarifa, que tal como se ha expuesto en el capítulo 3 de este documento, a final de año acumula un importe de unos 28.000 M€.

Como se ha indicado previamente, el déficit o desajuste entre ingresos y costes regulados se ha debido a que los peajes de acceso no han recogido de forma inmediata los costes que tenían que ser cubiertos por los mismos, lo que ha originado un desequilibrio que se traspasa a ejercicios futuros, en lugar de haber sido incorporados desde el primer momento.

41 Ministerio. Conferencia Club Español de la Energía el 19 de marzo de 2012.

Dada la magnitud del problema, que ha alcanzado cotas insostenibles, el Gobierno ha adoptado diversas medidas que han ido dirigidas a reducir los costes del sistema como medida de reducción del déficit, y que son básicamente las que a continuación se detallan.

Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Con ello se suspende la asignación de nuevas primas al régimen especial, manteniéndolas para las que ya la hubieran obtenido anteriormente.

Tiene especial relevancia para Canarias puesto que los 440 MW del concurso eólico, que están en tramitación administrativa en la Comunidad Autónoma, no han podido acceder a la preasignación de prima por lo quedan a la espera de que se otorgue a Canarias un tratamiento diferenciado, que sería coherente con la finalidad del propio RDL, ya que en Canarias determinadas renovables reducen costes al sistema, al contrario que en el resto del territorio peninsular.

## 7 Iniciativas legales desarrolladas desde enero de 2012 para reducir el déficit de tarifa. Todas ellas con impacto en las actividades de suministro eléctrico en las islas.

Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

Reduce la retribución a la distribución en 689 M€, al transporte en 197 M€, al proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro en 50 M€, en incentivos ambientales 80 M€, al

operador del sistema 20 M€ que pasan a ser sufragados por los agentes del sistema a los que presta servicios, al servicio de interrumpibilidad 60 M€. Además ordena el reintegro de 60 M€ de fondos propios disponibles en el balance de la CNE y de 600 M€ del IDAE. La suma de todas las medidas supondrían un menor déficit de 1.756 M€ en 2012.

Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. Esta Ley orientada a la economía en general y a reducir el déficit de las cuentas públicas de las administraciones, también incluye medidas especiales para los sistemas insulares y extrapeninsulares, reduciendo la retribución financiera de la inversión de bono +3% a bono +2%, reduciendo la retribución por operación y mantenimiento en un 10% y elimina la retribución para las inversiones de naturaleza recurrente.

Además introduce otras medidas como el establecimiento de una tasa en la factura eléctrica que pagan los consumidores de las autonomías que hayan cargado impuestos o tasas al servicio eléctrico con el fin de compensar esas cargas. Establece que la revisión de los peajes de acceso se realizará con carácter anual, dejando de ser trimestral.

Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Contempla diversas medidas con incidencia directa en el sector eléctrico, las cuales son de aplicación desde el uno de enero de 2013:

- Impuesto general a la producción en régimen ordinario y especial, equivalente al 7% del ingreso total percibido.
- Impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas.
- Canon a la generación hidroeléctrica.
- Céntimo verde al consumo para generación eléctrica de gas natural, carbón, fuel y gasóleo.



- La producción renovable, por la parte de producción que use combustibles fósiles, no estará primada, sin que esta medida sea de aplicación a la tecnología de biomasa.
- Se contempla igualmente que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico un importe equivalente a la suma de la estimación de la recaudación derivada de los tributos y cánones incluidos en la Ley, así como el ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 500 millones de euros.

Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social. En esta ley se introduce una disposición adicional por la que se posibilita que los costes del sistema eléctrico ya no sean soportados exclusivamente por la recaudación de la tarifa eléctrica, se flexibilizan los límites legales que obligaban a déficit 0 en 2013 y se permite la titulización de todo el déficit de 2012, no solo los 1.500 M€ inicialmente permitidos por la anterior legislación.

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

Este Real Decreto Ley modifica el mecanismo de actualización de las retribuciones de actividades reguladas vinculadas al Índice de Precios al Consumo, modificando esta referencia por el Índice de Precios al Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (el llamado IPC subyacente). Adicionalmente, se modifican las opciones de venta de energía para las instalaciones de régimen especial, quedando todas las instalaciones acogidas a la opción de venta a tarifa desde el 1 de enero de 2013, salvo que manifiesten expresamente lo contrario, en cuyo caso no podrán volver a la opción de venta a tarifa, no percibiendo en todo caso prima alguna.

A todas estas medidas viene a sumarse una nueva ley que ha iniciado su tramitación en marzo

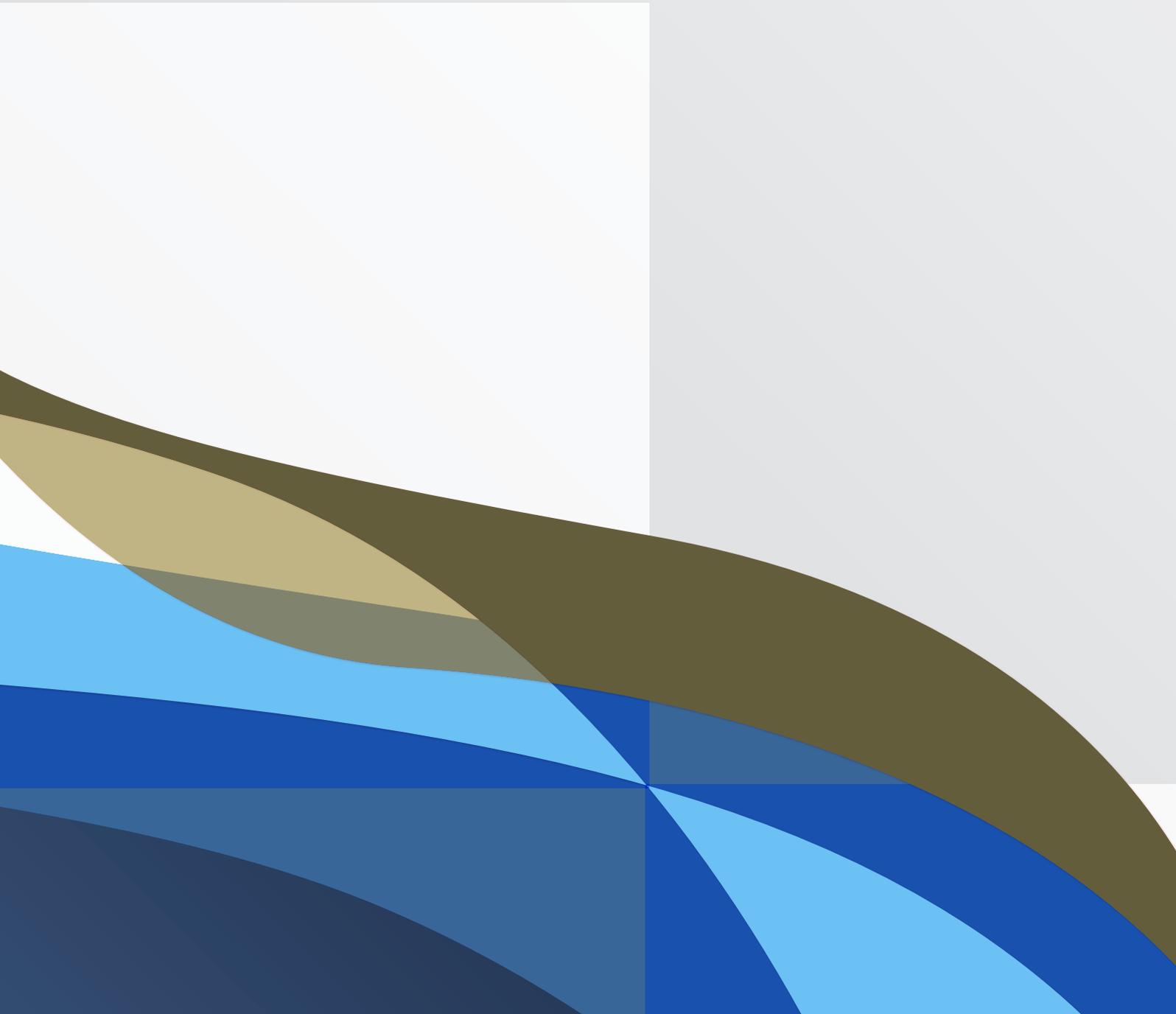
de 2013, el Proyecto de Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, cuyos contenidos y consecuencias se analizarán más adelante, y el anuncio de una nueva ley que introduciría otras reformas estructurales en el sector eléctrico.

Todo ello ha originado una gran inseguridad jurídica, reiteradas protestas de los agentes afectados, principalmente las eléctricas tradicionales y las renovables, protestas de los inversores internacionales por medio de sus embajadas, anuncios de recursos legales en España y en Europa, anuncios de recortes en las inversiones y gastos en el sector, etc.





# 6.- --- PERSPECTIVAS SOCIOECONÓMICAS DE CANARIAS ---



Este apartado pretende tener un carácter cualitativo más que cuantitativo. No pretende centrarse en la precisión de las cifras sino identificar grandes tendencias de la demanda de energía, su segmentación por islas y la probabilidad de aparición de factores externos que podrían suponer la ruptura de una evolución convencional y ordenada del sector.

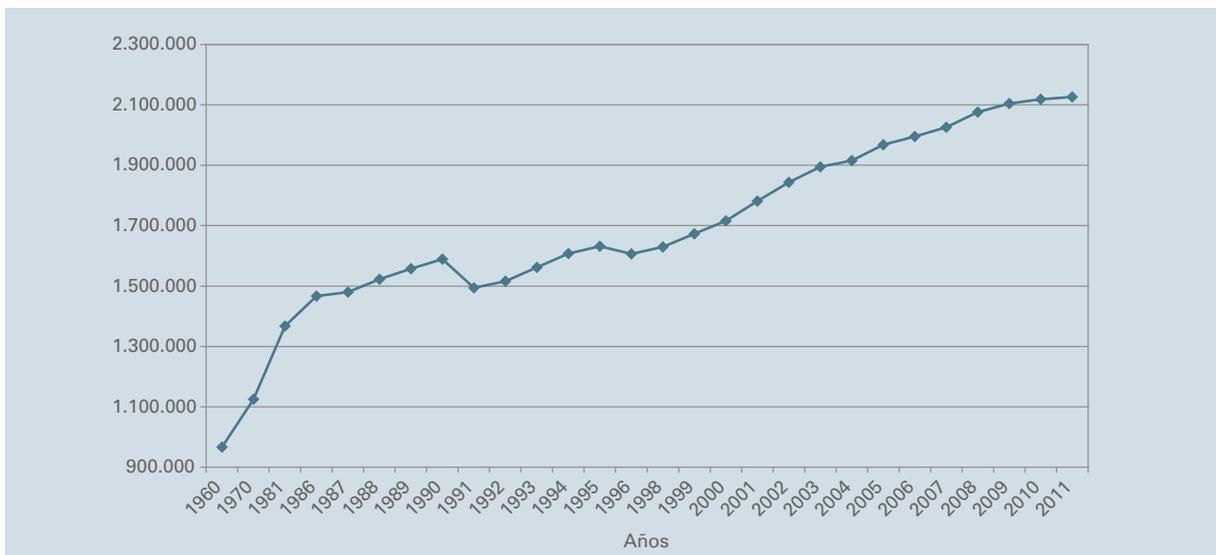
de forma similar a lo sucedido en los últimos cincuenta años, y que puede apreciarse en la grafica adjunta (1).

Por ello consideramos que se mantendrá un suave crecimiento de la población hasta el año 2020 y que posteriormente, los factores demográficos y la ralentización del ritmo de inmigración harán retroceder suavemente la población residente sin necesidad de adoptar medidas más estrictas de control de la residencia (2).

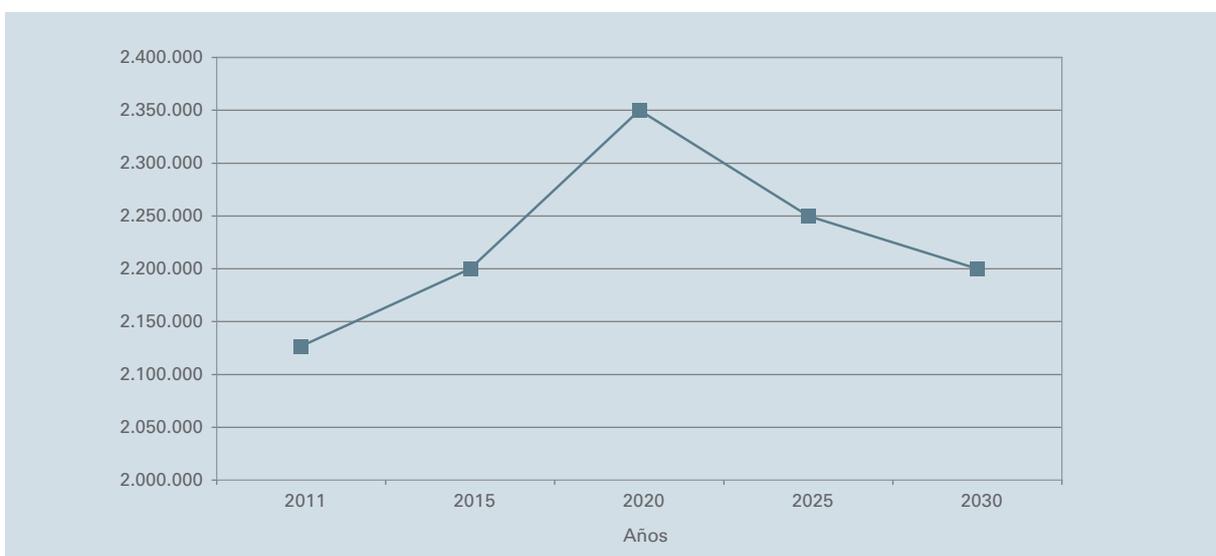
Asociado al número de la población residente, es preciso considerar la evolución del número de turistas que asimismo condicionan la población total real de Canarias. La evolución más reciente de los números turísticos, que puede verificarse en la gra-

## 6.1 Evolución demográfica y turística de Canarias

Es evidente que el ritmo de crecimiento de la población residente en Canarias no puede mantenerse



(1) Evolución de la población censal de Canarias. Fuente: INE e ISTAC.



(2) Evolucion futura de la población censal de Canarias. Fuente: INE e ISTAC.



fica siguiente, es bien conocida. Un importante crecimiento entre los años 1990 y 2000 (vinculado con la puesta en explotación complementaria de oferta turística en varias islas) y, posteriormente, un estabilización con algunos altibajos (3).

Como escenario de futuro consideramos que existe margen para un relanzamiento del número de entradas turísticas. De una parte es previsible una mejora de las expectativas económicas europeas, unida a una mayor presencia de turistas procedentes de nuevos países emisores con una relativa baja presencia histórica (especialmente Europa del Este) y el factor positivo del envejecimiento de la población europea que relanzan los atractivos intrínsecos de Canarias. Complementariamente, no son predecibles

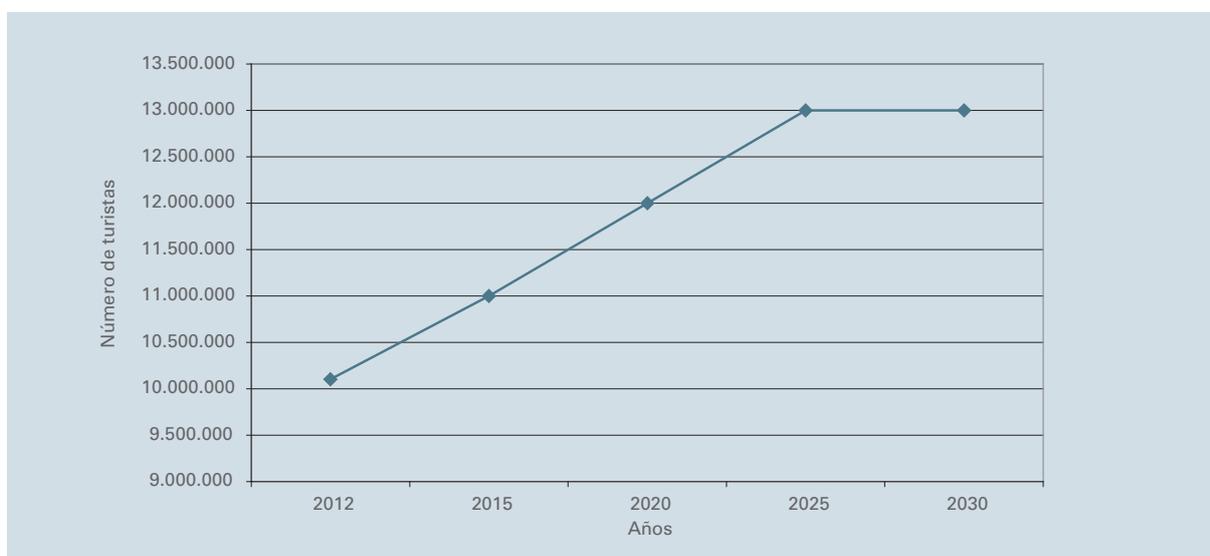
signos de mejora de la inestabilidad política en otros países alternativos que pudieran hacer peligrar nuestra competitividad relativa.

Por último, aunque sólo al final del período considerado comienzan a ser perceptibles los efectos del calentamiento global, todos los estudios de impacto hasta la fecha sugieren que Canarias, por su posición atlántica, va a ser la región junto al Norte de España menos afectada por la subida de las temperaturas y, en todo caso, en mucha menor medida que el Mediterráneo o el Mar Rojo.

Por ello estimamos una subida importante y continuada del número de turistas hasta el año 2025 con una estabilización posterior (4).



**(3) Entradas de turistas en Canarias.** Fuente: INE e ISTAC.



**(4) Entradas de turistas en Canarias.** Fuente: INE e ISTAC.

## 6.2 Escenario económico para la Unión Europea, España y Canarias

La experiencia más evidente de la crisis comenzada en el año 2008, indica que la Unión Europea (UE) está perdiendo protagonismo y dinamismo en la esfera económica mundial. El peso de la economía de la UE sobre el total mundial está decreciendo de forma significativa y, todavía más relevante, el peso sobre el comercio mundial desciende forma todavía más acusada. Todo ello apunta a que el crecimiento económico del conjunto de la Unión Europea va a ser, en su conjunto, inferior a la tendencia histórica, en el horizonte 2030.

En este escenario de la UE, España por el contrario podría tener unas mejores perspectivas. La dureza de esta crisis y los grandes esfuerzos de consolidación fiscal y reforma estructural que nos están siendo exigidos, puede abrir una “ventana de oportunidad” para que España reoriente su tejido productivo apoyado en la gran ganancia de competitividad que esta “deflación forzada” de nuestra economía esta produciendo y que puede permitir diversificar nuestro tejido productivo reorientándolo hacia un mayor componente exportador. Por ello, no sería descartable un escenario de un aumento sostenido del PIB del 1-1,5% anual, modesto en apariencia pero superior a un crecimiento poblacional (incluyendo el saldo migratorio) casi plano en nuestro país, lo que permitirá aumentar el PIB per cápita y por tanto los niveles de bienestar.

De forma similar Canarias, puede aprovechar esta corriente positiva de la economía española y reforzar su papel como centro de intermediación del comercio mundial ala par que se consolidan los flujos turísticos y de gasto medio por turista en el horizonte considerado. Por ello consideramos que Canarias puede alcanzar un 0,2-0,3% de crecimiento del PIB por encima de la media nacional, suficientes para acortar los niveles de PIB per capita y mejorar los niveles de bienestar.

## 6.3 Escenario en materia medioambiental del sector energético de Canarias

A pesar de que las negociaciones en torno al cambio climático parecen haber entrado en una fase de estabilización sine die, es muy posible que en un horizonte muy próximo se relancen los compromisos de reducción de emisiones de los países desarrollados, especialmente por el objetivo irrenunciable de la Unión Europea en esta dirección y que la Unión confirme y consolide el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI) en un 20% (sobre los valores históricos del año 1990), del 30% para el año 2030 y del 50% para el año 2050.

Como es natural, estos datos son globales para la Unión Europea y los países, como es el caso de España, que partían históricamente de un nivel de emisiones per cápita inferior han recibido, dentro de lo que se denominó “Compromiso de reparto de la UE del 2003” un trato mas beneficioso (concretamente para el período 1990-2012, a España se le permitió aumentar sus emisiones en un 15% frente al compromiso global de reducción de la UE de un 8%).

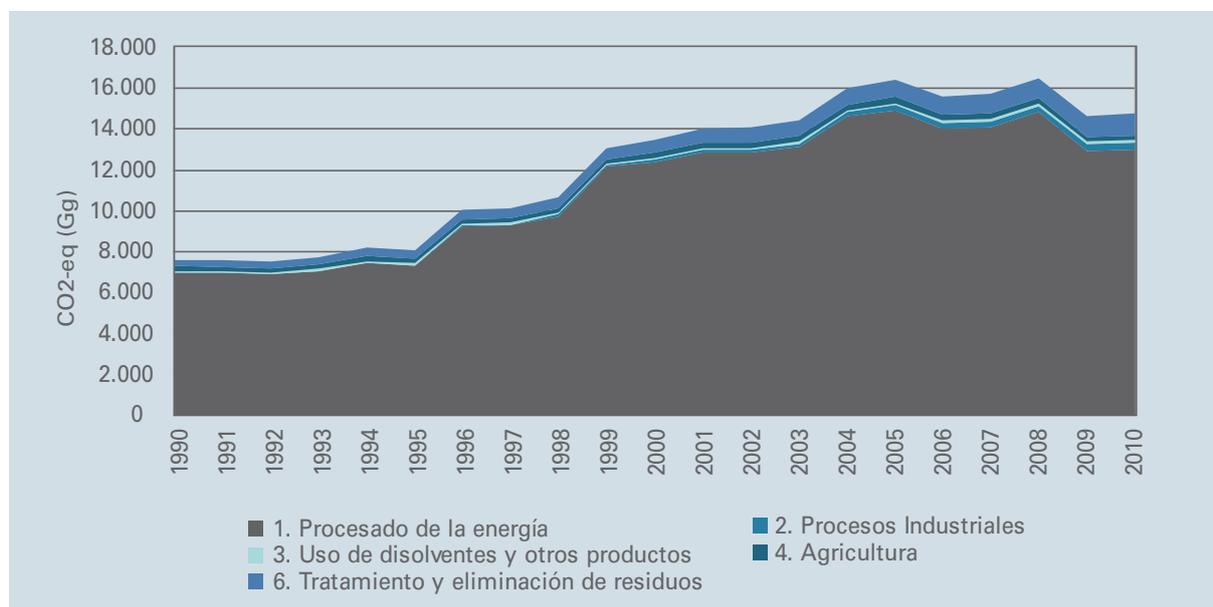
Es posible que, por tanto, España (y dentro de ellas Canarias) deba cumplir unos objetivos de reducción algo menos ambiciosos que los objetivos globales de la UE pero, de otro lado, una parte crecientemente significativa de las emisiones de CO2 van a estar sujetas a lo que se conoce como “comercio de derechos de emisión” y que, por motivos de competencia, los objetivos de reducción se fijan globalmente a nivel de la UE para los diversos conjuntos sectoriales (por ejemplo, sector eléctrico, sector de refino de petróleos o sector vidrio). Ello va a imponer unos valores de referencia cuasi uniformes para un mismo sector dentro de la Unión Europea, salvo que se puedan demostrar con criterios de excepcionalidad la impropiedad de tales valores (este podría ser el caso de forma específica del sector eléctrico, don-



de la electricidad tiene un consumo local y la dimensión de las exportaciones manufacturadas de Canarias, y por tanto de la electricidad incorporada en el valor añadido de las mismas), es irrelevante en el contexto europeo por tanto.

Para complicar más la situación, el sector de la aviación tiene previsto aplicar de forma inmediata este sistema de comercio de derechos de emisión y existen indicaciones muy claras de que la Comisión Europea quiere extender el sistema de comercio de emisiones al sector marítimo, al menos en lo relativo a consumos de combustibles realizados dentro de las aguas territoriales y de influencia de la Unión Europea.

Para dar una indicación de la seriedad de la situación, según los datos oficiales que España envía a la UNFCCC (Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático) y exigibles para la aplicación del Protocolo de Kyoto, las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI) correspondientes a Canarias supusieron, como se aprecia en la grafica siguiente, un incremento del 94% en el período 1990- 2010 (si bien es cierto que el compromiso es a nivel nacional y no se establecen objetivos individualizados en el ámbito de cada Comunidad Autónoma). Canarias, no puede por tanto ignorar este claro desafío que nos va a ser exigido en materia de reducción de emisiones de GEI.



**Canarias: Evolución de las emisiones de CO2 equivalente.**

Junto a ello es de esperar un creciente aumento de otras exigencias medioambientales relacionadas con las emisiones del sector energético a la atmósfera, la calidad del aire, el tratamiento de residuos o el vertido a las aguas u otras afecciones medioambientales como son la protección del paisaje y la biodiversidad. Ello se va a ver asimismo afectado, por la nueva Directiva de Emisiones Industriales que a va a exigir la revisión frecuente de los límites de emisión, basados en las Mejores Técnicas Disponibles (MTD, incluido en los permisos ambientales, especialmente a través de la Autorización Ambiental Integrada para industrias grandes y medianas o incluso para actividades de todo tipo y de una menor dimensión través de las licencias ambientales correspondientes.

La resultante es un escenario medioambiental que apunta hacia una intensa potenciación del Uso Racional de la Energía (URE) y que, al mismo tiempo, favorezca el uso de combustibles mínimamente contaminantes tanto para la generación eléctrica, como para el transporte de todo tipo y el resto de actividades industriales y residenciales.

Por ello, y aún con riesgo de simplificación, la siguiente tabla pretende resumir una caracterización de las principales fuentes energéticas previstas o de potencial utilización en Canarias y su problemática medioambiental.

Fuente de energía	Consideraciones medioambientales	Valoración global
Uso Racional de la Energía	Tiene un pequeño impacto asociado al uso de materiales para alcanzar esos objetivos	Minima incidencia
Productos derivados del petróleo	Incidencia muy negativa sobre las emisiones de GEI. Emiten otros contaminantes como SO <sub>2</sub> y NO <sub>x</sub> . Es posible, con un coste elevado, mejorar las características medioambientales de los productos.	Incidencia muy elevada
Gas Natural	Incidencia negativa sobre las emisiones de GEI derivado de fugas y del proceso de combustión. Su uso es relativamente más limpio en relación con otros contaminantes con excepción de las emisiones de NO <sub>x</sub> en la fase de combustión.	Incidencia elevada
Energía eólica	No tiene emisiones de GEI ni de otros contaminantes atmosféricos. Impacto visual y cierta ocupación del territorio y afección sobre las aves. En el caso de eólica offshore se minimizan estas incidencias	Incidencia media
Energía solar térmica	No tiene emisiones de GEI ni de otros contaminantes atmosféricos. Impacto visual reducido siempre que se haga sobre cubierta.	Incidencia baja
Energía solar fotovoltaica	No tiene emisiones de GEI ni de otros contaminantes atmosféricos. Impacto visual en el caso de hacerse sobre suelo con ocupación del territorio. Estas dificultades se minimizan en el caso de instalaciones sobre cubierta.	Incidencia media-baja
Energía geotérmica	No tiene emisiones de GEI. Cierta afección sobre el territorio y necesidad de consumo de agua, muy posiblemente desalada.	Incidencia baja
Energía hidráulica	No tiene emisiones de GEI ni de otros contaminantes atmosféricos. Afección variable sobre el territorio y necesidad de alta disponibilidad y un cierto consumo neto de agua.	Incidencia media-baja
Biocombustibles	No tienen emisiones directas de GEI. Emiten NO <sub>x</sub> en la fase de combustión. Van a estar sujetos a un creciente escrutinio por sus implicaciones medioambientales y sociales	Incidencia media

No puede ignorarse la creciente participación de la ciudadanía en el diseño de las actuaciones de política energética a través del proceso de información pública recogido por la legislación comunitaria. Esta participación ya ha sido en el pasado un elemento que ha condicionado algunas actuaciones energéticas en Canarias. Por ello, debe ser tomado en consideración desde el primer momento del diseño de la planificación energética de manera a facilitar, ya desde ese momento, información completa y objetiva que evite la adopción por parte de la ciudadanía de actitudes basadas más en sentimientos personales, de otra parte absolutamente legítimos, que en un proceso de interiorización de las ventajas e inconvenientes que aportan las diversas soluciones estudiadas para garantizar un suministro de energía tecnológicamente posible, seguro y estable, en las mejores condiciones económicas posibles.

## 6.4 Escenario de demanda de energía

### 6.4.1 Desarrollo del Uso Racional de la Energía en el balance energético

De todo lo anteriormente descrito se relanza la necesidad de intensificar al máximo el Uso Racional de la Energía en Canarias. Este tema, ya planteado en el PECAN 2006, ha sido prácticamente ignorado correspondiendo los aumentos registrados en la eficiencia energética más a simples progresos tecnológicos (por ejemplo en el sector de la automoción o la aparición de nuevos sistemas eficientes de iluminación) que en un programa de actividades diseñadas e impulsadas desde la Administración o las propias empresas (salvo pequeñas excepciones como los planes de eficiencia en el alumbrado público).

Sería por tanto necesario establecer objetivos muy ambiciosos de URE, tales como reducir para el año 2030 en un 30% los consumos de energía asociados al mercado interior, sobre la referencia del año 2005.

Existen ya estudios, tales como la Estrategia Canaria de Lucha contra el Cambio Climático del año 2008, aprobada por el Gobierno y Parlamento de Canarias, donde se definían un importante número de medidas en esta dirección y sólo debería actualizarse dicho plan de actuación dando en su desarrollo una mayor participación a las iniciativas y propuestas provenientes del mundo empresarial y de otros colectivos sociales. Asimismo la aplicación, cada vez más exigente, del régimen de comercio de derechos de emisión, va a coadyuvar en este esfuerzo.

Las consideraciones que se detallan a continuación parten de la base de que este objetivo de URE se constituye como primer eje central de la estrategia energética de Canarias y que condiciona los siguientes escenarios de demanda específicos.

### 6.4.2 Demanda interior de productos petrolíferos y de gas natural

Es evidente que en los próximos 20 años la demanda interior de productos petrolíferos va a sufrir unos cambios importantísimos en Canarias.

De una parte, la participación del fuel-oil y gas-oil va a descender de forma dramática en relación con el actual nivel de consumo. Ello va a ser la resultante de la progresiva introducción del gas natural en los actuales ciclos combinados de generación eléctrica (en Barranco de Tirajana y Granadilla) y su uso en los nuevos equipos que sustituyan los que vayan progresivamente siendo dados de baja en Jinámar y Candelaria. Asimismo, los consumos en el sector industrial van a ser sustituidos en algunos casos por gas natural y en el resto deberán reducir considerablemente sus consumos por el uso de las MTD. Complementariamente, el fuel oil utilizado deberá reducir su contenido en azufre, hasta niveles inferiores al 0,7-1% como máximo.

En cuanto al diesel oil y al gas oil utilizado en el sector eléctrico de algunas de las islas periféricas, es previsible una pequeña disminución de sus consumos, ya que parece que la tecnología de generación eléctrica basada en turbinas de gas y motores, es muy eficiente en sistemas insulares



aislados. Asimismo, la conexión de Gran Canaria con el sistema Fuerteventura-Lanzarote y la repotenciación de esta última conexión, podría aumentar el peso del gas natural en contra del uso de estos combustibles. En cualquier caso, parece evidente que se va a exigir, crecientemente, un menor contenido de azufre en estos combustibles derivado más de la emisión de partículas que de las emisiones de SO<sub>2</sub> y las lluvias ácidas que el mismo produce.

Una mayor incertidumbre existe en cuanto a la reducción del consumo de las gasolinas y gasóleos y, especialmente, en el caso de la automoción, al balance entre ambos combustibles.

De una parte, en el sector industrial es evidente que los consumos deben y pueden reducirse de forma muy importante por aplicación de la URE. En segundo lugar, en el sector residencial, especialmente hoteles y complejos turísticos, existe un importante nicho tanto para la URE como para formas descentralizadas de energía renovable, especialmente solar.

En el caso del sector de la automoción no sería descartable, que los compromisos en materia de cambio climático exigieran una congelación de los actuales niveles de movilidad terrestre generadores de GEI hasta al año 2030, con un importante aumento del transporte público de pasajeros. En segundo lugar la irrupción del vehículo eléctrico, ya sea de tipo puro o del tipo híbrido, va a quitar cuota de mercado a los combustibles tradicionales. En tercer lugar la participación de los biocombustibles, preferentemente ya previamente mezclados en las gasolinas y gasóleos entregados en el surtidor, va a restar todavía más cuota de mercado a estos combustibles tradicionales.

En cuanto al balance entre gasolinas y gasóleos, es evidente que los motores diesel tienen y tendrán un mejor rendimiento, pero la creciente exigencia de reducción de emisiones (estándares de CO<sub>2</sub> por Km.) exigidos a los fabricantes de automóviles va a reducir comparativamente estas diferencias, lo que se verá acentuado por los crecientes costes impuestos a la fabricación de gasóleos mínimamente contaminantes más la previsible progresiva desaparición de la "brecha fiscal"

entre ambos combustibles. La resultante es, por tanto, un descenso muy importante, posiblemente en el entorno del 50%, del consumo actual de gasolinas y gasóleos en el año 2030 y de forma similar entre ambos productos.

La evolución de otros derivados del petróleo, tales como los Gases Licuados del Petróleo (GLP), tiene menor relevancia derivado de su menor consumo relativo y en general deberán sufrir una reducción muy considerable, en torno al 50%, como consecuencia de las políticas de URE y la mayor penetración de energías renovables en el sector residencial y de su sustitución, en algunos casos, por gas natural. No obstante, es previsible que, hasta el año 2020, aumente el uso de GLP en forma de aire propanado, como etapa previa a la introducción del gas natural.

En cuanto al gas natural, las estimaciones realizadas en su momento por la empresa GASCAN para obtener, en el año 2004, la cofinanciación FEDER de las plantas de regasificación de Granadilla y Arinaga, eran que el 90% del mismo iba a tener, como destino final, la generación eléctrica, por lo que la previsión futura de este combustible se analizará posteriormente en los apartados relacionados con las demandas vinculadas con el sector eléctrico.

Demanda de productos petrolíferos vinculada a los suministros a aviación y barcos. Es evidente que la demanda de keroseno para aviación va a estar vinculada, aproximadamente, en un 30% a la evolución demográfica de Canarias (modulada por la capacidad sostenible de movilidad) y en un 70% a la evolución del sector turístico.

Aunque, en nuestra opinión, el precio ex-refinería del keroseno no va a aumentar de forma dramática en el horizonte 2030, el precio pagado por las aerolíneas va a hacerlo de forma más acusada por el creciente coste de los "derechos de emisión" vinculados al régimen de comercio de emisiones. Ello va a favorecer tanto la introducción acelerada de nuevos aviones y motores más eficientes (especialmente en rutas de media-larga distancia como Canarias), como nuevos sistemas de gestión del tráfico aéreo y mayores tasas de ocupación de los aviones. La resultante es que, a pesar del significativo aumento de las entradas



de turistas, el consumo de keroseno deberá disminuir en un 10% en el año 2030.

Una mayor dificultad presenta valorar el futuro de los suministros de combustibles de gas oil, diesel oil y fuel-oil a barcos en el horizonte 2030. En este caso coinciden factores favorables y desfavorables en relación con esta actividad. Entre los primeros habrían de citarse:

- Relanzamiento del comercio mundial y creciente apertura del comercio mundial de zonas como África Occidental y América del Sur.
- Calidad, competitividad y seguridad de los puertos canarios, en cuanto a suministros de combustibles y otras actividades conexas como reparaciones navales y suministro de pertrechos.
- Amplio número y elevada competitividad de las empresas suministradoras de combustible
- Oferta de combustibles tanto en dique como en suministro en fondeo.
- Asimismo, el desarrollo de posibles actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Canarias, podría consolidar a nuestra Región como un “polo de excelencia” para las muy importantes actividades de exploración en la costa occidental de África, lo que generaría un importante tráfico marítimo adicional, además de generar numerosos nuevos puestos de trabajo.

Sin embargo, no es posible ignorar aspectos que podrían incidir negativamente:

- El primero, y más relevante, sería la extensión del sistema comunitario de comercio de emisiones al tráfico marítimo realizado entre puertos comunitarios. Esta es una posibilidad que aunque parezca remota, no puede ser descartada aunque, si se adoptan desde este momento las actuaciones adecuadas, podría conseguirse que Canarias, junto al resto de Regiones Ultraperiféricas (RUP) quedarán exentas de la aplicación del mismo.

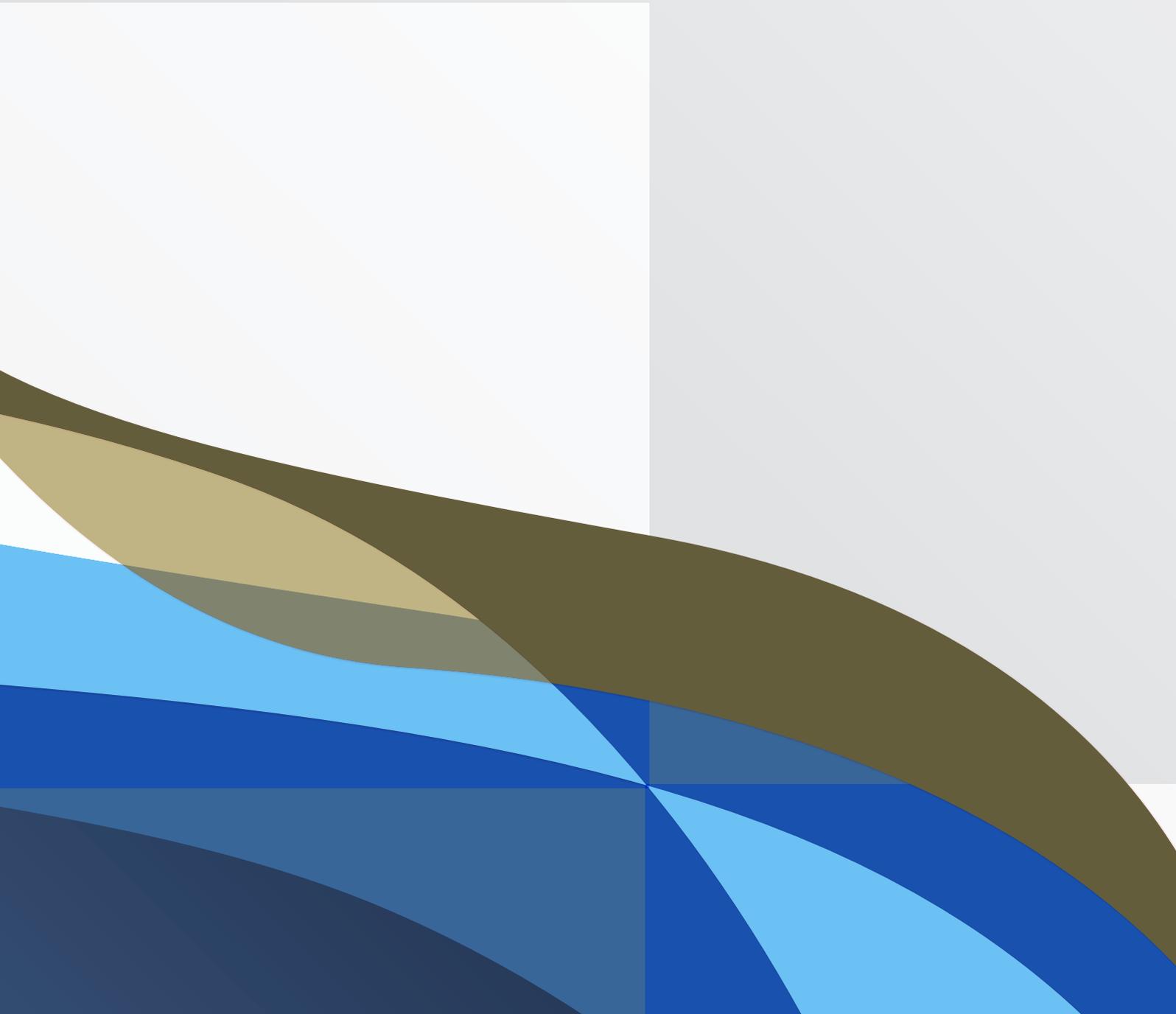
- El segundo, sería una caída de la competitividad de los puertos de Canarias en el transbordo de contenedores, ya sea por motivos de productividad laboral o por unas incorrectas políticas de tarificación portuaria.
- El tercero, es el posible efecto negativo que tendría el cierre, sin reemplazamiento, de la refinería existente en Canarias, sobre la seguridad, regularidad y precio de los suministros de productos petrolíferos.
- El cuarto, es la casi segura exigencia, de acuerdo con el Convenio MARPOL, de unos contenidos de azufre notablemente más inferiores en el fuel-oil marítimo a los actualmente establecidos. Ello puede llevar a una competencia desleal en otros puertos de suministro alternativos, si no se adoptan las adecuadas medidas de verificación de la calidad exigida al tráfico marítimo

Otorgando un mayor peso a los aspectos positivos y eliminando los efectos negativos (ya que en gran medida está en nuestra mano eliminar o minorar los mismos) se puede considerar un crecimiento de un 10% de los suministros de combustibles a barcos en el horizonte 2030, que compensaría en gran medida, por el gran volumen actual de esta actividad, la caída del consumo de gas oil y fuel oil en el sector eléctrico e industrial.





# 7.- EVOLUCIÓN TECNOLÓGICO Y ECONÓMICA DEL SECTOR ENERGÉTICO



## 7.1 Refino de petróleos

La actividad de refino de petróleos puede considerarse como muy madura y no son esperables cambios fundamentales en su estructura. En la actualidad, las áreas donde se trata de mejorar las tecnologías existentes son las siguientes:

- Mejora del rendimiento de las unidades de cracking catalítico e hidrocracking, especialmente en destilados medios.
- Tratamiento de crudos ultrapesados y procedentes de arenas y esquistos bituminosos.
- Mejoras de los procesos de desulfuración y tratamiento de los gases de escape de estas unidades.
- Minimización de impactos medioambientales, incluyendo la reducción cuasi total de fugas y pérdidas no intencionadas.

En relación con todas estas mejoras tecnológicas, la refinería de Santa Cruz de Tenerife no puede incorporar, por razones físicas y de rentabilidad económica, ninguna de estas tecnologías, exceptuando las relacionadas con la minimización de los impactos medioambientales.

## 7.2 Regasificación de gas natural.

Al igual que sucede en el caso de la refinería de petróleos, una planta de regasificación de gas natural es una tecnología madura, acentuada en este caso por la sencillez del proceso. En este caso, los temas tecnológicos, que podrían eventualmente ser objeto de mejora, son los siguientes:

- Utilización de nuevos componentes plásticos en la construcción de los tanques de regasificación, especialmente en lo relativo al aislamiento térmico.
- Minimización de impactos medioambientales relacionados con el uso de agua de mar para

recuperar el equilibrio termodinámico del proceso de regasificación.

- Diseño de sistemas de atraques y almacenamiento flotantes como alternativa al uso de instalaciones fijas en tierra.

En relación con esta última alternativa y dada la gran sensibilidad social que ha despertado el uso de los actuales puertos previstos en Arinaga y en Granadilla, se ha hecho un análisis de proyectos en marcha para instalaciones offshore y se han identificado tres proyectos de este tipo: uno en Italia en el mar Mediterráneo, otro en Colombia en su costa del Mar Caribe y, finalmente, una última propuesta en estudio, situada en Jamaica, también en el Mar Caribe, aunque, en este caso, se trata más bien de una planta de regasificación flotante y con almacenamiento en tierra firme.

Nos encontramos, por tanto, ante una tecnología probada y en crecimiento. Sin embargo, en nuestra opinión, presenta los siguientes inconvenientes en relación con el caso de Canarias:

- Es una tecnología muy minoritaria, básicamente por sus mayores dificultades tecnológicas y los problemas de seguridad de operación, en relación comparativa con las instalaciones situadas totalmente en tierra.
- Las de optar por las mismas son, en general, la inexistencia de posibles muelles fijos y la disponibilidad de aguas semi-interiores altamente protegidas o la urgencia de iniciar las operaciones de regasificación sin esperar a un largo proceso de construcción de un muelle convencional.
- Los costes de regasificación y almacenamiento son bastante superiores a los de instalaciones convencionales, más aun como es el caso de Canarias, donde existen instalaciones portuarias adecuadas.
- Estas infraestructuras de regasificación y almacenamiento flotante no están recogidas en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 y, por tanto, no estarían sujetas a las compensaciones económicas que allí legalmente se establecen.



## 7.3 Captura y almacenamiento de carbono (CCS)

La tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCS), que es enormemente prometedora y que según la Agencia Internacional de la Energía, va a ser la solución técnica y económica más eficiente, de forma global, para las emisiones del sector eléctrico, no puede ser de aplicación económica en Canarias debido al reducido tamaño de los grupos térmicos de generación, incluso en las dos islas capitalinas, ya que los tamaños mínimos económicos para usar estas tecnologías son muy superiores.

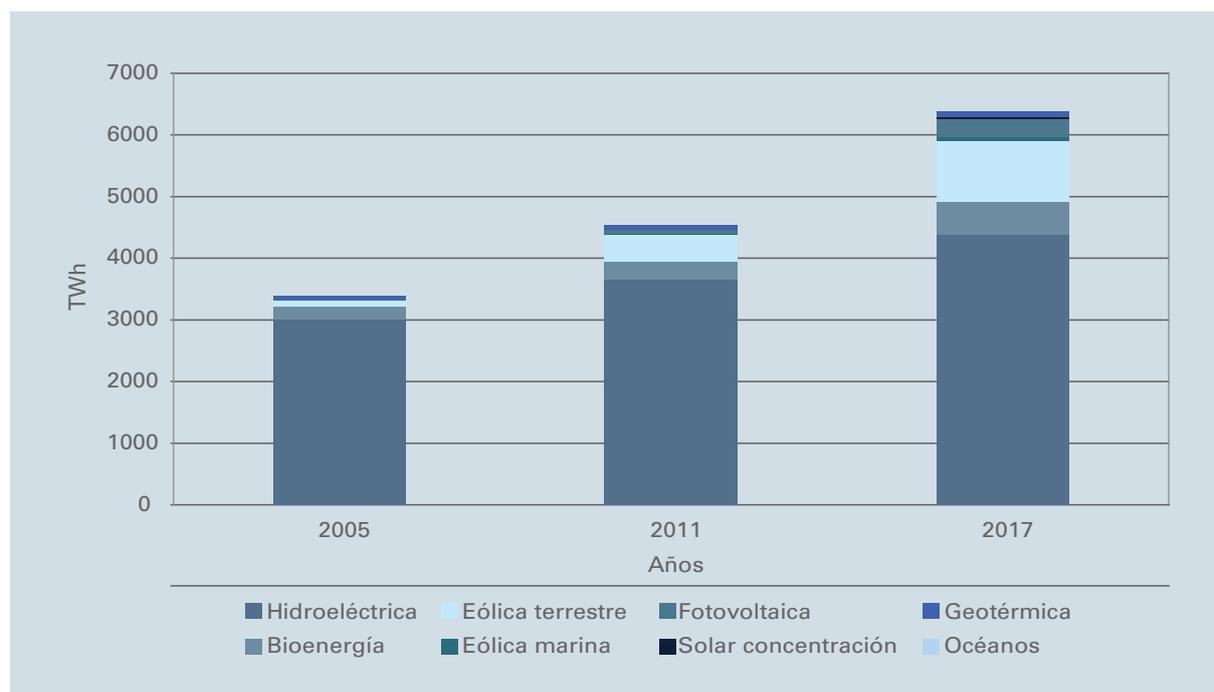
## 7.4 Valoración global de las energías renovables.

Este apartado pretende dar una primera valoración global de las perspectivas globales en cuanto al mercado y potencial de desarrollo del conjunto de las energías renovables, ya que en las mismas concu-

ren dos características comunes. La primera es que todas (salvo parcialmente la biomasa) son energías primarias destinadas no a su uso final, sino a ser transformadas en electricidad y ser, por tanto, en principio, potencialmente competidoras entre ellas mismas. En segundo lugar, que en mayor o menor grado, son energías con un recorrido tecnológico importante en el futuro y con unas curvas de costes de producción e instalación decrecientes en el tiempo, lo que abaratará el coste de la electricidad producida en las mismas.

En el siguiente análisis de evolución prevista de tecnologías renovables se ha utilizado un número importante de fuentes, entre las que las más relevantes han sido las publicaciones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), las del International Renewable Energy Agency (IRENA), las del Renewable Energy Center for the XXI Century (REN21) y, en materia de evolución futura de los costes de producción, asimismo, las de la Environmental Protection Agency (EPA) y del National Renewable Energy Laboratory (NREL) de los Estados Unidos .

Los siguientes gráficos, basados en Informes de la AIE del año 2011, señalan la evolución prevista de las energías renovables a nivel mundial entre los años 2005 y 2017, en que, como se aprecia, las energías renovables duplican su aportación.

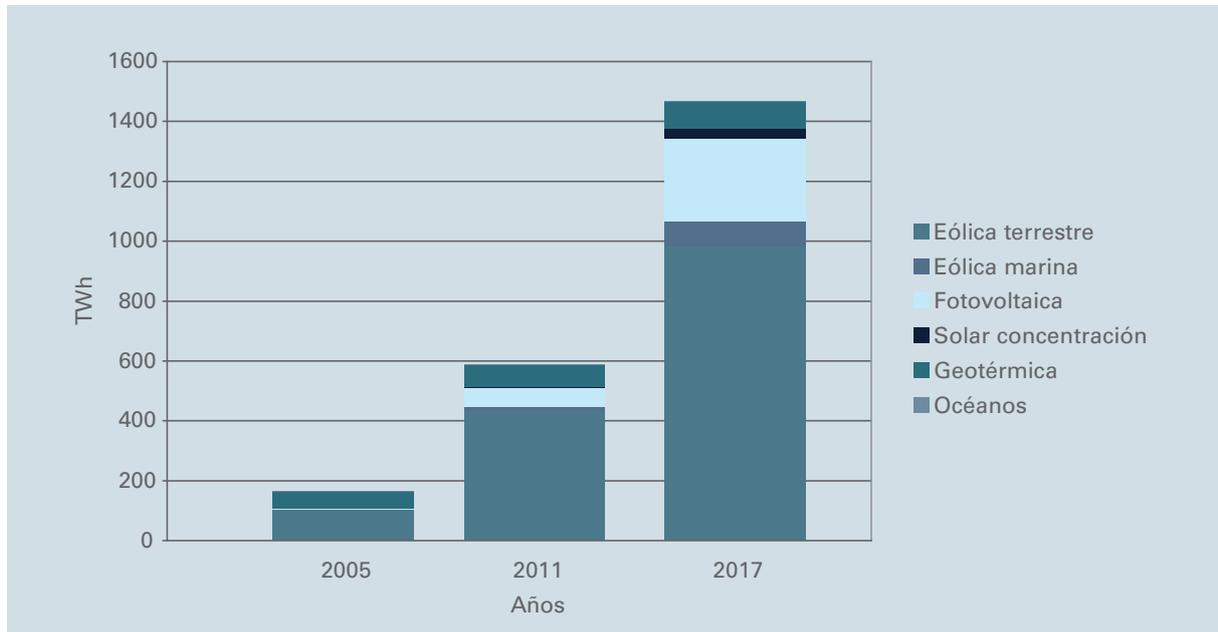


**Evolución aportación energías renovables.**



Sin embargo, el análisis global queda mediatizado por la extraordinaria importancia sobre el total de la energía hidroeléctrica, por lo que la siguiente grafica

refleja la misma evolución descontando el efecto de ésta y de la biomasa, de escaso potencial en Canarias, sobre el total.

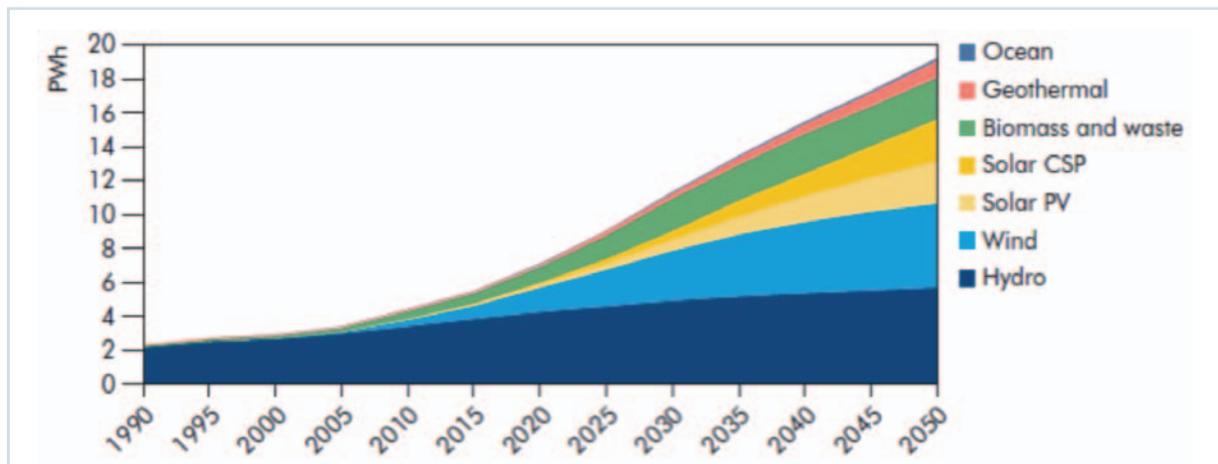


**Evolución aportación energías renovables (excluida hidroeléctrica y biomasa)**



La AIE también ha realizado previsiones de la evolución de las energías renovables a un plazo mayor que alcanza el año 2050, tal y como se in-

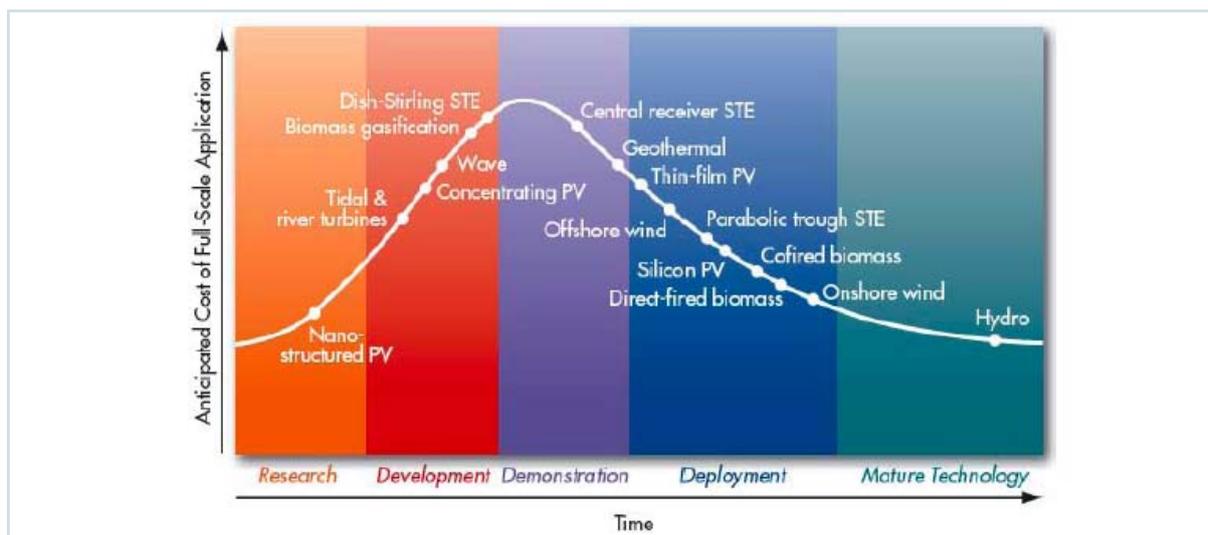
dicar en el grafico siguiente, sin que las energías eólica y solar pierdan su papel de máximo crecimiento.



Fuente: Agencia Internacional de la Energía. 2011

En el mismo, como puede comprobarse, la energía hidroeléctrica, que sigue siendo numéricamente la más importante, presenta una tendencia de ralentización del crecimiento, mientras que la eólica; la solar, tanto fotovoltaica como de concentración; y la biomasa crecen fuertemente. La energía oceánica, por el contrario, tiene un papel testimonial.

Existen numerosos estudios que han considerado las tecnologías en relación con las energías renovables. Por ello, en este análisis sintético queremos incorporar esta gráfica que describe, de forma global, la "madurez tecnológica" de estas energías.



Curva de Grubb para las tecnologías energéticas en el sector de las energías renovables.<sup>42</sup>

Finalmente, el siguiente cuadro da una primera indicación comparativa de los costes de instalación y operación y lo que se denomina “Levelized Cost

of Electricity” (que hemos traducido como “Coste Promedio de la Electricidad Generada”)<sup>43</sup> para las energías renovables más significativas.

Costes representativos de las diversas fuentes de energía renovable en Europa				
Tipo de energía	Coste de instalación 2010 (en US\$/Kw.)	Factor de uso de capacidad (en %)	Costes de operación y mantenimiento	Coste promedio electricidad generada (US\$/Kw-h)
<b>Eólica terrestre</b>	4.000 a 4.500	40 a 50%	0,027 a 0,048	0,14 a 0,19
<b>Fotovoltaica residencial</b>	3.800 a 5.800	14 (% eficiencia)		
<b>Fotovoltaica gran escala</b>	3.600 a 5.000	8 - 9 (% eficiencia)		0,26 - 0,59
<b>Solar de concentración (con almacenamiento de 6 - 7,5 horas)</b>	9.000 a 10.500		0,02 a 0,035	0,17 a 0,29
<b>Mini hidráulica</b>	1.300 - 8.000	20 a 95%	0,013 a 0,032	0,02 a 0,27

Fuente: IRENA Renewable Cost Series 2012

Como puede comprobarse, la energía eólica terrestre es claramente la más competitiva de todas aquellas con potencial productivo a gran escala en Canarias. Se ha incluido la minihidráulica (la cual tiene unos rangos de variabilidad enorme) para ver sus posibilidades reales frente a estas otras energías.

En el análisis energía a energía que se detalla en los puntos siguientes, se ha procurado, para facilitar un mejor análisis comparativo, establecer un formato común para todas ellas que contemple los siguientes elementos:

- Breve descripción de su relevancia para Canarias.

- Análisis sintético de sus perspectivas tecnológicas y de las dificultades que se pueden plantear hasta el año 2025.
- Previsión de la evolución de sus costes de producción hasta el año 2025.

## 7.4.1 Energía eólica onshore y offshore.

Estas energías son absolutamente relevantes para Canarias ya que, además de tener un bajo coste de generación de electricidad, tienen en Canarias numerosas partes del territorio con un potencial de viento en frecuencia y velocidad excelentes.

<sup>42</sup> Fuente: Electric Power Research Institute (EPRI). 2010

<sup>43</sup> El “Levelized Cost of Electricity” puede definirse como el precio de electricidad para un proyecto que incluye los costes variables anteriormente mencionados, más una rentabilidad prefijada en los capitales invertidos.

Mientras que, para el caso de la energía eólica terrestre, se cuenta con excelentes y bien documentados estudios detallados en cuanto a localización territorial óptima, no parece que se cuente con información similar en el caso de la energía eólica offshore, donde además de los regímenes de viento, se necesitan datos adicionales como batimetría, corrientes, altura y frecuencia de ola máxima.

La energía eólica terrestre es una tecnología madura, que únicamente tiene una curva de aprendizaje favorable en cuanto a tamaños de turbina, cierta mejora en rendimientos y especialmente una reducción de costes por kW instalado, parcialmente por mejora de procesos productivos y mayoritariamente por una intensificación de la competencia con entrada de nuevos productores. Para dar una idea aproximada de este potencial, el tamaño medio de las turbinas instaladas en el mundo es de 1,16 MW (BTM Consult, 2011) mientras que existen, desde hace años, en el mercado turbinas de 5 MW, siendo las más frecuentemente instaladas en estos momentos de entre 2 y 3 MW. Por el contrario, según las fuentes consultadas, existían a nivel mundial 665.000 turbinas de menos de 100 KW. Ello ofrece una posibilidad importante de aumento de las capacidades instaladas, consistente en la mera

sustitución de pequeñas turbinas por otras de dimensión media utilizando los mismos emplazamientos.

La energía eólica offshore, aunque comparte muchos de los aspectos tecnológicos de las anteriores, tiene problemas específicos de mayor envergadura, como, por ejemplo, los derivados de los problemas de instalación, sustentación y diseño de mecanismos correctores de la inclinación producida por las olas sobre el plano de incidencia del viento en las palas de la turbina o los de anclaje sobre torre única o sobre trípode (en razón del tamaño de la turbina y de las condiciones meteorológicas), problemas de corrosión, incluso, de su construcción en zonas de mar agitado. Por razones evidentes, los costes de instalación y mantenimiento de estos equipos serán siempre considerablemente superiores a los onshore, aunque estas desventajas se pueden ver compensadas por un mayor rendimiento y por un menor impacto visual y de ocupación de territorio. Por ello están en diseño turbinas para instalación offshore de hasta 10 MW.

Finalmente, el siguiente cuadro da unas indicaciones, de acuerdo con diversas fuentes, de la evolución esperada de los costes de la energía eólica terrestre a nivel mundial.

Previsiones de reducción de costes de la energía eólica terrestre (En % para el año citado)						
Entidad	Año de realización de la estimación	2015	2020	2025	2030	2040
<b>Agencia Internacional de la Energía</b>	2009					
<b>European Wind Energy Association</b>	2011	-11	-22	-28	-29	
<b>Global Wind Energy Council</b>	2010	-6	-10		-17	
<b>Mott MacDonald</b>	2011					-23
<b>US Department of Energy</b>	2008					

Estos datos coinciden con un Informe todavía más reciente, de mayo del 2012, del National Renewable Energy Laboratory del Department of Energy (DOE) de los Estados Unidos para la Agencia Internacional de la Energía, donde se analizan 18 escenarios de futuro realizados por 13 entidades diferentes y donde se concluye que, entre el año 2010 y el 2025, se pueden producir una reducción de costes de entre un 15% y un 30% para la generación eléctrica basada en energía eólica.

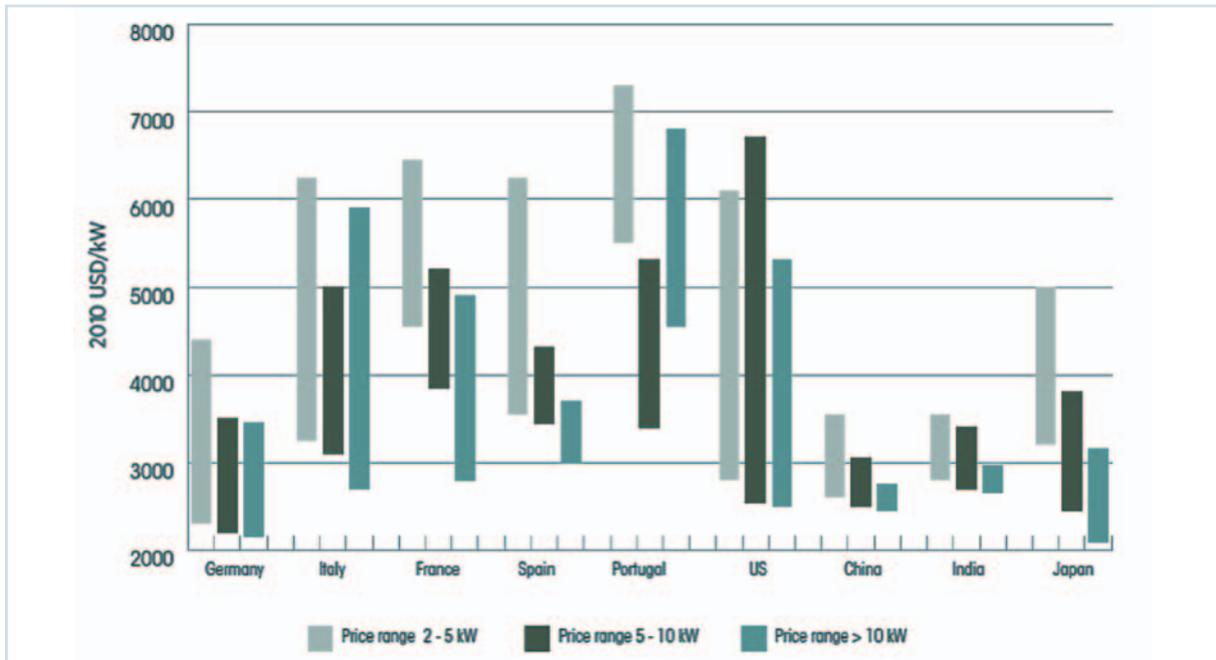
## 7.4.2 Energía fotovoltaica

Las tecnologías relacionadas con la energía fotovoltaica, ya sean basadas en módulos de laminas finas o de sílice cristalina, pueden considerarse como tecnologías en ebullición, estimándose que tienen un "factor de aprendizaje" del 22%, con lo que el coste de producción se reduce en ese factor por cada aumento de la producción de un 100%, cosa que



ha ocurrido en el pasado inmediato debido al fuerte crecimiento de la instalación de paneles, residenciales y a gran escala, basados en esta tecnología. No obstante, debe citarse que, según IRENA, existen

diferencias importantes en el coste del Kw. Instalado, como puede comprobarse en la grafica siguiente, entre los 3.800 US\$ por Kw. instalado en Alemania, a los 5.700 US\$ en el caso de Italia o España.

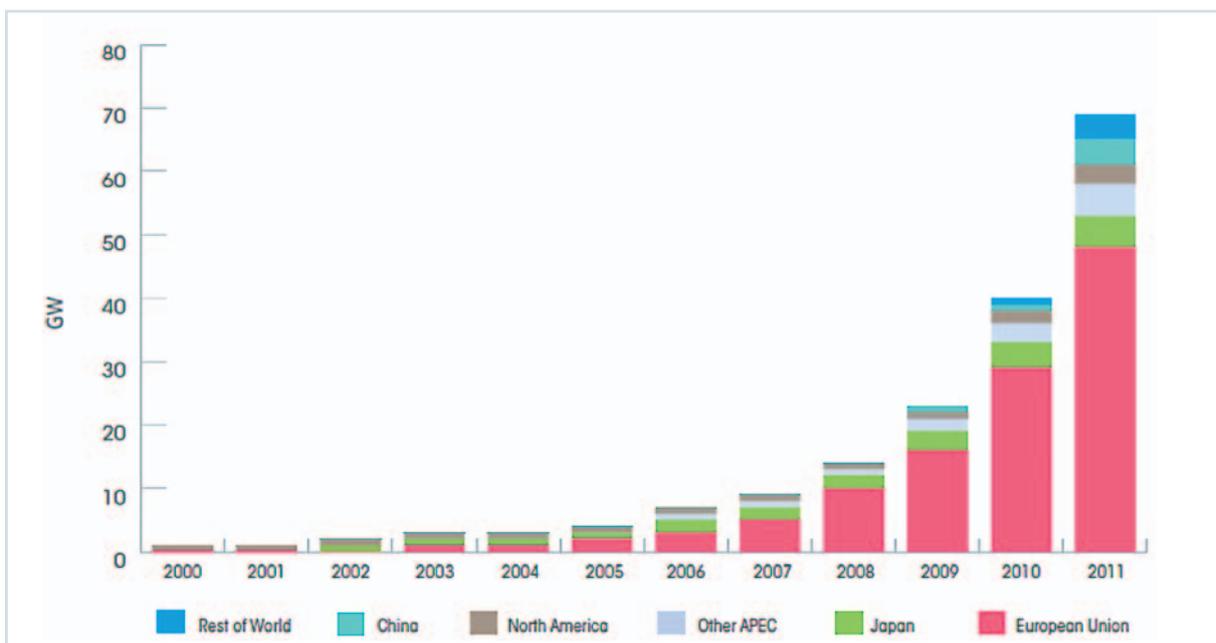


Fuente: IRENA. Solar Photovoltaics. Cost Analysis Series. 2012.

Estas tecnologías son las que se denominan de segunda generación, existiendo una "tercera generación" basada en lo que se conoce como energía fotovoltaica de concentración (o CPV en sus siglas inglesas) y células fotovoltaicas orgánicas (Organic PV Cells) que están en fase avanzada de experimen-

tación a nivel de laboratorio.

La gráfica siguiente refleja el crecimiento exponencial de la capacidad instalada basada en esta tecnología y que ha tenido lugar, muy singularmente, en la Unión Europea.



Fuente: European Photovoltaic Industry Association (EPIA)



No obstante, al mismo tiempo, las incertidumbres que rodean el futuro crecimiento de la instalación de estas tecnologías, condicionan el coste de producción e instalación, haciendo dependiente a unas de las otras. Ello es así ya que, en el pasado, estas producciones de electricidad de origen fotovoltaico, singularmente en la Unión Europea, han recibido una política activa de promoción que, a la luz de la situación económica imperante, se hace más dudosa para el futuro.

Existen recientes proyecciones de coste futuro, tales como las de la Department of Energy de los Estados Unidos, que estiman que, en el año 2016, el coste de los sistemas fotovoltaicos de gran dimensión será de 2.200 US\$/Kw. o de 3.500 US\$/Kw. para la generación a nivel residencial. Otros expertos (Godrich, 2012) vaticinan un continuado descenso en el año 2020, de entre 1.710 y 1.910 US\$/Kw. para los sistemas fotovoltaicos de gran dimensión y de 2.290 US\$/Kw. para la generación a nivel residencial, siempre y cuando el mercado continúe creciendo a ritmos similares y ello produzca una continuación de la reducción de costes.

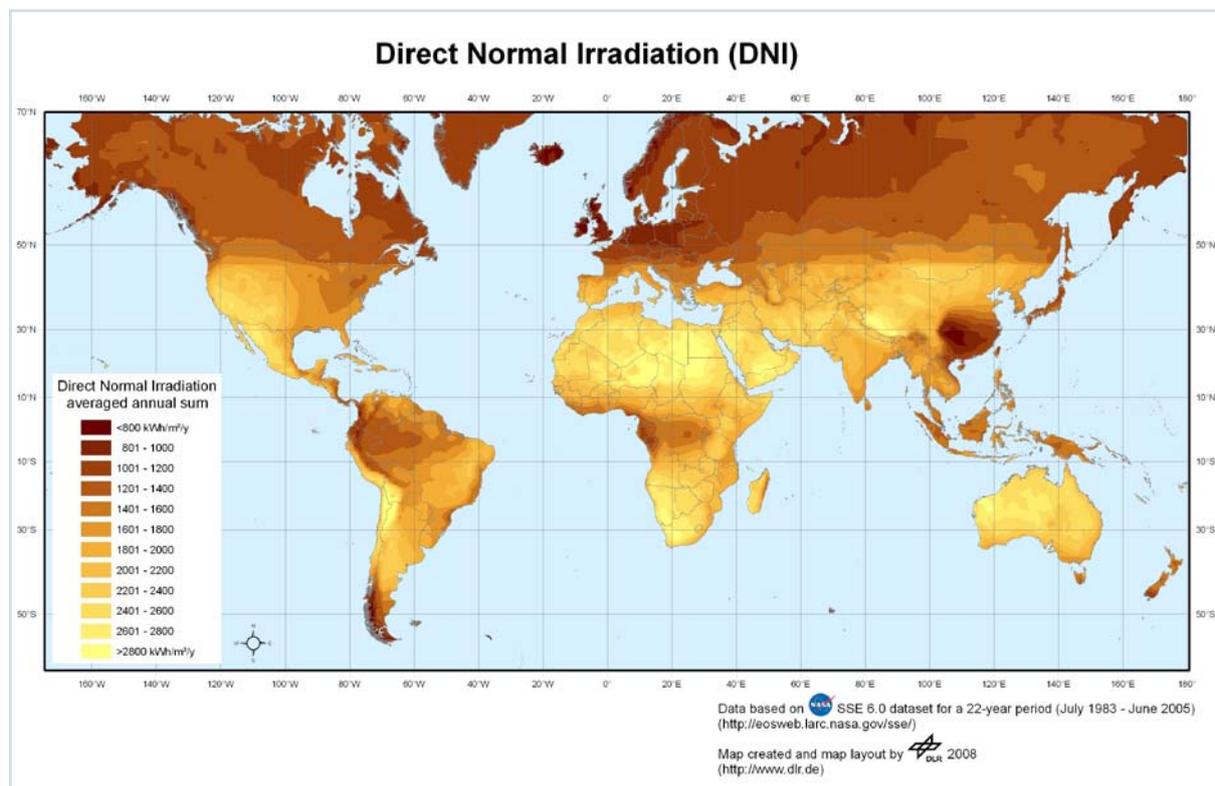
Es decir, que sólo la garantía de un crecimiento importante del mercado (basado posiblemente en

una reducción del coste esperado de la electricidad producida) puede asegurar que dicha reducción del precio se haga efectiva. Por tanto, sería necesario que, a nivel mundial, hubiera un número significativo de países que apostaran por estas tecnologías para que el coste de las mismas y de la generación de electricidad se redujera globalmente a niveles aceptables.

### 7.4.3 Energía solar de concentración

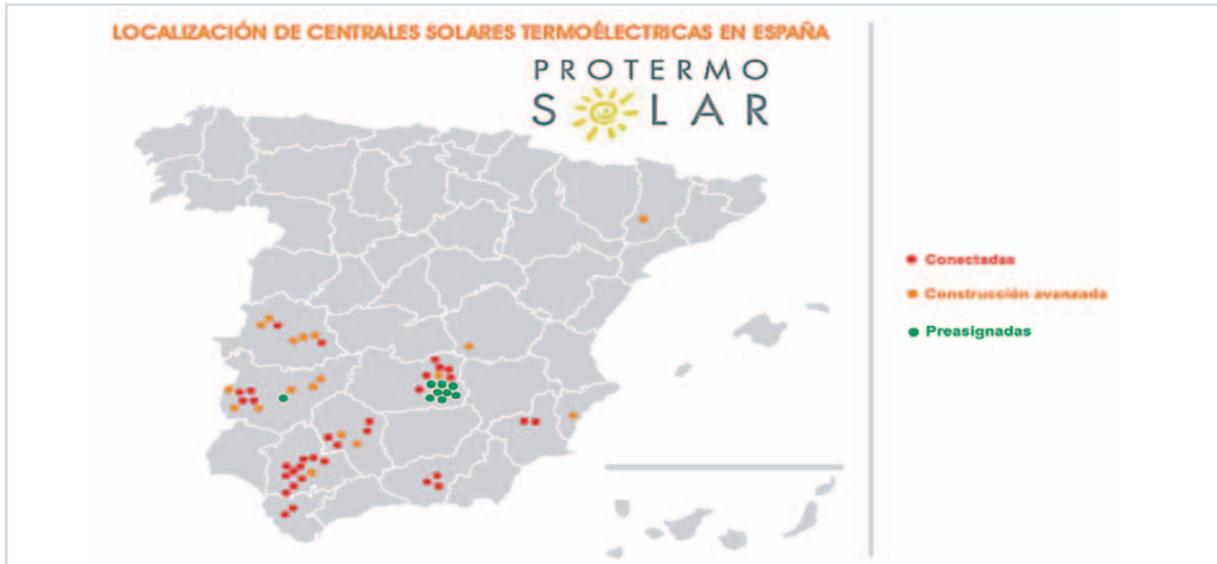
Esta tecnología tiene diversas formulas, de las cuales dos (concentración parabólica y torre solar) tienen ya estatus comercial y, otras dos, están en fase de experimentación (Linear Fresnel y Dish-Stirling). España es líder mundial tanto en capacidad instalada (con más de un 60% del total mundial) como en empresas comprometidas en esta tecnología (especialmente Abengoa Solar, SENER y ACS). Debe mencionarse que, a diferencia de las tecnologías fotovoltaicas antes mencionadas, esta tecnología requiere una radiación solar directa.

Tal y como se refleja en la gráfica siguiente, Canarias está excelentemente situada para usar esta tecnología en cuanto a las condiciones de radiación solar.



Como se aprecia en el siguiente mapa, a pesar de que España es líder mundial en esta tecnología y cuenta con numerosas plantas en servicio o en proyecto, ninguna de ellas se encuentra en Canarias. Por la cantidad de superficie requerida y el impacto visual relativamente importante, en

Canarias no se ha planteado esta alternativa de producción renovable, al menos en los primeros momentos de evolución de la misma, en los que, además, los costes a los que produce (en torno a 300 €/MWh para plantas de 50 MW) no son competitivos frente a otras alternativas.

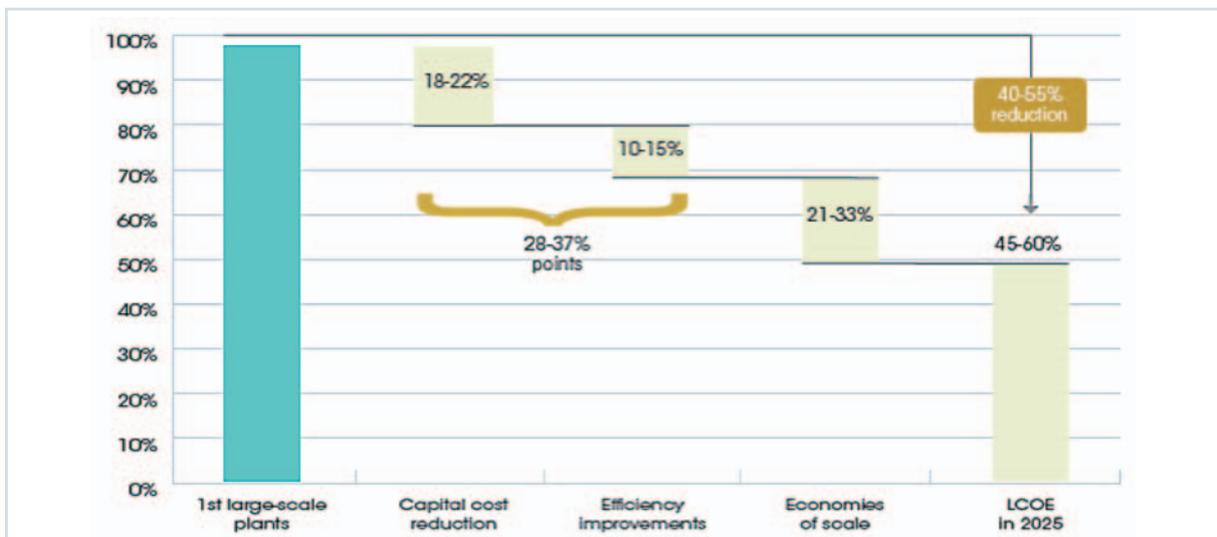


Fuente: Asociación Española de la Industria Solar Termoelectrica (2012)

Existe, según las fuentes consultadas, un gran potencial de reducción de costes del 30%, entre el año 2010 y el año 2025, para la tecnología de torres solares y del 40% en el caso de la tecnología de concentración parabólica. No obstante, los datos disponibles son todavía escasos y, por tanto, limitados como para poder hacer una proyección con total certeza. Sin embargo, el propio hecho de que esta tecnología se encuentra en una fase inicial de su lanzamiento comercial ofre-

ce buenas posibilidades de reducción de costes, basadas en una mejor competitividad en la fabricación de equipos y componentes y, mejoras en la eficiencia de transformación de la radiación solar en electricidad.

La siguiente grafica indica, para cada componente del coste de la electricidad generada, las posibilidades de reducción del mismo entre el año 2010 y el año 2025.



Fuente: A.T.Kearney y ESTELA. 2010

Según IRENA, la tecnología de torres solares podría ser la de mayor crecimiento en el futuro, debido a su mayor eficiencia y menores costes de almacenamiento del fluido térmico. Esta tecnología tiene algunas ventajas sobre la fotovoltaica para aplicaciones, como aire acondicionado, en horas de insolación baja y en zonas de elevada radiación térmica y alta temperatura ambiente.

#### 7.4.4

### Otras fuentes renovables con posible potencial en Canarias

Aunque, como se ha visto, la energía de los océanos parece tener algunas posibilidades cara al futuro, sus tecnologías están todavía en fase de experimentación y no parecen que vayan a ser competitivas a corto plazo, existiendo otras alternativas más prometedoras para Canarias en el horizonte del año 2025.

La energía geotérmica es una energía tecnológicamente madura y plenamente competitiva allí donde se dan las condiciones adecuadas (por ejemplo las islas Azores o Islandia). En Canarias, muy recientemente se ha demostrado un cierto interés por desarrollar algún proyecto industrial de pequeña dimensión.

Por último la biomasa. En un Archipiélago como Canarias con un déficit hídrico estructural, parece difícil pensar en un aprovechamiento masivo de la misma ya sea en forma de cultivos energéticos o por aprovechamiento de residuos agrícolas y forestales (residuos de platanera, tomate o gestión sostenible de los bosques) para la generación de electricidad (lo que no descarta que los mismos ya se estén aprovechando de forma descentralizada).

Sin embargo, vinculadas a la biomasa existen varias áreas donde existen oportunidades interesantes:

- Fabricación de biocombustibles para su incorporación en gasolinas y gasóleos con destino al mercado interior de Canarias e incluso a la exportación.
- Generación de electricidad a partir de biogás en granjas avícolas y porcinas.

- Generación de electricidad a partir de la recuperación del biogás de los vertederos.

En relación con el primero debe recordarse que, según la legislación comunitaria en vigor, tanto la gasolina como el gasoil de automoción utilizado en Canarias deberán incluir un 5,75 % de biocombustibles (bioetanol y biodiesel). Ello abre una interesante posibilidad de fabricar los mismos en Canarias, aunque tal posibilidad debe estar plenamente interrelacionada con la existencia de una capacidad de refinación propia en las islas ya que, de otra forma, será costoso y complicado para los importadores de estos productos realizar tal adición sobre productos traídos del exterior y que carezcan de tales biocombustibles en su formulación. Tenemos constancia de que hay habido algunos intentos, en el pasado reciente, de construir plantas de este tipo que no han prosperado.

El biogás a partir de residuos constituye una buena oportunidad para Canarias por un doble motivo:

- Es una fuente energética, que sólo de forma excepcional, está siendo aprovechada.
- La recuperación energética del biogás, no sólo permite generar electricidad sino que coadyuva, de manera muy importante, a reducir las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI) de Canarias, en línea con los compromisos adquiridos en el actual Protocolo de Kioto y en cualquier compromiso internacional adoptado en el futuro.

En relación con este último punto debe citarse que el biogás está constituido muy mayoritariamente por metano, por lo que su recuperación energética produciendo electricidad supone una emisión de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, según las reglas de contabilidad de emisiones establecidas para el Protocolo de Kioto las emisiones de CO<sub>2</sub> vinculadas con residuos de la biomasa no se contabilizan como tales (en realidad se consideran neutrales durante el ciclo de vida del producto) y, especialmente, cada tonelada emitida de metano tiene lo que se denomina un "poder de calentamiento equivalente" a 21 toneladas de CO<sub>2</sub>, con lo que la recuperación energética del metano es muy significativa desde el punto de vista de la reducción de emisiones de GEI.

De acuerdo con el último Inventario publicado de emisiones de GEI de Canarias<sup>44</sup>, las emisiones de metano procedentes del sector agrícola eran de 6.096 toneladas (sin que existiera ninguna recuperación) y las del sector de los residuos en vertederos de 94.093 toneladas. Para darnos cuenta de la importancia de estas emisiones, podemos decir que en ese año 2005, las emisiones totales de metano suponían el 4,5% de las emisiones totales de GEI en Canarias (de acuerdo con la ponderación por su poder de calentamiento global) y, singularmente con un crecimiento récord del 123% desde el año de base de 1990. Por tanto, una recuperación del metano, para generar electricidad, aunque sea parcial, tiene unos beneficios intangibles muy importantes que no es posible ignorar.

Las tecnologías de recuperación de biogás, ya sea en granjas o en vertederos, están muy probadas y tienen unos costes globales aceptables, incluso si se toman en cuenta las instalaciones de recuperación del metano (estos costes son muy variables para cada vertedero y exigen además una gestión sostenible de los mismos). En la actualidad está funcionando satisfactoriamente la recuperación y generación de electricidad del vertedero de Arico en Tenerife y existen proyectos, con un grado desigual de funcionamiento, en los vertederos de Salto del Negro y Juan Grande en Gran Canaria y Zonzamas en Lanzarote.

## 7.5 Sistemas de almacenamiento de electricidad

Una de las características de las energías renovables es su carácter discontinuo, que hace que sus producciones de electricidad asociada no pueden gestionarse para coincidir con la curva de demanda diaria. Ello se hace aún más relevante en Canarias, ya que al ser sistemas insulares (o bi-insulares aislados) no permite la compensación de producciones en sistemas eléctricos (como el peninsular) mucho más amplios. Circunstancia agravada en islas por el hecho de que las centrales convencionales térmicas, o al menos los grandes

grupos de ellas, tienen que mantener una “capacidad rodante mínima” que actúa de base para garantizar el suministro en todo momento, haciendo la gestión de los sistemas eléctricos insulares extraordinariamente compleja y dando lugar a la desconexión automática de, por ejemplo, parques eólicos o grandes instalaciones fotovoltaicas, por no encontrar su electricidad un posible vertido puntual en la red.

La alternativa es contar con sistemas directos e indirectos de almacenamiento de electricidad, que guarden esos excesos puntuales de la energía eólica y fotovoltaica y que, a sensu contrario, sean capaces de verter esos excedentes a la red, cuando las condiciones meteorológicas (viento o insolación) sean desfavorables. En relación con estos excedentes, debe distinguirse entre los excedentes puntuales (que se producen frecuentemente a lo largo del día) y los excedentes en horas de baja demanda (que son generalmente gran parte de las horas nocturnas y donde, por tanto, solo afectan a la energía eólica).

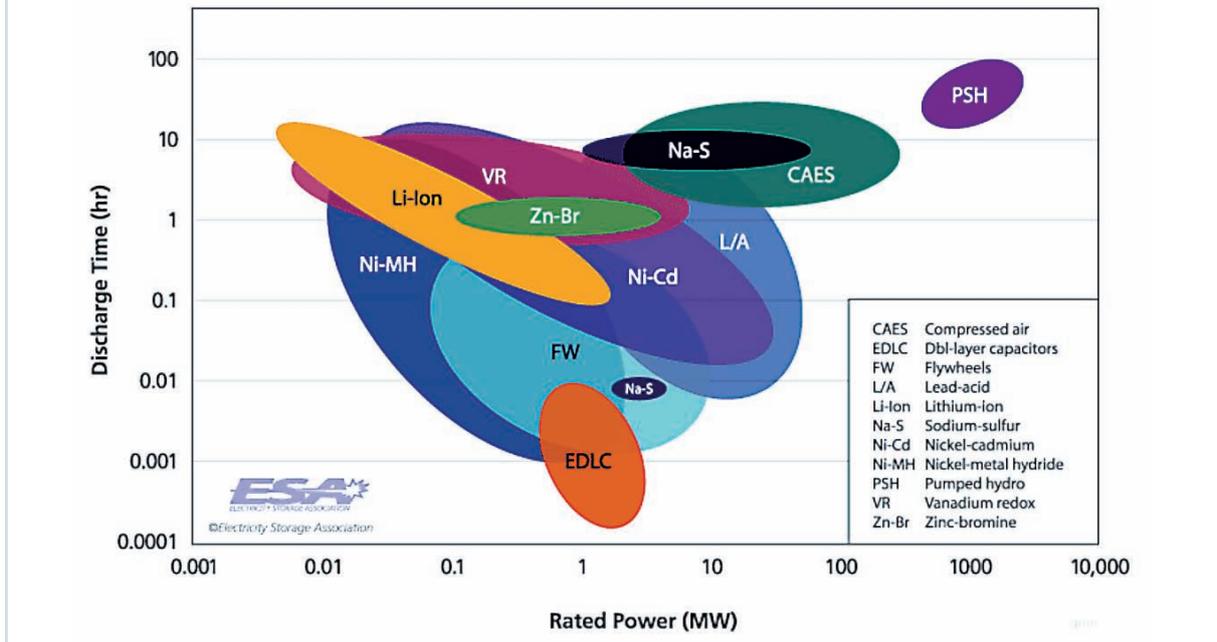
**Bombeo**  
es el sistema tradicional de  
almacenamiento energético para  
una posterior producción eléctrica.  
Sigue siendo el método de  
almacenamiento más utilizado  
y menos costoso.

Existen diferentes tipos de generación con almacenamiento de energía eléctrica, con diferentes utilidades en función de sus prestaciones y costes. Sin embargo el tradicional sistema de producción eléctrica con bombeo de agua para su posterior utilización en turbinas hidroeléctricas es, con diferencia, el de menor coste y mayor capacidad de almacenamiento, que viene utilizándose con éxito desde hace más de 50 años.

<sup>44</sup> Inventario de emisiones de GEI en Canarias en el año 2005. Agencia Canaria de Desarrollo Sostenible y Cambio Climático. 2008. Existe según nuestras informaciones una versión actualizada correspondiente al año 2008 y elaborado por la Agencia Canaria de Desarrollo Sostenible y Cambio Climático, que sólo ha sido hecha pública de forma muy limitada. <http://climaimpacto.eu/seguimiento/inventario-de-gases-efecto-invernadero-en-canarias-gei/>

# System Ratings

Installed systems as of November 2008



Comparación de tecnologías de almacenamiento.<sup>45</sup>



Una central de generación hidroeléctrica de bombeo es un tipo especial de central hidroeléctrica que tiene dos embalses. El agua contenida en el embalse situado en el nivel más bajo —embalse inferior—, es bombeada durante las horas de menor

demanda eléctrica o durante las horas con exceso de producción renovable al depósito situado en la cota más alta —embalse superior—, con el fin de turbinarla, posteriormente, para generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico.



45 Electricity Storage Association. [http://www.electricitystorage.org/technology/storage\\_technologies/technology\\_comparison](http://www.electricitystorage.org/technology/storage_technologies/technology_comparison)

Dado que la práctica totalidad de las islas de Canarias deben contar con agua desalada para el abastecimiento, existe la posibilidad de almacenar los excedentes de electricidad en forma de agua desalada para su consumo posterior. Este almacenamiento llevaría consigo la necesidad de sobredimensionar la capacidad nominal de las plantas de desalinización y de los tanques de almacenamiento, para permitirles aumentar su régimen de funcionamiento en horas de bajo consumo o cuando existan excedentes importantes de energía renovable que no puedan ser absorbidas por la red de transmisión eléctrica.

Esta posibilidad ya fue contemplada en el PECAN 2006, pero no parece que se haya puesto en marcha de forma real. Las plantas existentes en general funcionan con un régimen cuasi constante a pesar de tener precios de energía mucho mejores en horas valle,

del orden de un 50% más barata. La tecnología de membranas para la ósmosis inversa en general prefiere ese régimen constante. En todo caso se dan las condiciones de mercado necesarias para que si en un futuro los sobrecostes de dimensionamiento de las instalaciones desaladoras y de almacenamiento de agua desalada se pudieran ver compensados por los menores costes de la energía utilizada para la misma, los agentes propietarios de las plantas se acogerían sin ningún tipo de impedimento a través de las ofertas de consumo de energía que le proporcionan las distintas comercializadoras que operan en Canarias.

El cuadro siguiente indica, para las tecnologías citadas (con exclusión de la desalación de agua de mar), indicadores representativos, tales como potencia, tiempo de descarga, eficiencia, vida útil, costes de capital y coste total del almacenamiento.

Tipo de almacenamiento	Potencia (MW)	Tiempo de descarga	Eficiencia (En %)	Vida útil (en años)	Costes de capital (En US\$/Kw.)	Coste total del almacenamiento (En US\$/Kw.)
<b>Hidráulica reversible</b>	250-1000	10 horas	70-80	Más de 30	2000-4000	50-150
<b>Baterías Li-Ion</b>	menos de 5	15 min - 4 horas	90DC	8-15	2500-3000	250-500
<b>Baterías de plomo</b>	3 -- 20	10 seg. - 4 horas	75-80 DC	4 --8	1500-2000	No disponible
<b>Baterías de NaS</b>	30-35	4 horas	80/85 DC	15	100-2000	50-150

Existen diversas referencias de utilización de sistemas de almacenamiento de energía en sistemas eléctricos, pero en general se trata de sistemas experimentales, sistemas militares, o sistemas en explotación en condiciones específicas como lugares muy remotos o aislados, e incluso sistemas ligados a la producción de energías renovables para dotarlas de mayor estabilidad.

El IRENA publicó en 2012 un interesante documento en el que recoge algunas recomendaciones de uso de estas tecnologías de almacenamiento especialmente para sistemas aislados<sup>46</sup>. Recoge igualmente un resumen de 10 casos de utilización de sistemas de almacenamiento electroquímico en diferentes sistemas aislados. El de la isla caribeña de Bonaire es, quizás, el más representativo con el uso de una batería de Ni-Cd de 3 MW y 0,1 MWh de almacenamiento.

En Canarias se anunció por parte de ENDESA el despliegue experimental de tres tecnologías de al-

macenamiento que entrarían en servicio en este año 2013: Batería de Ión-Litio en Gran Canaria-La Aldea de 1 MW y 3MWh de capacidad; ultracondensador en La Palma de 4 MW y 20 MWs; volante de inercia en La Gomera de 0,5 MW y 18 MWs.

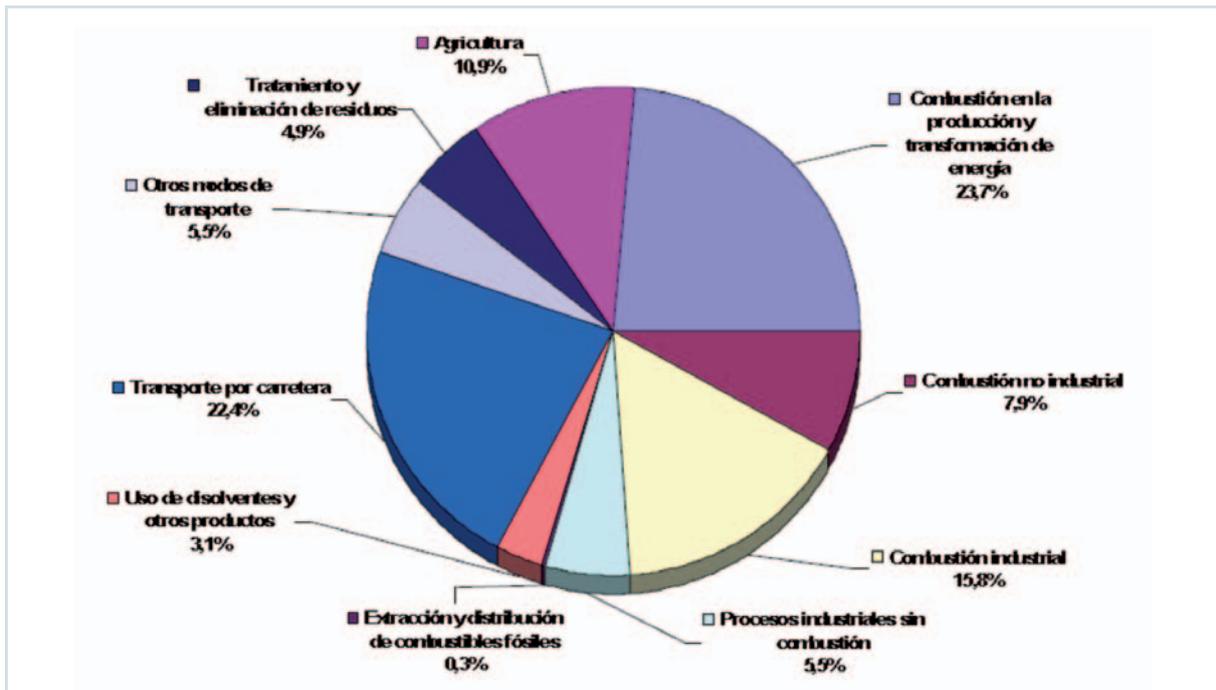
## 7.6 El vehículo eléctrico

El sector transporte es el principal responsable de las emisiones de CO<sub>2</sub>, absorbiendo el 28% de la energía final consumida a nivel mundial. En Canarias el sector transporte realizó unas emisiones de gases de efecto invernadero de 7.200 Giga-gramos de CO<sub>2</sub> equivalentes (Gg) en 2011, mientras que la generación eléctrica fue responsable de 5.925 Gg<sup>47</sup>. Por tanto, abordar la electrificación del transporte, significa abordar la eficiencia energética del principal consumidor de recursos energéticos, y de la fuente de mayores emisiones de gases a la atmósfera.

46 Electricity Storage and Renewables for Island Power. IRENA, mayo 2012.

47 Tablas 5.2.1 y 5.1.1 del Anuario Energético de Canarias 2011.





Distribución de las emisiones de GEI en España año 2011.<sup>48</sup>

Según diversos estudios<sup>49</sup>, la cadena energética de vehículo de combustión respecto al vehículo eléctrico, lo que se denomina “del pozo a la rueda” (well to wheel), es mucho más eficiente en éste, del orden del doble de eficiente. Es decir, con el vehículo eléctrico se consume la mitad de energía primaria para el mismo desplazamiento que con el vehículo convencional.

Si además se considera que en la generación de electricidad intervienen varias fuentes de energía, entre ellas las renovables, que no realizan emisiones de GEI, la reducción de emisiones que puede alcanzarse con la entrada del vehículo eléctrico en el parque automovilístico es muy considerable.

**Mitad** de energía se consume con un vehículo eléctrico respecto a uno de combustión para realizar el mismo recorrido. Eficiencia, reducción de emisiones y de ruido son algunas de las ventajas del Vehículo Eléctrico.

Los vehículos eléctricos, en sus diferentes modalidades, pueden, por tanto, contribuir sustancialmente

a la movilidad sostenible mediante la descarbonización (reducción de la huella de carbono) del transporte de viajeros por carretera. Resumiendo, presentan las siguientes ventajas:

- Son mucho más eficientes energéticamente que los vehículos convencionales.
- Pueden ser alimentados con electricidad generada a partir de una amplia gama de fuentes de energía, incluidas las fuentes renovables.
- No generan emisiones directas y locales, contribuyendo a reducir drásticamente las emisiones de CO<sub>2</sub>, óxidos de Nitrógeno (NOX), monóxido de carbono (CO), hidrocarburos totales (HTC) y partículas. Alimentándose con renovables, tendrían prácticamente cero emisiones de gases y partículas en su funcionamiento.
- Se puede cargar con la energía generada por las energías renovables cuando hay un excedente en la oferta, contribuyendo a un mejor aprovechamiento de éstas.
- Reducen considerablemente la contaminación acústica.
- Al permitir su alimentación a partir de fuentes de energía autóctonas, reducen la dependencia energética exterior y contribuyen al autoabastecimiento.

48 Fuente: Ministerio de Agricultura, alimentación y Medio Ambiente, “Avance de la estimación de emisiones GEI 2011”  
 49 “El vehículo eléctrico y la eficiencia energética global”, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universitat Politècnica de Catalunya. R. Bargalló, J. Llavéras, H. Martí

El vehículo eléctrico es una tecnología ya en fase de lanzamiento comercial, existiendo desde hace un par de años distintas alternativas para el usuario, aunque tiene todavía que recorrer un camino tecnológico importante en el futuro, que permitirá reducir notablemente algunas de las barreras que actualmente presenta para un uso más extendido entre los ciudadanos:

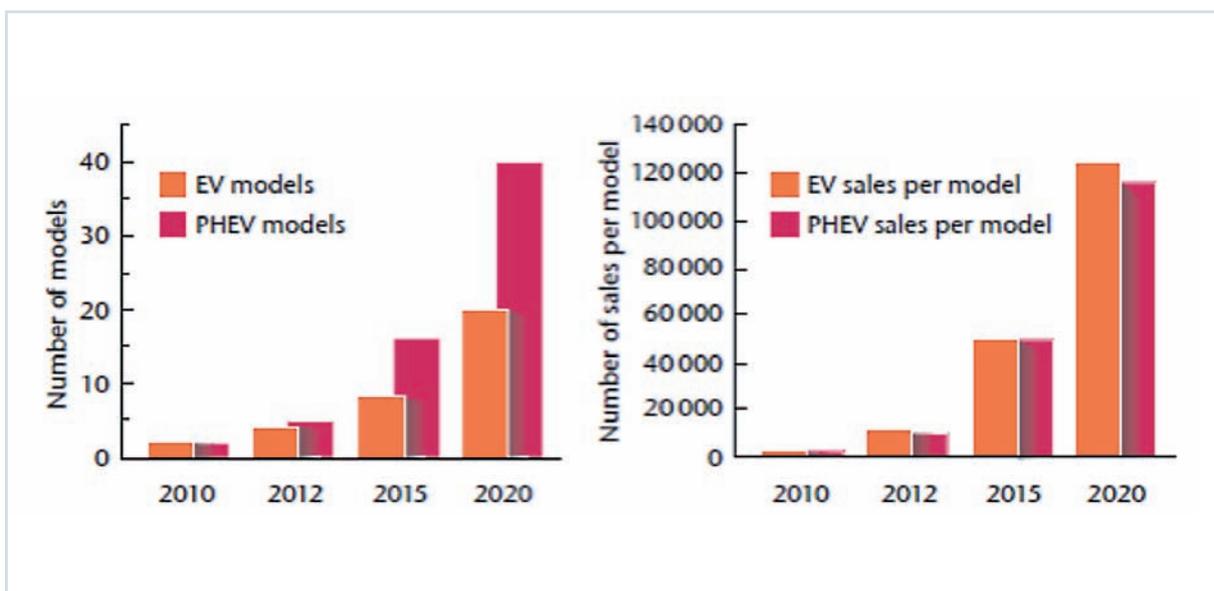
- Tienen un sobrecoste en la adquisición comparado con un modelo de combustión equivalente, motivado fundamentalmente por el coste de la batería, generalmente de ión litio, que incorporan. El coste de la batería representa en torno a un 40% del coste total del vehículo.
- Tienen una reducida autonomía, en torno a unos 200 km, lo que los hace adecuados para la mayor parte de los desplazamientos diarios, pero no para viajes o trayectos interurbanos más largos.

Existen tres grandes categorías de estos vehículos. Los Vehículos Eléctricos puros (EV en sus siglas inglesas) y los denominados Vehículos Eléctricos de Autonomía Extendida que cuentan con un pequeño motor de combustión que recarga la batería cuando esta está en niveles bajos, pero no se conecta directamente con el sistema motriz de vehículo que sigue siendo totalmente eléctrico. Existe una tercera categoría denominada

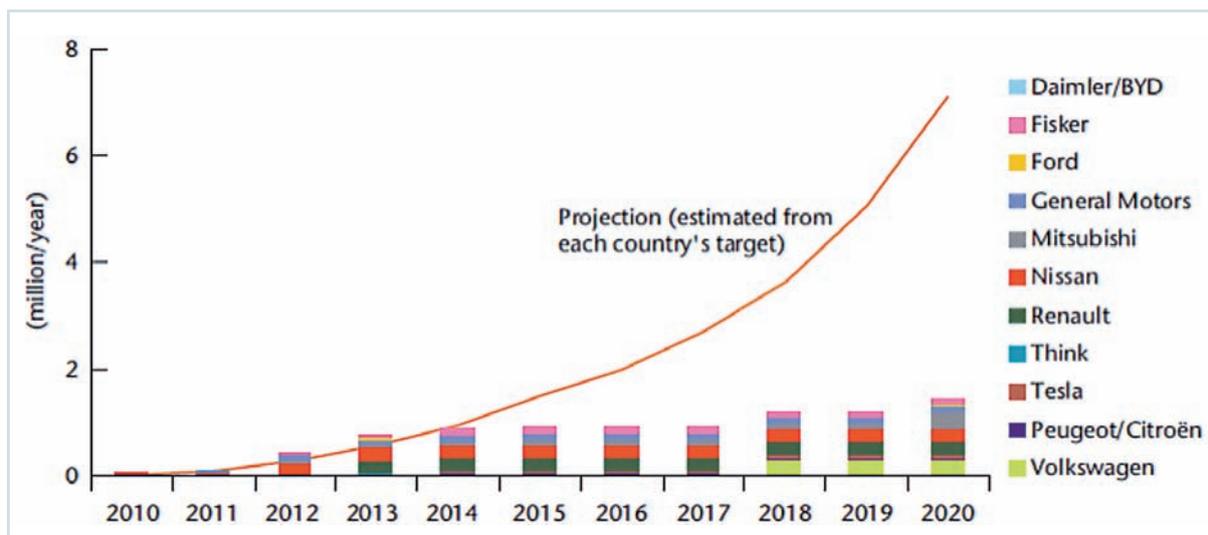
los Vehículos Eléctricos Híbridos (EVH en sus siglas inglesas), que cuenta ya con un buen número de unidades en nuestras calles y carreteras y que combinan un motor de combustión interna, con la electricidad producida en ciertos momentos de la operación y que es almacenada y utilizada posteriormente en otros momentos de la conducción.

Es evidente que el futuro del desarrollo de los vehículos eléctricos ya sean de uno u otro tipo va a ser dependiente de la evolución tecnológica del coste y rendimiento de las baterías y de las infraestructuras públicas de recarga (similares a estaciones de servicio para estos vehículos y trascendentales para el caso de los EV y menos importante, en razón de su mayor autonomía, en el caso de los EVH). Recientemente, en abril del 2013, ENDESA en colaboración con Mitsubishi ha puesto en marcha una experiencia pionera de uso de una flota de doscientos vehículos y de un sistema público de carga rápida de sus baterías en un entorno urbano. Es el conocido como Programa ZEM2All desarrollado junto con Málaga Smartcity.

Ello lleva a que exista una gran diferencia entre las estimaciones de mercado basadas en las proyecciones gubernamentales (hechas en muchos casos con un cierto optimismo) y las previsiones, mucho más prudentes, realizadas por los fabricantes de estos vehículos a nivel mundial.



**Mercado esperado de Vehículos Eléctricos (EV) y Vehículos Eléctricos Conectables a la Red (PHEV).**  
Fuente: Technology Roadmap for Electric Vehicles and Plug In electric Vehicles. Agencia Internacional de la Energía. 2011.



**Mercado esperado de coches eléctricos según los objetivos gubernamentales y los planes de los fabricantes de estos vehículos.**

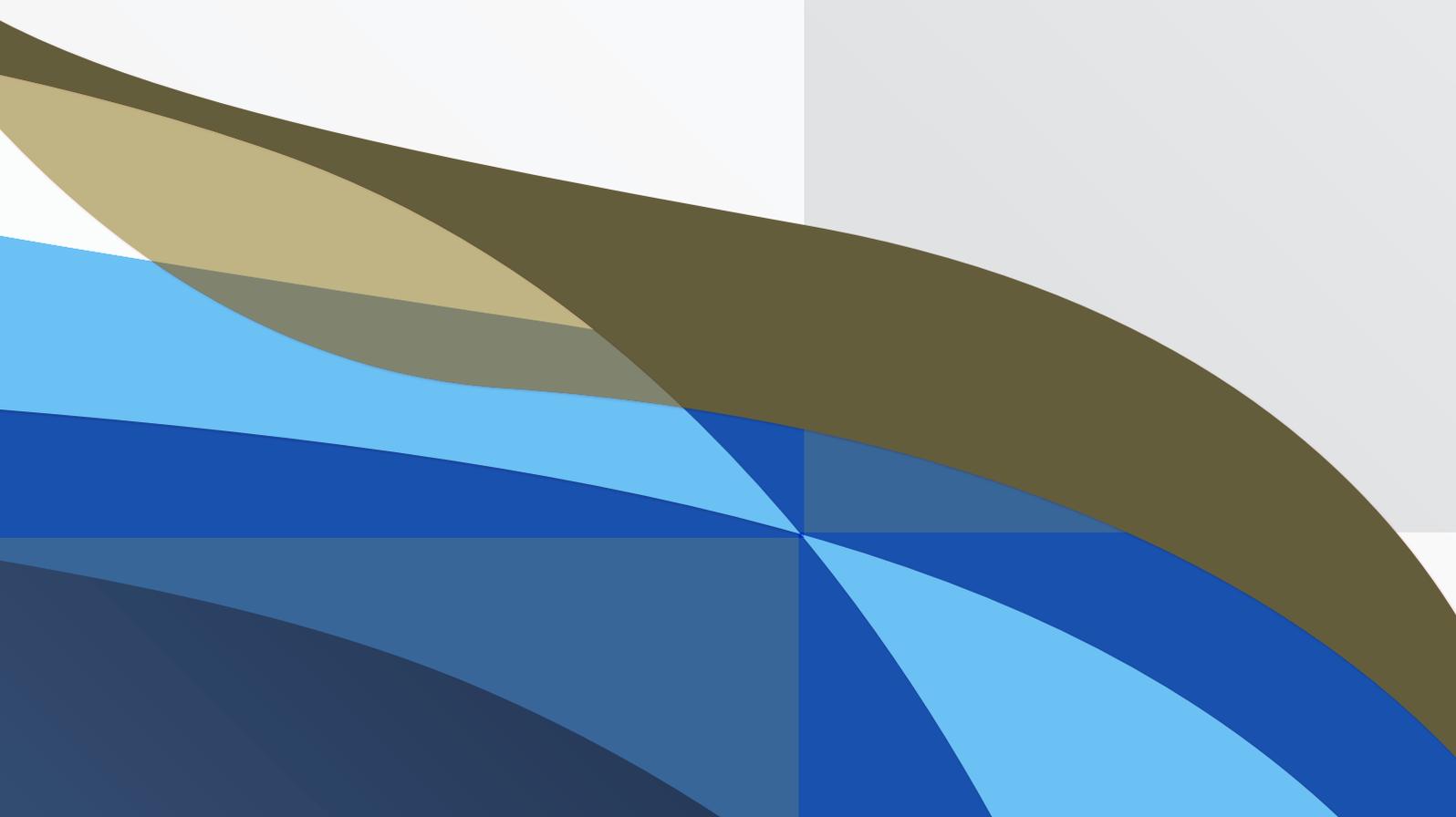
Fuente: Technology Roadmap for Electric Vehicles and Plug In electric Vehicles. Agencia Internacional de la Energía. 2011

Como conclusión el vehículo eléctrico tendrá una presencia posiblemente moderada en Canarias a corto plazo, pero es un elemento que irrumpe en el sistema energético que debe ser tomado en consideración como una alternativa tecnológica

significativa hacia el final del período considerado, con una contribución que puede ser muy importante para la mejora de la eficiencia, el uso más racional de la energía y la gestión de las renovables.

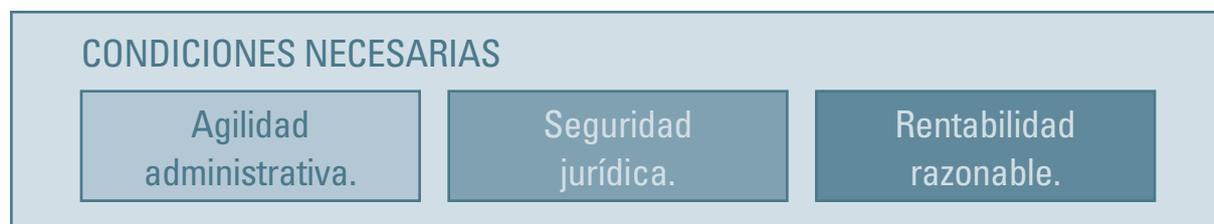


**8.-** PROPUESTAS  
DE ACTUACIÓN  
PARA EL SISTEMA  
ENERGÉTICO  
EN CANARIAS  
HORIZONTE 2030



Sobre la base de los análisis anteriores, puede formularse una propuesta de modelo energético y líneas principales de actuación para Canarias en el horizonte 2030. Son varios los ejes de actuación en los que debe avanzar el sistema energético de Canarias para alcanzar en 2030 un sistema de mayor eficiencia, menos dependiente del petróleo,

más competitivo, más descarbonizado y con los adecuados niveles de calidad y seguridad de suministro. Pero para que estos elementos puedan desarrollarse e implantarse en Canarias, hay tres condiciones básicas de carácter general que son vitales para que todas las transformaciones puedan darse.



### Agilidad administrativa.

No puede seguir manteniéndose un sistema que tarda 15 años en instalar nuevas plantas eólicas, no puede tardar más de 10 años en definir emplazamientos para una nueva central tan necesaria como la del sur de Fuerteventura o para definir el emplazamiento de una planta regasificadora como la de Gran Canaria. Sin una mejora de los plazos de las tramitaciones y en la toma de decisiones de las administraciones, el futuro llegará siempre tarde en las islas.

### Seguridad jurídica.

Las decisiones e inversiones en el sector eléctrico tardan años en desplegarse y hacerse realidad, y más años aún en amortizarse y rentabilizarse. Por ello es necesario un marco de estabilidad y seguridad jurídica sin el que los inversores huirán y no podrán invertir, y las entidades financieras dejarán de apoyar esos proyectos y no aportarán la financiación necesaria. Esto es aún más importante en los sistemas insulares, que son especialmente vulnerables por su aislamiento y reducidas dimensiones. Hemos visto en el último año varios cambios legislativos con medidas retroactivas, la mayoría de las cuales han afectado negativamente a las islas, y se tramita actualmente un nuevo proyecto de ley, especialmente preocupante, sobre los sistemas insulares que lejos de dar estabilidad y seguridad, incrementa la inseguridad para el suministro y para los agentes.

### Rentabilidad razonable.

Dado el carácter regulado de la retribución de generación, transporte y distribución de energía eléctrica en las islas, y especialmente en Canarias por su

lejanía, fragmentación y especiales condiciones administrativas, será muy difícil atraer las inversiones necesarias para realizar la transformación requerida a ese futuro más eficiente y sostenible, si a esas actividades básicas no se les atribuye una rentabilidad razonable y homogénea a todas ellas.

Dado el contexto general de evolución de la energía eléctrica, se destacan a continuación los factores que pueden tener un mayor impacto en el desarrollo energético de Canarias, señalando las principales barreras u obstáculos a superar.

## 8.1 Garantizar el suministro de combustibles

La refinería de CEPSA en Santa Cruz de Tenerife fue inicialmente construida en 1929 y ampliamente modernizada en 1962. En esos momentos la ciudad ya había crecido llegando a estar separada de la refinería por una simple avenida con una importante circulación y, en la década de los años setenta del pasado siglo, ya comenzaban a escucharse voces críticas con los problemas de seguridad y medio ambiente que producía la gran cercanía de la refinería con la ciudad.

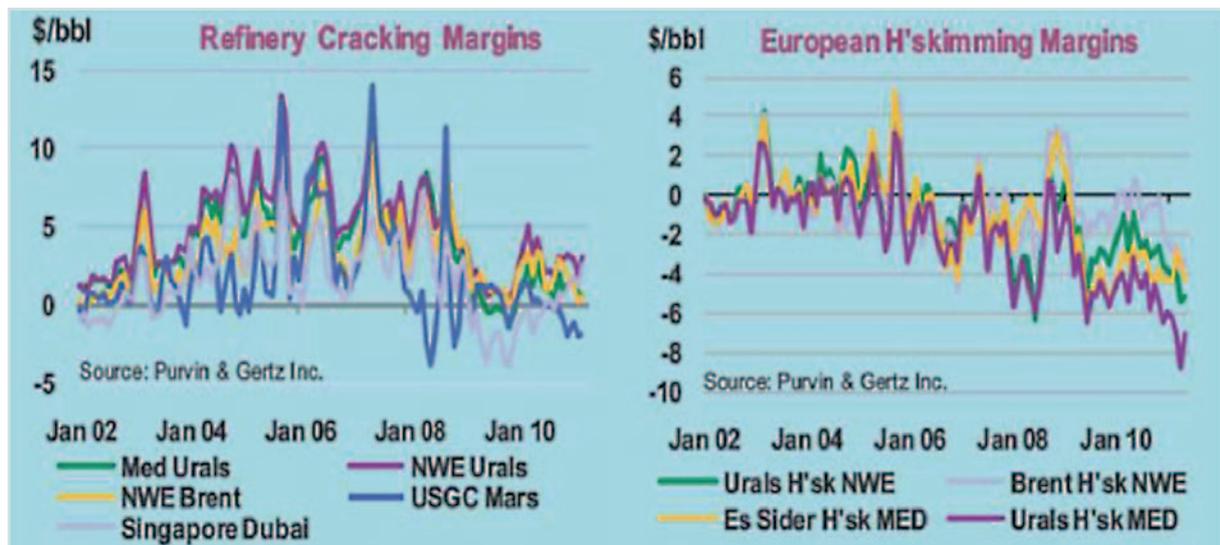
Por ello, a finales de la década de los años ochenta, en un acuerdo con el Ayuntamiento de Santa Cruz de Tenerife se llegó a la importante cesión de cesión de una parte considerable de los terrenos de la refinería, que dio lugar a una notable expansión urbanística de la capital con el compro-

miso de la continuación del funcionamiento de la refinería.

Esta refinería, reducida ahora en su tamaño a 4 millones de toneladas/año (desde los 8 millones de toneladas/año que llegó a tener en el año 1962), es del llamado tipo “hydroskimming”, es decir una refinería muy sencilla basada en la primera destila-

ción del crudo y sin unidades de conversión profunda (hydrocracking o Fluid Catalytic Cracking-FCC) de productos pesados en ligeros como gasolinas y gas-oil.

Estas refinerías, como se aprecia en la gráfica siguiente, no son rentables en prácticamente ninguna parte del mundo.



Fuente: International Energy Agency. Medium Term Oil Report 2011

Además, la creciente sensibilidad del público y las autoridades municipales sobre los efectos medioambientales de la refinería sobre la ciudad (contaminación por SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, compuestos orgánicos volátiles y olores) han llevado a que el Gobierno de Canarias, de acuerdo con la legislación en materia de contaminación, haya exigido importantes inversiones de mejora de estas emisiones.

Todo ello, unido a su ubicación en la única zona de posible expansión de la ciudad, colocan a la refinería en una compleja situación. Dado el importante papel que proporciona, en cuanto a seguridad en el abastecimiento de combustibles para Canarias, tal como se ha visto en el apartado 3.4.5 y 3.4.6, debemos plantearnos que alternativas se pueden plantear ante un posible cese de la actividad y cierre de la actual refinería.

Además del efecto sobre la capacidad de almacenamiento proporcionado por la refinería, debe considerarse el efecto sobre la estabilización de los precios de los productos petrolíferos distribuidos en las islas.

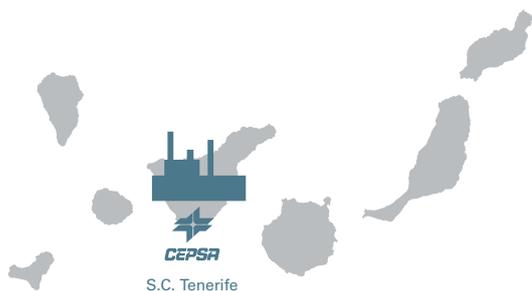
Debemos partir de un elemento apuntado por la Comisión Nacional de la Competencia en sus recientes Informes sobre este sector, el hecho de que “la Península y las Islas Canarias constituyen mercados geográficamente separados a efectos de las infraestructuras de importación de carburantes e incluso de las pautas de distribución de combustibles”.

Ello se ve reflejado en tres elementos:

- Alta concentración del mercado de estaciones de servicio.
- Limitación de puntos e importación de productos ligeros del petróleo
- Fragmentación insular de mercados.

En relación con el primer elemento es palpable la intensa concentración de la distribución de gasolina de 95 octanos (G95) y gas oil de automoción (GOA) en estaciones de servicio en las Islas Canarias, superior al 75% estimado para el denominado C5 en la Península e Islas Baleares (en realidad sería un C4 ya que la empresa GALP no tiene presencia en nuestra Región).

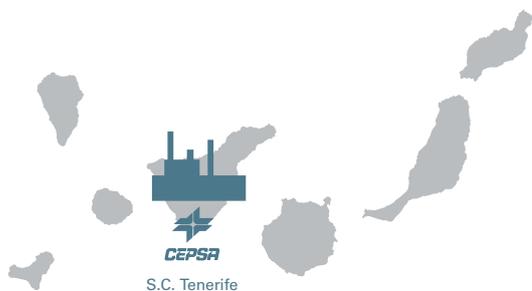
**Cuotas de mercado por volumen de ventas en G95 de los tres operadores verticalmente integrados con refino, por CCAA, y ubicación de las refinerías.**



Canarias	CCAA
11%	Repsol
28%	Cepsa
21%	BP
60%	C3
85%	C5

C3: Las tres compañías anteriores  
C5: El C3 más GALP y DISA

**Cuotas de mercado por volumen de ventas en GOA de los tres operadores verticalmente integrados con refino, por CCAA, y ubicación de las refinerías.**



Canarias	CCAA
13%	Repsol
26%	Cepsa
29%	BP
67%	C3
86%	C5

C3: Las tres compañías anteriores  
C5: El C3 más GALP y DISA

Fuente: Comisión Nacional de la Competencia, Informe sobre la competencia en la distribución en el mercado de carburantes de España. 2012.

En relación con el segundo elemento, tal y como se refleja en los citados Informes, solamente Disa y Terminales Canarios (propiedad al 50% de BP y Repsol) disponen de capacidad para importar gasolinas, mientras que en gasóleos la mayor parte de la capacidad se reparte entre Cepsa (40-50%), Disa (20-30%) y Repsol-BP (20-30%). Además debe mencionarse que DISA controla todos los transportes de carburantes entre islas.

En relación con el tercer elemento, fragmentación insular, debe mencionarse que el precio de cada producto refinado importado en un país de la Unión Europea o en una Región dentro de ellos, viene condicionado por el precio de referencia en los mercados internacionales más el coste de transporte hasta el punto de descarga (seguros y fletes, costes de descarga en terminal, costes de almacenamiento) y, en general cada punto de aprovisionamiento, ya sea una refinería o un depósito

de almacenamiento puede cubrir logísticamente una zona de influencia, cuya dimensión es variable en función de los costes de transporte (por oleoducto o, en el caso de Canarias, por camión cisterna) hasta el destino final. Como regla general, se considera que el transporte capilar por medio de camiones cisterna es rentable hasta una distancia de entre 100 y 150 Km.

Sin embargo en Canarias, la logística de transporte hace que en realidad, si no existiera la refinería, las islas periféricas deberían muy posiblemente recibir los productos previamente descargados en otra isla capitalina ("doble transbordo"), ya que las distancias desde otras refinerías suministradoras (posiblemente en el Sur de España, el Mediterráneo o la costa occidental de África) no justifican el empleo de barcos de pequeño tamaño que son los que podrían operar en las terminales de recepción de estas islas.

Por último, la refinería al recibir crudos de distintas calidades y orígenes, además de contar con unos stocks propios importantes, atenúa las importantes fluctuaciones diarias y mensuales de los mercados internacionales de productos y, por ello, supone un efecto amortiguador y un elemento de referencia para determinar los volúmenes concurrentes de importación de productos petrolíferos.

## Una refinería en Canarias es elemento fundamental para la seguridad de abastecimiento y la estabilidad de los precios de los combustibles.

La conjunción de estas limitaciones actuales para importar volúmenes importantes de combustibles con destino al mercado interior, unido a la imposibilidad económica de utilizar barcos pequeños para alimentar a los parques de distribución en las islas periféricas y la fuerte concentración del mercado de distribución minorista, hacen que la eventual desaparición de la refinería pueda conllevar a una importante subida de los combustibles para el mercado interior de Canarias.

En opinión de CATPE, Canarias debe contar en su propio territorio físico con los stocks de seguridad para cubrir los 92 días del consumo interior y de suministros a la aviación y al tráfico marítimo, evitando que dicha "obligación nacional" se almacene en el territorio peninsular o de otro estado miembro, lo que haría muy complicado recibir los suministros en caso de un conflicto internacional grave que afecte a las rutas marítimas.

Asimismo, desde CATPE, queremos traer a la luz una vieja petición, ya inicialmente formulada en el primer Plan Energético de Canarias del año 1986, por la que "Canarias debe contar con un derecho preferente al acceso de productos petrolíferos en caso de crisis". Esta petición creemos que podría extenderse al conjunto de Regiones Ultraperiféricas de la Unión Europea, ya que compartimos en esencia los mismos problemas de lejanía y gran dependencia de los hidrocarburos y ampliarse si fue-

ra posible al suministro de GNL. Entendemos que esta propuesta abre una nueva ventana de negociación del Gobierno de Canarias en el marco de la Conferencia de presidentes de las RUP y es una oportunidad de solicitar nuestro reconocimiento diferenciado por parte de la Unión Europea.

Ante este doble desafío que se plantearía en caso de cierre de la actual refinería, en materia de seguridad del aprovisionamiento y en materia de competitividad, cabe adoptar varias soluciones posibles:

- La primera es dejar que las propias fuerzas del mercado ajusten el mercado de productos petrolíferos de Canarias.
- La segunda es implantar un sistema de control de precios, incompatible con la legislación comunitaria y obligaría a ampararse, frente a la Comisión Europea, en la debilidad y excepcionalidad de la concurrencia en este mercado.
- La tercera es posibilitar el libre juego del mercado, favoreciendo diversas iniciativas para reforzar la competencia y asegurar la estabilidad del suministro.
- La última, que sería un complemento de la iniciativa anterior, sería favorecer la instalación de una nueva refinería de petróleos en Canarias.

Como puede esperarse desde CATPE somos contrarios a respaldar, por radicales, los dos planteamientos iniciales, ya que si bien el segundo se ha demostrado reiteradamente como inviable e ineficiente, el primero ignoraría a corto y medio plazo, las necesidades de los consumidores y pondría en grave peligro la seguridad del aprovisionamiento.

Por ello apostamos por la tercera opción: Posibilitar el libre juego del mercado favoreciendo diversas iniciativas para reforzar la competencia y asegurar la estabilidad del suministro. En concreto, las iniciativas a considerar serían las siguientes:

- Instalación, preferentemente en el puerto de Granadilla, de un parque de almacenamiento estratégico de petróleo. La elección de Granadilla responde al hecho incontestable de su ventaja, frente al Muelle de La Esfinge en el Puerto de La Luz, de evitar la necesidad (al igual que sucedería en el Dique del Este en el puerto de Santa



Cruz) del trasiego de un número muy elevado de camiones cargados con productos inflamables por el centro de las dos capitales y a la necesidad de dotar a la Isla de Tenerife de un parque de almacenamiento inexistente tras la desaparición de la refinería. Además posiblemente, la amplitud de los terrenos requeridos para el citado parque de almacenamiento pueden evitar la instalación futura, en el citado Muelle de la Esfinge, de otras actividades económicas que requieran la cercanía logística de una gran ciudad.

- Favorecer que el Gobierno de Canarias, juntamente con el conjunto de empresas petrolíferas establecidas en las islas, analicen conjuntamente y propongan soluciones de detalle para garantizar la seguridad del aprovisionamiento y la competitividad de los precios en el período posterior a un posible cierre de la refinería.
- Recomendar a la Comisión Nacional de la Competencia que, en el período transitorio tras la eventual desaparición de la refinería, haga con el apoyo del Gobierno de Canarias, un seguimiento especial de las condiciones de competencia en nuestra Región.

Hemos dejado para el final una iniciativa que posiblemente pueda considerarse como poco realista, cual sería la construcción de una nueva refinería moderna y eficiente en Canarias.

Entre los elementos a favor estarían los siguientes:

- Sería la manera de consolidar la seguridad del aprovisionamiento y contribuiría a mantener la competitividad de los puertos canarios en materia de suministro de combustible.
- Sería un elemento importante para aumentar la competitividad de los precios de los combustibles para el mercado interior y la aviación.
- Generaría, en su fase de construcción, una importante carga de trabajo y de negocio para las empresas canarias en muchas de las actividades de obra civil y de montaje de equipos y favorecería un aumento temporal importante del tráfico de los puertos por la necesidad de traer equipos y materiales. Posteriormente generaría alrededor de 100 puestos de trabajo directos y

300 indirectos, pudiendo aprovechar el personal ya formado en la actual refinería.

Naturalmente, los elementos negativos también son relevantes:

- La construcción de una nueva refinería es una inversión muy importante y que solo se rentabiliza a largo plazo, lo que exige contar con unos mercados potencialmente garantizados.
- No hay prácticamente iniciativas de una nueva refinería en la Unión Europea desde hace más de veinte años (la excepción más notable es la refinería de Leuna por parte de ELF-TOTAL en la antigua Alemania oriental, que en realidad era el desmantelamiento y construcción de una nueva refinería que sustituyera la obsoleta instalación anterior). Sin embargo, existen varias iniciativas en países de África Occidental e incluso, según algunas informaciones no confirmadas, Marruecos está considerando una nueva refinería en su costa atlántica.
- Una refinería plantea problemas de impacto ambiental importantes y exige cantidades considerables de agua para su funcionamiento.
- Desde CATPE, solo tenemos como objetivo abrir el debate sobre la posibilidad o no de construcción de una nueva refinería, por lo que, como replica parcial a los aspectos negativos anteriores, queremos también hacer algunas contribuciones:
  - Una refinería de 4 millones de toneladas, de tipo hydroskimming y con un cierto grado de conversión profunda de productos pesados (el mercado de bunker marino coadyuva enormemente a equilibrar el barril destilado con la demanda), no tiene un coste desproporcionado.
  - En la cercanía de la refinería, si sumamos el consumo interior y los suministros a bunker marino y aviación, existe un mercado potencial de 8 millones de toneladas/año, que podría verse reducido, como máximo, a unos 5,5 millones de toneladas/año en el horizonte del año 2030
  - La elección de un emplazamiento adecuado, lejos de zonas densamente habitadas y con un régimen de vientos favorable, puede hacer asumible los desafíos medioambientales en ma-



teria de emisiones y complementariamente, si se combinara con la cercanía de una central de generación eléctrica, se podrían abordar de forma común determinadas medidas de protección ambiental.

- El consumo de agua es importante pero no desproporcionado y, en todo caso, será menor que los volúmenes liberados tras el cierre de la actual refinería que además por su cercanía a la ciudad pueden tener un valor añadido de uso.
- Finalmente, una refinería podría ser el complemento ideal para valorizar, en Canarias, parte de los eventuales recursos de hidrocarburos que se encontraran en el subsuelo marino.

## 8.2 La generación eléctrica convencional y el gas natural

Aún cuando se potencie al máximo la entrada de renovables, y se introduzcan las centrales hidroeléctricas de bombeo viables, la generación convencional seguirá siendo necesaria para garantizar la cobertura de la demanda. Ya hemos visto en apartados anteriores cómo en la revisión de la planificación estatal, cuyo último documento fue publicado en 2011, se recoge la necesidad de nueva potencia de generación convencional:

- Gran Canaria, 140 MW de generación térmica en 2014 y con la central de bombeo de 164 MW en 2015 no sería necesaria otra potencia adicional hasta el final del periodo.
- Tenerife, 140 MW hasta 2016, año en que entraría una central de bombeo de 90 MW lo que cubriría las necesidades del periodo.
- Lanzarote, 36 MW hasta 2016 año en que con la entrada en servicio de la segunda interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura, y posteriormente Gran Canaria – Fuerteventura, no se prevé la necesidad de más grupos.
- Fuerteventura, 18 MW hasta 2016 año en que con

la entrada en servicio de la segunda interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura, y posteriormente Gran Canaria – Fuerteventura, no se prevé la necesidad de más grupos

- Por su parte, la revisión del PECAN realizada en 2012 presenta las siguientes necesidades de nueva potencia de generación térmica convencional, además de los bombeos que entrarían en servicio después de 2015:
- En Gran Canaria a 2015 serían necesarios 140 MW adicionales de nueva potencia de generación convencional. Además deben mantenerse los dos emplazamientos actuales de Jinamar y Barranco de Tirajana, siendo recomendable un tercer emplazamiento de generación térmica convencional para reducir la vulnerabilidad del sistema a efectos de cobertura de la demanda y seguridad del suministro.
- En Tenerife a 2015 serían necesarios 210 MW adicionales de nueva potencia de generación convencional. Además deben mantenerse los dos emplazamientos actuales de Candelaria y Granadilla, siendo recomendable un tercer emplazamiento de generación térmica convencional para reducir la vulnerabilidad del sistema a efectos de cobertura de la demanda y seguridad del suministro.
- En Lanzarote a 2015 serían necesarios 72 MW adicionales de nueva potencia de generación convencional.
- En Fuerteventura a 2015 serían necesarios 72 MW adicionales de nueva potencia de generación convencional. Sería muy conveniente un segundo emplazamiento de generación, adicional al actual de Salinas, situado al sur de la isla, zona de gran expansión del consumo eléctrico, lo que daría mayor robustez al sistema.
- La Palma no requiere instalación de potencia adicional en el periodo considerado.
- En La Gomera serían necesarios 6 MW adicionales de nueva potencia de generación convencional.
- En El Hierro tras la próxima entrada en servicio de la nueva central hidroéolica no será necesaria nueva potencia adicional en el periodo considerado.

## Gas Natural

es el mejor combustible para la generación convencional que seguirá siendo necesaria para asegurar la cobertura de la demanda. Presenta notables ventajas económicas, ambientales y de seguridad de aprovisionamiento.

Desde el PECAN 1989 se viene incluyendo, en las previsiones de la planificación estatal y autonómica, la entrada del gas natural en Canarias como combustible idóneo para la generación convencional, que seguirá siendo necesaria. Sin embargo, esa fecha prevista se ha ido sucesivamente retrasando, por problemas para la autorización del puerto de Granadilla en Tenerife, y por falta de definición de la ubicación de la regasificadora de Gran Canaria, que sigue sin tener ni la definición de la administración competente para fijar dicha ubicación.

	Pecan 1989	Planific. 2002-11 / Pecan 2002	Planific. 2005-11 / Pecan 2006	Planific. 2008-16 /	Propuesta Planific. 2012-20 / Pecan 2006-15
<b>Gran Canaria</b>	2000	2007	2009	2012	2015
<b>Tenerife</b>	2000	2009	2010	2011	2014

**Sucesivas previsiones de fecha de entrada del gas natural en Canarias.**

La introducción del gas natural reducirá las emisiones de GEI en torno a un 30% respecto al gasoil y fuel oil al que sustituye en la generación de electricidad, permitirá reducir en torno a un 20% la factura de combustibles de Canarias para generación eléctrica y permitirá a ciertas industrias y hoteles disponer de un combustible más competitivo. Además supone una diversificación de fuentes de suministro, fundamental para reducir la extraordinaria dependencia del petróleo que actualmente tiene este archipiélago, hacia un combustible que se produce en una más amplia variedad de países y que, como hemos visto, tiene unas perspectivas mundiales muy favorables en cuanto a disponibilidad y precios.

### 8.3 Explorar y extraer petróleo en aguas próximas a Canarias

Desde hace ya bastantes años se ha tenido el convencimiento de que las aguas territoriales españolas próximas a Canarias posiblemente albergan reservas de hidrocarburos (petróleo y/o gas natural). Este interés se ha visto confirmado, en la última década, por la conjunción de la elevación del precio

del petróleo y de los progresos técnico-económicos que ha tenido la exploración y explotación offshore de hidrocarburos en aguas profundas, que han convertido en rentables yacimientos que hace tan solo quince años se consideraban antieconómicos.

Debe mencionarse brevemente que las fases de exploración y explotación de hidrocarburos, constituyen dos actividades escalonadas en el tiempo y que, en muchos casos, las actividades de exploración arrojan resultados que no justifican por razones técnico-económicas el paso siguiente a la fase de explotación.

Durante los dos últimos años se ha abierto en la sociedad canaria un importante debate acerca de la oportunidad y riesgos de desarrollar actividades de este tipo en Canarias. Por ello, antes de posicionarnos acerca de este importante debate queremos analizar en tres partes los aspectos globales del tema, en segundo lugar valorar su dimensión social, y, en tercer lugar, hacer una valoración jurídica resumida de las competencias y trámites que requeriría la puesta en marcha de esta actividad.

Como se ha podido comprobar, en capítulos anteriores de este Informe, Canarias tiene una dependencia casi total de los hidrocarburos y esta dependencia, aunque se vaya a ver minorada por una presencia

significativa pero complementaria de la aportación de energías renovables y gas natural, va a seguir manteniéndose muy elevada en los próximos veinte años.

Más aún, la supervivencia y el progreso económico de Canarias en los últimos setenta años ha venido derivada de contar con un suministro regular y económico de petróleo producido en otras partes del mundo.

El territorio y los mares de España no han sido históricamente una región rica en hidrocarburos, siendo los yacimientos más relevantes hasta el momento los situados en el Mar Mediterráneo frente a Amposta, más algunos yacimientos de gas natural en el Mar Cantábrico. Por tanto, como primera reflexión, existe ya una cierta experiencia de más de treinta años en la gestión de yacimientos marinos cercanos a la costa y próximos a zonas turísticas y fuertemente habitadas.

La debilidad de nuestras producciones hace que el conjunto de España sea también fuertemente dependiente del petróleo importado (el 96% del petró-

leo y el 42,2 % del total de la energía consumida) aunque la dependencia exterior energética del conjunto de España sea bastante inferior a la de Canarias (el 71 % frente a nuestro 97 %) debido a la mayor diversificación y existencia de otras fuentes autóctonas de energía en el territorio peninsular. Por ello, España tiene un saldo energético exterior negativo que representó, en el año 2012, el 4,3% del PIB español.

Recientemente, en los primeros meses del año 2013, la Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo (ACIEP), ha publicado un informe titulado "Perspectivas económicas de la exploración y explotación de hidrocarburos en España", que constituye posiblemente, en estos momentos, la mejor información existente en nuestro país sobre este tema.

Hay que comenzar diciendo que en España existen diversas cuencas sedimentarias susceptibles de contener hidrocarburos y que pueden apreciarse en el mapa siguiente.



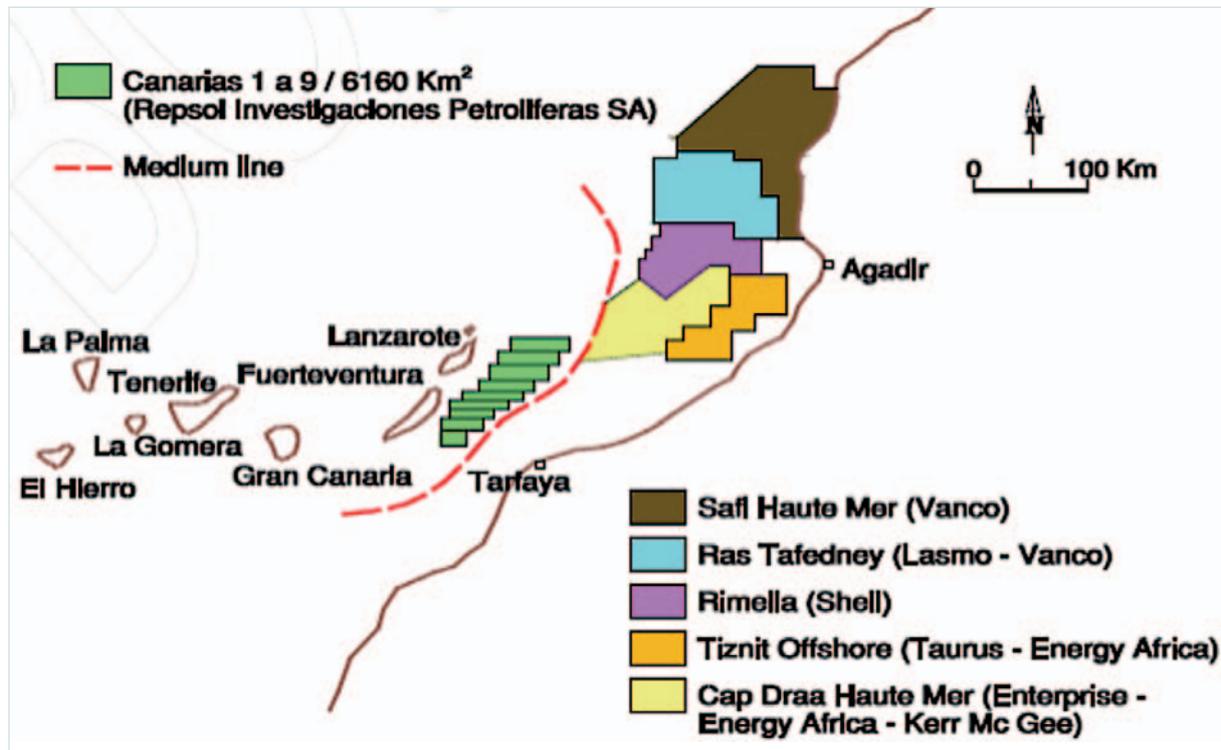
Zonas con permisos para exploración de hidrocarburos.<sup>50</sup>

50 Fuente Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.



Para una mayor claridad se adjunta, en el mapa siguiente, una ampliación referida exclusivamente a Canarias y que incluye las áreas de exploración que se han adjudicado en Marruecos en la parte que corresponde a su mediana del mar. Dado que los yacimientos no conocen fronteras, es muy po-

sible que el eventual yacimiento situado en esta parte del Océano Atlántico sea extraído, ya sea de forma conjunta entre España-Canarias y Marruecos o que una parte considerable de los recursos sean explotados exclusivamente desde el límite de la mediana desde Marruecos.



Zonas con permisos de exploración en zona española y marroquí.<sup>51</sup>

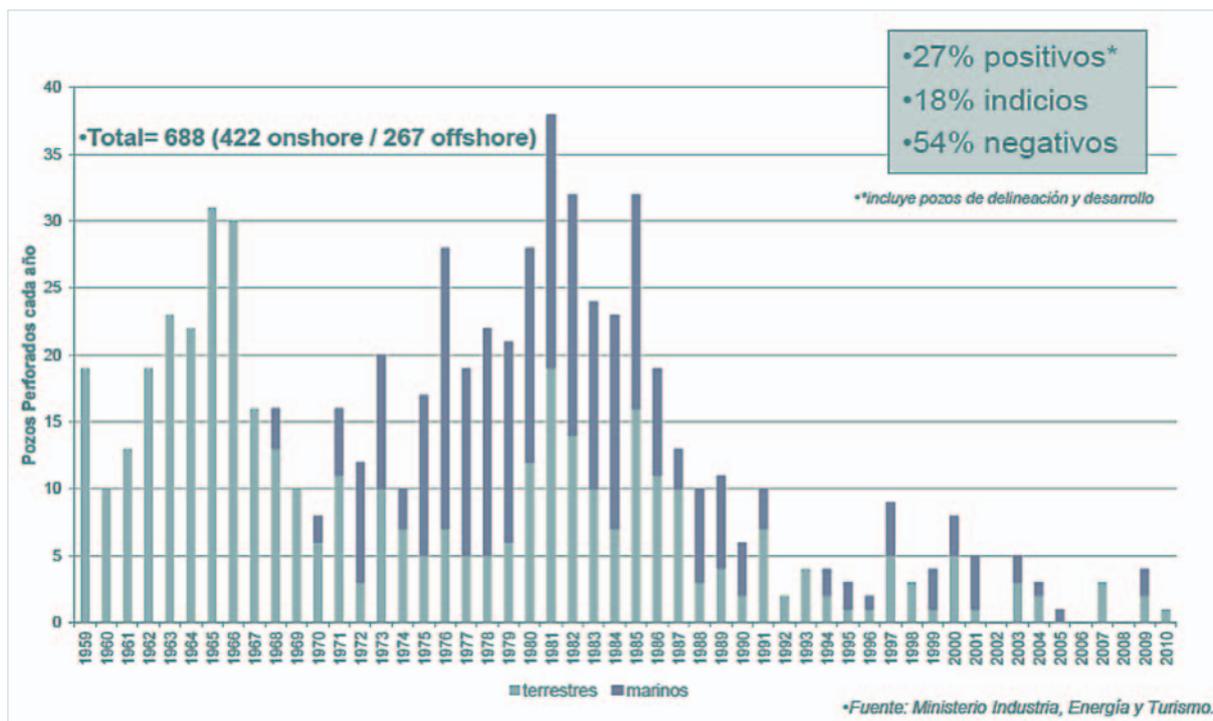
La actividad de explotación de hidrocarburos, es una actividad potencialmente contaminante y ello hace que, con carácter previo a su autorización, requiera la Evaluación de Impacto Ambiental y el establecimiento de condiciones de explotación en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA). No existe, para esta actividad el extenso documento conocido como BREF, donde se establecen por ejemplo para el sector de producción y refino de petróleos las mejores técnicas existentes y que determinan los condicionantes que se deben exigir.

Complementariamente existe una directiva comunitaria, la 94/22 que regula los aspectos de concesión de permisos y centrada más bien en garantizar unas condiciones de acceso no discriminatorias a las empresas interesadas en concurrir en los mismos, sin hacer demasiado hincapié en los temas medioambientales que se consideran cubiertos por la Evaluación de Impacto Ambiental.

No existe, por el contrario, una legislación internacional que obligue a aplicar estos exigentes criterios de protección medioambientales en territorios terrestres o marítimos cercanos a la zona de influencia de la Unión Europea, dependiendo de cada país y del grado de responsabilidad medioambiental de cada empresa operadora. Este será el caso de los yacimientos correspondientes al mar territorial de Marruecos.

Anteriormente nos referimos a la diferencia entre actividades de exploración y producción. Como es natural, el ratio de sondeos de exploración con éxito comercial sobre el total de sondeos, es diferente para cada país e incluso para cada cuenca sedimentaria. En el caso de España, donde se han realizado ya, desde 1960, 688 sondeos, la experiencia histórica es que cada 100 sondeos de exploración el 54% son "negativos", el 18% aportan "indicios" y tan sólo el 27% son considerados como "positivos".

51 Fuente: ACIEP. Perspectivas económicas de la exploración y explotación de Hidrocarburos en España. 2013.



Número de pozos perforados cada año en el mundo.

La significación económica de estas actividades en nuestro país ha sido importante, habiéndose invertido, en el período 2001-2011 un total de

890 millones de Euros, de los cuales aproximadamente el 60% han correspondido a inversiones de exploración.

AÑO/ YEAR	EXPLOTACIÓN/EXPLOITATION		EXPLORACIÓN/EXPLORATION		TOTAL	
	Euros constantes/ Constant euros	2011 Euros	Euros constantes/ Constant euros	2011 Euros	Euros constantes/ Constant euros	2011 Euros
2001	38.536,90	53.864,30	85.199,48	111.889,40	123.736,38	165.753,70
2002	4.411,24	6.003,64	50.014,02	63.954,82	54.425,26	69.958,46
2003	3.649,76	4.608,58	50.087,25	61.763,23	53.737,01	66.371,81
2004	6.572,64	7.853,49	18.141,80	21.677,21	24.714,44	29.530,71
2005	7.200,00	8.385,10	37.717,95	43.926,22	44.917,95	52.311,32
2006	5.913,37	6.621,82	6.068,74	6.795,80	11.982,11	13.417,62
2007	4.658,64	5.001,69	17.130,26	18.391,71	21.788,90	23.393,40
2008	37.988,10	39.946,61	66.283,91	69.701,23	103.959,19	103.959,19
2009	93.517,97	98.635,27	57.180,30	60.309,21	150.698,27	150.698,27
2010	83.150,25	85.145,86	63.150,12	64.665,72	149.811,58	149.811,58
2011	30.664,47	30.664,47	15.652,14	15.652,14	46.316,61	46.316,61

Inversiones en la última década en explotación y exploración de combustibles.

Pero de mayor relevancia es hacer una visión prospectiva del futuro y, con todas las reservas, se citan a continuación las estimaciones para las diversas áreas sedimentarias existentes en España donde, como se puede apreciar, la Zona de Canarias

es la que ofrece unas mejores perspectivas con el 62% del total de petróleo prospectivo a explotar en España y el 55% del gas obtenido por medios convencionales (excluyendo el denominado "shale-gas extraído mediante nuevas técnicas de fracking").

## ESTIMACIÓN RECURSOS PROSPECTIVOS EN ESPAÑA (ONSHORE-OFFSHORE)

**ACIEP 2012**

Tierra / Mar	Nº Dominio	Dominio Geológico	Convencionales		No Convencionales
			Petróleo (MBO)	Gas (BCM*)	Shale Gas/Tight Gas/Coal Bed (BCM)
Mar	1	Golfo de Valencia	272	110	-
Mar	2	Mediterraneo Sur	-	4	-
Mar	3	Mar de Alborán	-	7	-
Mar	4	Golfo de Cádiz	-	7	-
Mar	5	Margen Atlantico	4	-	-
Mar	6	Golfo de Vizcaya	313	15	-
Mar	7	Canarias	1.200	226	-
Tierra	11	Macizo Cantábrico	-	-	381
Tierra	12	Vasco-Cantábrica	44	8	1.086
Tierra	13	Surpirenaica	109	4	263
Tierra	14	Cuenca Rioja-Ebro	-	9	33
Tierra	16	Cordillera Iberica	-	1	95
Tierra	20	Cordillera Bética	3	6	2
Tierra	19	Cuenca del Guadalquivir	-	13	79
Tierra	15	Cadenas Catalanas	-	0	15
Tierra	17	Cuenca del Duero	-	0	-
<b>Total:</b>			<b>1.944</b>	<b>410</b>	<b>2.026</b>

Fuente: ACIEP. Perspectivas económicas de la exploración y explotación de Hidrocarburos en España. 2013.<sup>52</sup>

Dada la gran incertidumbre relacionada con estas perspectivas, vamos a hacer una estimación simple del valor potencial de estos yacimientos en Canarias, otorgando una probabilidad de obtención del 30% de dichas cifras y valorando el petróleo en 100 dólares americanos por barril y el gas de Rusia,

situado en la frontera de Alemania, a un precio de 245 dólares por mil m<sup>3</sup>. Estimaremos que la producción de Canarias se escalonará durante 20 años y que la relación Euro/Dólar es de 1,3. Los resultados son, bajo esas hipótesis, se muestran en la siguiente tabla.

### Valoración recursos Canarias

Fuente energética	Recursos	\$/barril	\$/Mil m <sup>3</sup>	Importe total millones \$	Probabilidad	Euro/dólar	Total Millones €	Millones € por año
Petróleo	1.200	100		120.000	0,3	1,3	27.692	1.385
Gas	226		245	55370	0,3	1,3	12.778	639
<b>Total</b>							<b>40.470</b>	<b>2.024</b>

52 MBO – Millones de barriles de crudo. BCM – 1000 millones de N metros cúbicos de gas.

Estos datos deben tomarse con la máxima prudencia ya que además de las incertidumbres en cuanto la evolución futura del precio del petróleo y del gas natural, está el hecho de que mientras el precio del petróleo incorpora la muy significativa fiscalidad percibida por los países y regiones donde se produce el petróleo, mientras que el gas natural parte de un precio a pie de pozo (“wellhead price”) sin incorporar ningún tipo de impuesto, ya que una parte crecientemente importante del mercado internacional de gas se realiza por medio de Gas Natural Licuado, tal y como el que suministrará las futuras plantas de regasificación de Canarias y, en el caso de gasoductos terrestres (por ejemplo Canadá-Estados Unidos, Rusia-Europa Occidental Bolivia-Argentina), el precio pagado por las compañías comercializadoras difiere de forma muy significativa en cada uno de estos casos. Por ello hemos adoptado como referencia, el precio de mayor significación para Europa.

En todo caso estas cifras nos indican que el potencial de recursos existentes puede ser notable, con una cifra de extracciones anuales en el entorno del 5% del PIB de Canarias.

### 8.3.1 Dimensión social de la exploración y extracción de hidrocarburos en Canarias

Es sobradamente conocido el importante rechazo que, el anuncio de la eventual puesta en marcha de estas actividades, ha creado en una parte de la población de Canarias, muy singularmente en la ciudadanía de las islas más próximas que son Fuerteventura y Lanzarote.

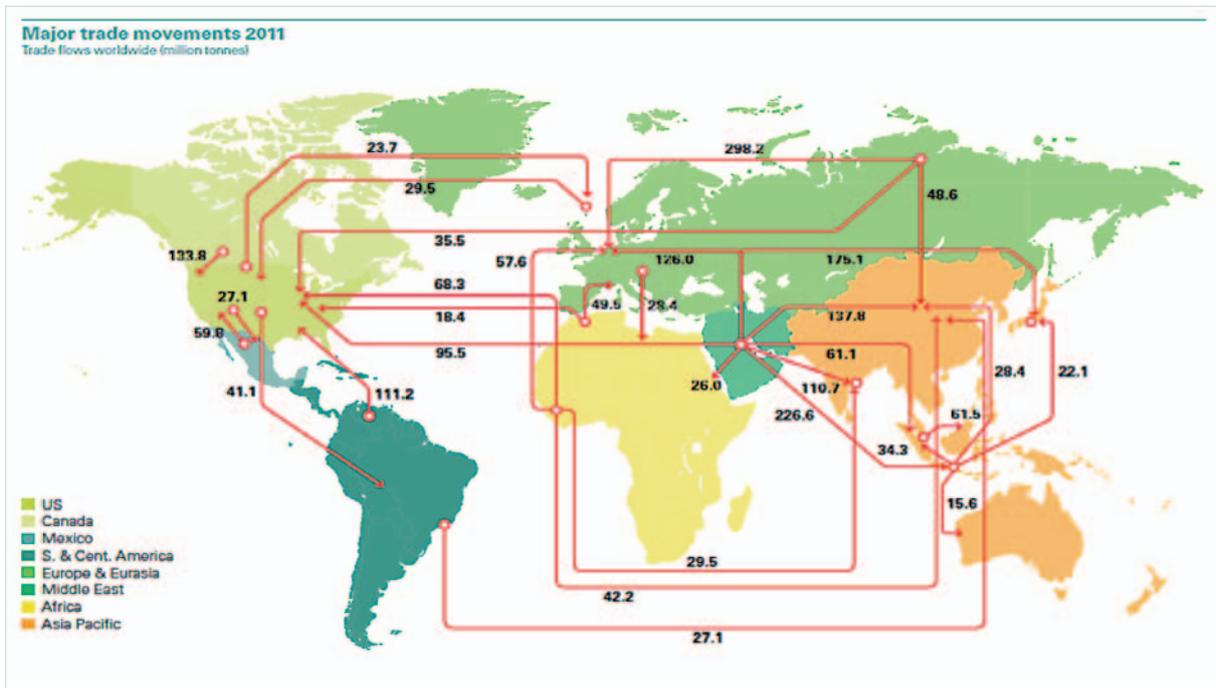
Esta preocupación debe entenderse como absolutamente legítima y ser aceptada en sus justos términos. El anuncio de estas actividades, de sus implicaciones estratégicas y de sus repercusiones económicas y medioambientales, se ha justificado de forma insuficiente y no se ha transmitido adecuadamente a la opinión pública, utilizándose además, en ciertos casos, como instrumento para actuaciones que tienen poco que ver con la dimensión económica y medioambiental de este proyecto.

Es natural que una parte de la ciudadanía, se muestre preocupada por los posibles efectos derivados de derrames u otro tipo de accidentes que podrían poner en peligro la actividad turística de estas islas.

No obstante, desde un punto de vista de máxima racionalidad queremos apuntar tres elementos que, en nuestra opinión y hasta ahora, no han sido suficientemente considerados:

- La distancia de los eventuales yacimientos (60 Km.) hasta la costa y el régimen predominante de vientos, hacen que un muy improbable pero eventual derrame pueda ser minimizado en sus impactos negativos antes de alcanzar las costas y playas.
- El hecho de que en muchas partes del mundo, por ejemplo la citada anteriormente de Amposta frente a la Costa Dorada o incluso en la emblemática playa de Varadero en Cuba existen, desde hace más de treinta años, explotación de hidrocarburos sin que nunca se haya planteado ninguna contingencia de este tipo.
- La importancia del tráfico marítimo internacional de petróleo y productos petrolíferos en las rutas marítimas próximas a Canarias. En concreto según los datos disponibles, al año navegan cerca de Canarias un total de 553 millones de barriles a lo que debe unirse (tal y como indica la segunda gráfica), que esta actividad es, a nivel mundial, mucho más impactante sobre los vertidos de hidrocarburos que los derrames de petróleo en la fase de exploración y producción.



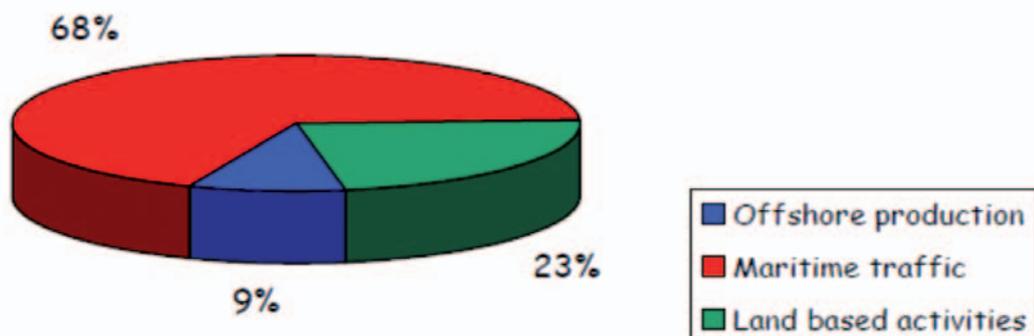


Flujos de tráfico marítimo de combustibles.<sup>53</sup>

De acuerdo con las cifras detalladas en que se basa ese mapa, en las aguas próximas a Canarias circulan anualmente alrededor de 553 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a unas 75.000 toneladas cada día, es decir casi diez veces la producción máxima diaria prevista anualmente en Canarias. A ello debe añadirse que, como se apunta

en la grafica siguiente, esta actividad de transporte marítimo es, a nivel mundial, mucho más potencialmente contaminante ya que la magnitud de estas las cifras debe multiplicarse por el hecho de que, aproximadamente, sólo el 40% del consumo mundial de petróleo se distribuye por mar frente a otros sistemas como los oleoductos.

**Relative importance of oil polluting sources -  
Worldwide average 1990-1999**



Sandra Kloff and Clive Wicks. Environmental management of offshore oil development and maritime oil transport. 2004.

53 Fuentes: BP Statistical Review of World Energy. 2012



Existe, por tanto, una labor importante de identificación y explicación de los riesgos y ventajas que ofrecen estas actividades tanto para el conjunto de Canarias, como para las islas de Fuerteventura y Lanzarote, basados en los siguientes elementos:

- Análisis detallado, riguroso e independiente de las implicaciones medioambientales que tiene la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas y de las medidas de seguridad y correctoras de los eventuales impactos medioambientales (este tema será abordado con más detalle posteriormente).
- Cuantificación detallada de la creación de empleo y riqueza y de la participación de las empresas y trabajadores autónomos establecidos en Canarias y en estas islas, así como un eventual plan de formación para facilitar la urgente incorporación de personal cualificado residente en Canarias.
- Detalle del reparto de los eventuales beneficios derivados de la actividad entre la compañía operadora y el sector público, para lo que ya existen modelos bien implantados en otras partes del mundo, y cuantificación precisa de como se van a repartir estos beneficios entre el Gobierno central, el Gobierno de Canarias y los Cabildos Insulares de Fuerteventura y Lanzarote. Sería bueno también diseñar desde el primer momento, un sistema de seguimiento y verificación independiente de la exactitud de los datos de explotación ex post del yacimiento.

## Seguridad

ambiental y valoración económica de los beneficios que aportaría a la sociedad serían factores clave para la explotación de los recursos de hidrocarburos que pudieran existir.

### 8.3.2 Competencias administrativas y trámites para la extracción de petróleo

El primer elemento que debe tomarse en consideración es que la Constitución Española considera en su artículo 132, apartado 2 que: “Son bienes de dominio público estatal los que determine la ley y, en todo caso, la zona marítimo-terrestre, las playas, el mar territorial y los recursos naturales de la zona económica y la plataforma continental”.

Acorde con este principio constitucional, las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos están reguladas por la actual Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y el Reglamento sobre investigación y explotación de hidrocarburos, aprobado por Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio. Esta Ley fue adaptada a las exigencias de la legislación comunitaria derivadas del mercado interior de la energía por la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

En particular el Título II de la Ley 34/1998, establece el régimen jurídico de:

- La exploración, investigación y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.
- La exploración, investigación y explotación de los almacenamientos subterráneos para hidrocarburos.
- Las actividades de transporte, almacenamiento y manipulación industrial de los hidrocarburos obtenidos, cuando sean realizados por los propios investigadores o explotadores de manera accesoria y mediante instalaciones anexas a las de producción.

Un análisis detallado de la citada Ley y especialmente de su Título II, permite extraer las siguientes conclusiones:

- La competencia de otorgar los permisos de exploración y explotación de hidrocarburos corresponden a la Administración General del Estado

por tratarse de aguas marítimas. Por el contrario si los permisos correspondieran a territorio terrestre, la autorización y concesión de los mismos habría correspondido al Gobierno de Canarias.

- Existe, como es lógico, una correlación entre la concesión de los permisos de exploración a una empresa y los subsiguientes permisos de explotación, los cuales se conceden por un período de 30 años, prorrogables por períodos de 10 años.
- Se otorga libertad para que, los titulares de una concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos, puedan vender libremente los hidrocarburos obtenidos (lo que no debe ser obstáculo para la existencia de una fiscalidad específica sobre los productos obtenidos en la fase de explotación).
- Se requiere el Informe de la Comunidad Autónoma con carácter general como fase previa a la

concesión del permiso de explotación y de forma especial, cuando se produzcan actividades en el subsuelo marítimo, que incidan o no en zonas terrestres (lo que sería en nuestro caso), se requerirá informe previo de la Comunidad Autónoma afectada en el procedimiento de concesión de explotación de yacimientos.

- Se establece un procedimiento de garantías por parte de la empresa concesionaria de estos permisos para cubrir, se entiende, los eventuales daños medioambientales y actividades de restauración y se establece la reversión al Estado de la concesión con motivo de su finalización por cualquier causa.

Dada la trascendencia de esta Ley y su complejidad se adjunta como referencia algunos artículos de la Ley de Hidrocarburos en relación con las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Canarias:



### **Artículo 3 Competencias de las autoridades reguladoras**

*2. Corresponde a la Administración General del Estado, en los términos establecidos en la presente Ley:*

- a) Otorgar las autorizaciones de exploración y permisos de investigación a que se refiere el Título II, cuando afecte al ámbito territorial de más de una Comunidad Autónoma. Asimismo, otorgar las concesiones de explotación a que se refiere el citado Título de la presente Ley.*
- b) Otorgar autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación en las zonas de subsuelo marino a que se refiere el Título II de la presente Ley. Asimismo, otorgar las autorizaciones de exploración y permisos de investigación cuando su ámbito comprenda a la vez zonas terrestres y del subsuelo marino.*

### **Artículo 14 Autorizaciones de exploración**

*1. El Ministerio de Industria y Energía, o el órgano competente de la Comunidad Autónoma cuando afecte a su ámbito territorial, podrá autorizar en áreas libres trabajos de exploración de carácter geofísico u otros*

### **Artículo 15 Permisos de investigación**

*Los permisos de investigación se otorgarán por el Gobierno o por los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas cuando afecte a su ámbito territorial y conferirán el derecho exclusivo de investigar las áreas a que vayan referidas durante un período de seis años.*

### **Artículo 21 Garantía**

La garantía exigida en el artículo 16 se fijará en función del plan de inversiones y del plan de restauración presentados por el solicitante y responderá al cumplimiento de las obligaciones de inversión, fiscales, de la Seguridad Social y de restauración y otras obligaciones derivadas de los permisos de investigación.

### **Artículo 24 Derechos de los titulares de las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos**

1. La concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento de hidrocarburos en las áreas otorgadas por un período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez.
2. Los titulares de una concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos tendrán derecho a continuar las actividades de investigación en dichas áreas y a la obtención de autorizaciones para las actividades previstas en este Título.
3. Los titulares de una concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos podrán vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

### **Artículo 25 Solicitud de una concesión de explotación**

1. Los solicitantes de concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos o de almacenamientos subterráneos, en los términos que reglamentariamente se establezcan, deberán presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la siguiente documentación: .....
2. El Gobierno autorizará, previo informe de la Comunidad Autónoma afectada, el otorgamiento de la concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos o de almacenamientos subterráneos mediante Real Decreto.

### **Artículo 29 Reversión de instalaciones**

1. La anulación o extinción de una concesión de explotación dará lugar a su inmediata reversión al Estado que podrá exigir al titular el desmantelamiento, de las instalaciones de explotación.

### **Artículo 32 Actividades en el subsuelo marino**

Las actividades objeto de este título que se realicen en el subsuelo del mar territorial y en los demás fondos marinos que estén bajo la soberanía nacional se regirán por esta ley, por la legislación vigente de costas, mar territorial, zona económica exclusiva y plataforma continental, y por los acuerdos y convenciones internacionales de los que el Reino de España sea parte.

Cuando se produzcan actividades en esos ámbitos, incidan o no en zonas terrestres, se requerirá informe previo de la comunidad autónoma afectada en el procedimiento de concesión de explotación de yacimientos y de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos.



El segundo elemento legal que debe tomarse en consideración son los permisos ambientales requeridos y que se basan en el Real Decreto Legislativo 1/2008, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos que, en su artículo 3 y por referencia el Anexo 1, Grupo 2, letra d, establece que estará sujeto a la Evaluación de Impacto Ambiental la : “Extracción de petróleo y gas natural con fines comerciales, cuando la cantidad extraída sea superior a 500 toneladas por día en el caso del petróleo y de 500.000 metros cúbicos por día en el caso del gas, por concesión”.

Por tanto, las actividades de exploración de hidrocarburos no están sujetas a dicha figura jurídica aunque en la solicitud del permiso, por parte de la empresa solicitante, ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) debe detallarse el Programa de exploración, “con indicación de las técnicas a emplear y medidas de protección medioambiental”.

Debe citarse que si bien algunas Comunidades Autónomas han desarrollado leyes propias de evaluación de impacto ambiental, no es así el caso de Canarias. En cualquier caso, la autoridad competente para la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de estas actividades de explotación de hidrocarburos en aguas marítimas, es el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA) y quien concede los permisos de exploración y producción el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR).

La evaluación de impacto ambiental es un procedimiento administrativo generalmente dilatado en el tiempo y muy costoso. Supone que, sobre la base de las indicaciones del denominado “Documento Ambiental”, preparado por el órgano ambiental competente (MAGRAMA), el proponente debe realizar un análisis exhaustivo de los impactos del proyecto sobre el medio ambiente y proponer las acciones correctoras o minimizadoras de dichos impactos. En este proceso, ya a través de alegaciones y propuestas, intervienen no solo otros órganos de la Administración General del Estado involucrados, sino las Comunidades Autónomas y las entidades locales (en nuestro caso Cabildos y Ayuntamientos). El proceso se

cierra con un periodo de información pública en que los anteriormente citados, o las entidades económicas y sociales y la ciudadanía pueden formular alegaciones. Como resultado final de estas consultas, el MAGRAMA realiza la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) en la que se precisan las acciones imprescindibles de cumplimiento para otorgar, desde un punto de vista medioambiental, la licencia de exploración y producción.

Como resumen de la dimensión medioambiental relacionada con la exploración y explotación de hidrocarburos debe mencionarse lo siguiente:

- El ejercicio de las competencias y el establecimiento de las condiciones medioambientales de desarrollo de la actividad corresponde, formalmente, a la Administración del Estado a través de los Ministerios de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente y del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

**En cuanto a las propuestas sobre el petróleo, CATPE, quiere asegurar que cualquier acuerdo nuevo que se haga, debe ser para reforzar a Canarias y no para debilitarla, es por ello que nos mostramos claramente a favor de las prospecciones, porque cumplirán con las normativas de la UE y el medioambiente.**

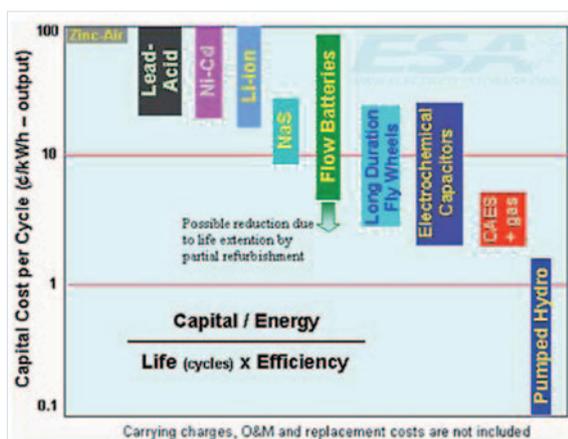
- El Gobierno de Canarias, los Cabildos y Ayuntamientos más directamente afectados, y las entidades económicas y sociales y la ciudadanía de Canarias, pueden hacer llegar sus peti-

ciones razonadas en el marco de las consultas previas a la Declaración de Impacto Ambiental e incluso, el Gobierno de Canarias, en el trámite de concesión de los permisos de explotación y producción por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

## 8.4 Almacenamiento de energía eléctrica

En Canarias, debido a la abrupta orografía de estas islas volcánicas, se presentan excelentes condiciones en todas las islas occidentales, El Hierro, Gran Canaria, Tenerife, La Palma y La Gomera, para realizar instalaciones de generación hidroeléctrica con almacenamiento por bombeo, pudiendo alcanzar los 500 MW o más en diferentes plantas en esas islas.

Dado que este sistema es, en la actualidad, la forma más económica de almacenar energía eléctrica, deben aprovecharse estas posibilidades. En la gráfica puede verse una comparativa de los costes de cada tecnología respecto a la la unidad producida teniendo en cuenta los ciclos de vida útil de cada una de ellas. El bombeo efectivamente es con diferencia la más económica, por ejemplo respecto al almacenamiento de ion litio es unas 20 veces más eficiente en costes.



**Costes de las distintas tecnologías de almacenamiento repercutidos en cada kWh producido.<sup>54</sup>**

Estas instalaciones de generación con almacenamiento permiten una mejora en la eficiencia ambiental y económica de la explotación del sis-

tema eléctrico, al almacenar electricidad en forma de agua embalsada en el depósito superior en momentos de baja demanda y elevada capacidad de producción, para posteriormente generar electricidad en momentos de alta demanda. Con ello se puede gestionar la variabilidad y falta de gestionabilidad de las renovables, fundamentalmente eólica y fotovoltaica.

**500**  
MW de bombeos podrían desarrollarse en Canarias en los próximos años para permitir una mejor gestión de la variabilidad de las renovables y una mayor presencia de éstas en el mix de generación.

Tal como se recoge en el documento de "Planificación de los Sectores de Gas y Electricidad 2012-2020" estas centrales de bombeo permitirán el máximo uso de energía renovable mediante el almacenamiento de los excedentes no integrables de energía renovable (fundamentalmente eólica) y, a la vez, dotarían de mayor estabilidad al sistema eléctrico canario por la rapidez de respuesta que dicha tecnología aporta al parque de generación actual, mejorando como consecuencia, la garantía y calidad del suministro eléctrico.

Estos sistemas contribuyen, más allá de a la fiabilidad del sistema, a una mayor eficiencia global en la explotación de estos sistemas eléctricos, a una máxima integración de recursos renovables que sin los grupos de bombeo se vería mermada y, consiguientemente, a una reducción de consumo de combustibles fósiles que, no obstante, siguen siendo necesarios.

La consideración de los grupos de bombeo en los análisis de fiabilidad adquiere igualmente gran relevancia en los SEI canarios de cara al dimensionamiento de la potencia térmica necesaria. La disponibilidad de potencia hidráulica está condicionada a la disponibilidad de recursos hídricos en los vasos superiores, los cuales deben haber sido

54 [http://www.electricitystorage.org/technology/storage\\_technologies/technology\\_comparison](http://www.electricitystorage.org/technology/storage_technologies/technology_comparison)



“cargados” en horas de excedentes de potencia disponible, ya sea de origen térmico o renovable.

La contribución de los grupos de bombeo a la disponibilidad de potencia de cada sistema considera el mínimo llenado de los vasos superiores que podría producirse ante condiciones razonablemente conservadoras de disponibilidad térmica y renovable. Para cada estación del año, se han analizado los excedentes horarios de potencia disponible tanto de origen térmico como de origen renovable superada con 90% de probabilidad, que podrían utilizarse para el llenado diario de los embalses en los grupos reversibles. Esta mínima energía diaria es repartida horariamente con el criterio de máxima fiabilidad, en horas de máximo consumo diario, respetando restricciones de energía y de rendimiento de las centrales de bombeo.<sup>55</sup>

Por tanto, será necesario aprovechar las mejores oportunidades existentes en Canarias de realizar sistemas de generación hidroeléctrica con bombeo, siempre que técnica, económica y medioambientalmente sean viables.

A la vez habrá que prestar atención al resto de tecnologías de almacenamiento, especialmente las tecnologías electroquímicas que están experimentando una rápida evolución, saltando del uso en pequeños dispositivos electrónicos de uso personal y doméstico (los llamados gadgets), a usos con tamaños cada vez mayores como ocurre con las baterías de ion litio en los vehículos eléctricos. Este salto de las tecnologías electroquímicas hace que sean objeto de una intensa investigación y a la vez de fabricación en escalas cada vez mayores, lo que acelera notablemente su evolución hacia costes menores con mayores prestaciones.

## 8.5 Las conexiones eléctricas interinsulares

Los enlaces submarinos permiten interconectar sistemas aislados configurando un nuevo sistema de mayor tamaño por la unión de los que antes estaban aislados entre sí. Esta unión tiene importantes ventajas:

- Mejora la seguridad y estabilidad del suministro, especialmente ante contingencias, al convertir dos sistemas en uno de mayor tamaño y por tanto más robusto.
- Permite reducir costes de generación al utilizar las mejores máquinas disponibles en el conjunto de ambos sistemas y al reducir los márgenes de cobertura necesarios.
- Permite reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> al mejorar la eficiencia energética del conjunto.
- Permite un mayor aprovechamiento de los mejores recursos existentes. Por ejemplo, el enlace Gran Canaria – Fuerteventura permitiría beneficiarse, dentro de las posibilidades de uso del enlace, en las islas de Lanzarote y Fuerteventura de la entrada del gas natural en Gran Canaria y de la estabilidad aportada por las centrales de bombeo que pueden desarrollarse también en esa isla y no en las otras dos.
- Se facilitaría una mejor integración de renovables en el conjunto del sistema enlazado.

En las islas Canarias, sin embargo, se presenta una dificultad importante, la profundidad de los fondos marinos y la intensidad de las corrientes marinas que son mayores que en mares más pequeños. El estado del arte actual ha permitido la construcción del enlace península italiana – Cerdeña de 1.650 m de profundidad, 435 km de longitud, 2x500 kW y 500 kV (es el más profundo y el segundo de mayor longitud en el mundo).

En Canarias se plantean enlaces entre Gran Canaria – Fuerteventura (120 km, 1.600 m profundidad máxima estimada), lo que conformaría un sistema eléctrico entre las tres islas de la provincia oriental, y otro enlace entre Tenerife y La Gomera (40 km, 1.400 m profundidad). Otros enlaces como Tenerife – Gran Canaria (2.500 m), Tenerife – La Palma o Tenerife - El Hierro (3.000 m) no son técnicamente viables a medio plazo.

Cada enlace propuesto conlleva la realización de un análisis coste y beneficios aportados, en función del cual se tomarán las decisiones correspondientes. En el primer borrador de planificación 2012-2020 publicado por el Ministerio en julio de

<sup>55</sup> En págs 79 y 80 del borrador de planificación 2012-2020 publicado en julio de 2011.

2011 se incluía el enlace Gran Canaria - Fuerteventura, a 132 kV AC y 100 MVA, con fecha prevista en el año 2018. El análisis económico que se incluye en ese documento para este enlace, concluye que es ventajoso para el sistema<sup>56</sup>.

## 8.6 Simplificación administrativa

Se ha ido extendiendo, desde hace unos años, el mensaje de que es necesaria una simplificación en muchos ámbitos de la estructura administrativa de Canarias, y/o de la legislación de Canarias, y/o de la aplicación de los procedimientos administrativos. Pero no ha llegado a materializarse prácticamente nada, y en muchos ámbitos crece el temor de que al intentar simplificar se entorpezca aún más.

Efectivamente a lo largo de este documento se ha constatado que existe un notable retraso en varios órdenes de la infraestructura energética de Canarias: en la implantación de renovables, en el desarrollo de la red de transporte, en la introducción del gas natural, en la definición de nuevos emplazamientos de generación convencional donde son necesarios. Seguramente en cada uno de los casos puede haber condicionantes particulares, pero dado lo extenso del problema y dado que también afecta a otros sectores, incluso a infraestructuras públicas promovidas por la propia administración (puerto de Granadilla, carreteras, etc.) posiblemente estemos ante un problema común de fondo.

En todo caso será bueno analizar un poco más en detalle alguno de los aspectos que nos afectan en el ámbito energético, para identificar el problema y ver qué medidas se podrían aplicar para mejorar la situación.

El retraso en la implantación de eólica en Canarias, que quizás es de los más flagrantes, tiene varios motivos que lo han llevado a esa situación. En primer lugar, la decisión de otorgar mediante concurso la capacidad de la potencia eólica disponible en cada isla, que fue adoptada mediante

Orden de 21 de septiembre de 2001, por la que se regulan las condiciones técnico-administrativas de las instalaciones eólicas ubicadas en Canarias, de la Consejería de Presidencia e Innovación Tecnológica.

En 2003 se publica una nueva norma, el Decreto 53/2003 de 30 de abril por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias, de la Consejería de Presidencia e Innovación Tecnológica, que eleva de 225 MW a 893 MW la potencia eólica instalable en las diferentes islas, manteniendo la modalidad de concurso para nuevos parques y para parques en modalidad de consumos asociados.

En octubre de 2004 se publica Orden por la que se convoca concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de instalación de nuevos parques eólicos destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios, para adjudicar 344 MW.

**Maraña**  
administrativa es lo que ha  
impedido un desarrollo de las  
renovables en Canarias. Es de vital  
importancia simplificar y agilizar la  
tramitación administrativa.

El concurso fue recurrido por numerosos promotores que se vieron perjudicados y que denunciaron conductas corruptas por parte de algunos miembros de la Consejería. El proceso administrativo del concurso fue declarado nulo en diciembre de 2005 por sentencia del TSJC que observó irregularidades en el propio Decreto 53/2003. El Gobierno tuvo que indemnizar a varias empresas que se presentaron al concurso que demandaron daños por dicha anulación. Las responsabilidades penales de tipo personal siguen abiertas, al no haber concluido los procesos judiciales.

En 2006 se dan los pasos para realizar un nuevo concurso, se publica un nuevo decreto que regula la instalación y explotación de parques eó-

<sup>56</sup> Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020. Primer borrador (julio 2011). Este borrador no llegó a ser aprobado, suspendiéndose el proceso para iniciarlo de nuevo en la nueva legislatura.

licos en Canarias, el decreto 32/2006, y finalmente es convocado el concurso por Orden de 27 de abril de 2007. Este concurso de 2007 terminó de ser adjudicado en Orden 4 de mayo de 2010, tras resolver los recursos presentados en una primera adjudicación. Las adjudicaciones resultaron muy problemáticas ya que se presentaron en todas las islas mucha más potencia que la especificada en concurso, 17 veces más en Lanzarote o 30 veces más en Fuerteventura, por poner un ejemplo. Muchos de los promotores no ganadores presentaron recursos.

A partir de entonces, los promotores que resultaron adjudicatarios de los 440 MW otorgados por el concurso para los 39 parques eólicos tenían, según las bases, un año para presentar proyecto y otro año (prorrogable por uno más) para construir los parques. Pasados tres años, la mayoría de los parques aún no han superado el trámite medioambiental, y posteriormente les quedará otro tedioso y prolongado trámite territorial: tendrán que someterse al Plan de Actuación Territorial (PAT) si el planeamiento del suelo no contemplaba la instalación de los parques eólicos. Podrían aún demorarse un mínimo de tres años más para llegar a la puesta en marcha.

Esta desadaptación del planeamiento del suelo en los planes insulares o en los planes municipales, resultó también un gran inconveniente para la energía fotovoltaica que sin pasar por el PAT solo pudo realizarse en la isla de Tenerife, y dentro de esta solo en un municipio, el de Arico. En el resto del archipiélago solo tres o cuatro plantas fotovoltaicas consiguieron realizarse por la vía de tramitación de un PAT. Dicha desadaptación tiene su origen en que desde la ley de directrices de 2003 el planeamiento de infraestructuras en suelos no urbanos en las islas debe estar contemplado en planes territoriales insulares: los Cabildos deben realizar el planeamiento insular, los PIOT o Planes Insulares de Ordenación del Territorio, que a su vez deberán concretar infraestructuras sectoriales específicas en distintos planes. En concreto, para las infraestructuras eléctricas varios cabildos en colaboración con la Consejería de Industria comenzaron la realización de los Planes Especiales de Ordenación de Infraestructuras Energéticas, sin que hasta la fecha ninguno de esos planes haya sido aprobado.

En resumen, desde que en 2001 el Gobierno de Canarias decide que los parques eólicos se construirán pasando por un concurso público de adjudicación de potencia, hasta que se instalen parques eólicos en esa modalidad habrán pasado al menos 15 años. Para llegar a ese plazo tan dilatado ha sido determinante la propia problemática del proceso de los concursos eólicos, sumada a la problemática territorial, que afecta a todo tipo de suelo, no solo al que está protegido como espacio natural, también al suelo rústico y dentro de este incluso al que no tiene ningún uso actual ni previsto en el futuro.

No es necesario incidir en que esta dilatada tramitación, aun cuando se excluyera el problema del fallido concurso, supone un periodo mucho más amplio del que se da en otras muchas comunidades autónomas del país, y en las islas de salir adelante el nuevo proyecto de ley, las actuaciones se verán sometidas además a un trámite previo en el Ministerio con informes de REE y de la CNE, lo que añade más tramitación y más tiempo para la obtención de los permisos.

Por tanto, es necesario simplificar el camino para llegar a instalar eólica o fotovoltaica, o cualquier otra fuente de energía que se considere de interés general para el conjunto de la sociedad, agilizar las tramitaciones administrativas, especialmente la relacionada con el impacto ambiental, y facilitando el uso de suelo, especialmente los suelos rústicos sin ningún uso o con usos socialmente menos valiosos que la implantación de energías renovables.

## 8.7 Uso racional de la energía

La eficiencia energética, entendida como el uso más racional de la energía para reducir el nivel de consumo eléctrico sin reducir el nivel de bienestar y confort, es un instrumento multisectorial prioritario para la reducción de la demanda energética y las emisiones. Por lo tanto, contribuye a la mejora de la seguridad de abastecimiento, a la mejora de la competitividad, y a la sostenibilidad medioambiental, tres pilares fundamentales de un sistema energético sólido.

## Equipamiento

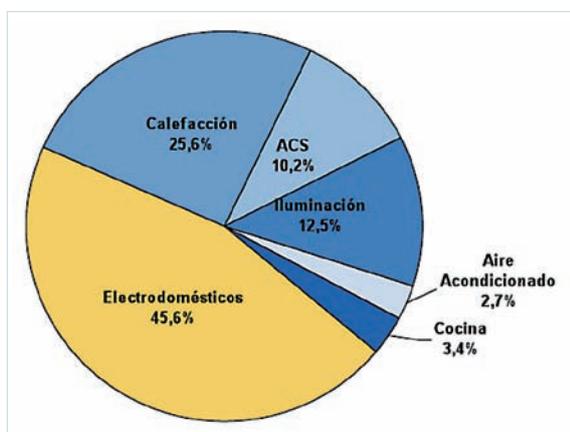
cambios de hábitos de consumo son las principales medidas para mejorar en el uso racional de la energía.

Aunque se vienen realizando de forma continua acciones de eficiencia energética, este es un aspecto que debe ser objeto de atención permanente, identificando las acciones más provechosas, facilitando el acceso a los programas de ayuda, simplificando los trámites administrativos de los mismos, y promoviendo la concienciación ciudadana y su participación activa hacia un consumo y un sistema energético más eficiente.

Aunque es difícil evaluar el potencial de mejora en este sentido, es evidente que hay una serie de acciones que deben seguir realizándose, especialmente en equipamiento en el hogar parece haber un margen de mejora identificado en las encuestas realizadas.<sup>57</sup>

### 8.7.1 Electrodomésticos

Según el IDAE, en España los electrodomésticos consumen aproximadamente un 45% de la energía eléctrica del hogar. El detalle de la distribución del consumo se muestra en el siguiente gráfico.



Debido a la importancia de estos equipos por su consumo, desde 1994 existe una normativa sobre etiquetado por la que todos los fabricantes han de

identificar cada electrodoméstico por su nivel de eficiencia energética con una letra, de la A a la G. Se midió el consumo anual de cada tipo de electrodoméstico y al consumo medio se le asignó el punto intermedio entre las letras D y E.

De esta forma, un electrodoméstico identificado con el nivel de eficiencia clase A viene a decir que su consumo es menos del 55% que el consumo medio de electrodomésticos de su tipo.

En el caso de frigoríficos existen clases que van más allá, apareciendo las clases A+,A++ y A+++. Cada una de ellas supone una mejora del 20% en ahorro energético respecto a la anterior.

Teniendo en cuenta la existencia de electrodomésticos en la gran mayoría de viviendas, el gran ahorro conseguido gracias a la eficiencia de los últimos equipos disponibles en el mercado, y el elevado porcentaje del consumo doméstico que representan, siendo el frigorífico el principal consumidor doméstico según los estudios del IDAE, el cambio de electrodomésticos representa un altísimo potencial de ahorro energético anual.

### 8.7.2 Iluminación eficiente

La iluminación representa un peso muy significativo en el consumo energético tanto en hogares, como en edificios públicos, comercios, alumbrado público, etc. Los sistemas actualmente instalados ofrecen un gran margen de mejora, llegando a alcanzarse ahorros de hasta un 60% con algunas tecnologías, con pay backs de entre 1 y 10 años.

<sup>57</sup> Ver apartado 3.3 referencias al estudio de eficiencia energética en los hogares españoles realizado por Gas Natural Fenosa.

### Cambio de luminaria (actualización de fluorescencia)



Ahorros  
33 - 60 %

Payback  
2 - 5 años

### Cambio de tubo T8 por LED (si se cumple estudio)



Ahorros  
45 - 60 %

Payback  
1 - 3 años

### Añadiendo sistema de control



Ahorros  
Hasta 30%

Payback  
5 - 10 años

#### Ejemplos de ahorros con algunas medidas de eficiencia en iluminación.

Además del gran potencial de mejora que ofrece la iluminación, el hecho de que sea algo común para todos los usuarios abre amplias posibilidades para llevar a cabo medidas de ahorro.

Especialmente en el ámbito del alumbrado público hay un amplio margen de mejora tanto con la implantación de las nuevas tecnologías de luminarias led, como con una gestión más eficiente de las mismas, de forma que se aplique la intensidad lumínica adecuándola a las diferentes necesidades en diferentes horas. España en general presenta en este aspecto unos hábitos de uso del alumbrado público poco eficiente, aplicando intensidades lumínicas elevadas de forma constante durante toda la noche, si bien diferentes municipios van anunciando medidas de mejora en este sentido.

### 8.7.3 Cambio de hábitos de consumo

Se puede reducir el consumo de energía utilizándola de manera más eficiente, tanto invirtiendo en equipamiento energéticamente eficiente, como adoptando un estilo de vida más sostenible con respecto al uso de la energía, es decir, cambiando nuestro comportamiento.

La reducción de consumos generalmente implica la adquisición de nueva tecnología, mientras

que los hábitos son consecuencia de una conducta rutinaria; por ejemplo, apagar siempre las luces al salir de una habitación. Los cambios en dichos hábitos pueden conducir a importantes ahorros en el consumo de energía.

Varios estudios dejan claro que un cambio en los hábitos energéticos puede suponer un ahorro de energía, aunque las cifras de este ahorro varían significativamente de unos estudios a otros<sup>58</sup>.

La experiencia demuestra que las actuaciones que pretenden cambiar los hábitos de las personas y organizaciones solamente son efectivas si se establecen de forma sistemática y de acuerdo con un modelo de planificación. Además, si se quiere que el cambio en los comportamientos sea permanente, son necesarios programas de refuerzo.

## 8.8 Energías renovables

Ya se ha valorado el gran potencial existente en Canarias en cuanto a la presencia de un elevado recurso de renovables, principalmente eólica y fotovoltaica, pero también puede haber cierto potencial en otras tecnologías ahora no tan maduras y eficientes como las provenientes del mar, residuos o biomasa.

También se ha expuesto anteriormente que existe un gran retraso en la implantación de renovables en nuestro territorio, reflejado globalmente en el hecho de que sólo representan un 7% de la energía eléctrica anualmente producida, cuando en el sistema peninsular se acercan al 35%. El retraso es especialmente pronunciado en la energía eólica, en la que de haber seguido el mismo ritmo de implantación que en el resto del territorio nacional, podría haber en estos momentos en torno a 900 MW instalados y sólo hay 150 MW, siendo además la tecnología eólica precisamente la más madura y eficiente en términos técnicos y económicos para el sistema.

Son evidentes, además, las ventajas de las energías renovables en Canarias: ambientales, reducción de emisiones, diversificación de las fuentes de energía, mejora del grado de autoabastecimiento y

reducción de la dependencia exterior, mejora de la seguridad de aprovisionamiento de energía, mejora de la balanza comercial.

Presentan también ventajas económicas, en el sentido de reducir los costes de la generación de energía eléctrica, si se gestiona adecuadamente su introducción en las islas. En el análisis económico de las energías renovables en la política energética, es necesario considerar que las energías renovables no sustituyen todos los costes de la generación convencional, ya que dado su carácter de energías intermitentes y no gestionables, la potencia de las centrales convencionales sigue siendo necesaria para garantizar el suministro de energía en horas en que no hay renovables, y para dar estabilidad en el suministro eléctrico que equilibre ese carácter fluctuante de las renovables.

Sistema	Generación de Régimen Ordinario					
	Energía anual (MWh)	Costes de generación (€)			Coste variable medio de generación (€/MWh)	Sobrecoste previsto Régimen Ordinario (€)
		Coste variable (€)	Coste fijo (€)	Total (€)		
<b>Gran Canaria</b>	3.229.365	612.018.635	115.318.316	727.336.951	190	569.776.257
<b>Tenerife</b>	3.310.115	599.457.406	120.939.355	720.396.760	181	558.896.269
<b>Lanzarote - Fuerteventura</b>	1.340.459	254.447.673	51.995.772	308.443.445	190	241.042.450
<b>La Palma</b>	235.272	45.181.823	21.570.879	66.752.702	192	55.273.796
<b>La Gomera</b>	69.008	15.007.276	4.974.476	19.981.752	217	16.614.857
<b>El Hierro</b>	39.116	8.936.345	3.385.457	12.321.801	228	10.413.327
<b>Total</b>	8.223.334	1.535.049.157	318.184.255	1.853.233.412	187	1.452.016.956

\*El precio medio del mercado diario considerado es de 48,79 €/MWh

Sistema	Generación de Régimen Especial						Coste variable medio de generación (€/MWh)
	Energía Anual (MWh)			Costes variables de generación (€)			
	Eólica	Fotovoltaica	Total	Eólica	Fotovoltaica	Total	
<b>Gran Canaria</b>	203.045	53.739	256.785	17.524.174	19.850.533	37.374.706	146
<b>Tenerife</b>	64.224	172.270	235.494	5.542.941	63.634.589	69.177.530	293
<b>Lanzarote - Fuerteventura</b>	58.901	25.195	84.098	5.083.532	9.305.763	14.390.295	171
<b>La Palma</b>	10.859	6.727	17.586	937.175	2.484.946	3.422.121	195
<b>El Hierro</b>	8.393	-	8.393	724.326	-	724.326	86
<b>Total</b>	345.422	257.932	603.354	29.812.148	95.276.831	125.088.979	207

#### Comparación de costes de generación de renovables y convencional, Canarias2013.<sup>59</sup>

59 Fuente: REE, Informe de cobertura de la demanda en Canarias (año móvil abril 2013 – marzo 2014) DSC.O/13/015.



Por lo tanto, ha de considerarse a las renovables como ahorradoras de combustible de la generación convencional, que tienen en dicho combustible el principal componente de los costes variables de generación. Tal como puede verse en las tablas anteriores, los costes variables de la generación convencional (187 €/MWh) actualmente son más bajos que los costes de las renovables instaladas (207 €/MWh), pero dentro de ellos, la energía eólica (86 €/MWh) viene ahorrando costes al sistema insular, mientras que la generación fotovoltaica (371 €/MWh), debido a que entró en gran volumen en fechas con precios muy elevados, de igual forma que en el resto de España, ha venido suponiendo un notable encarecimiento de los costes de las islas.

**Renovables**  
tienen en Canarias un amplio recorrido que permitiría reducir costes de la generación, reducir emisiones y reducir la elevada dependencia energética.

No obstante, el último precio para la fotovoltaica en suelo, fijado en la preasignación del Ministerio a finales de 2011 para la siguiente convocatoria,<sup>60</sup> fue de 122 €/MWh, cifra que habrá seguido la tendencia de reducción de costes, en el tiempo transcurrido desde entonces, hasta situarse por debajo incluso de los 100 €/MWh. Por lo tanto, si se pretende que las renovables puedan reducir costes en los sistemas insulares, se debe tener muy en cuenta los costes en cada momento de cada tecnología renovable en comparación con los costes de los combustibles convencionales, que también evolucionarán a la baja con la introducción del gas natural, y con las medidas de apoyo para la gestionabilidad de las renovables que serán necesarias con niveles de penetración elevados.

Otro factor muy importante a tener en cuenta es que, dado el carácter fluctuante de las renovables y su incapacidad para adaptarse a las necesidades de la demanda eléctrica de los consumidores, existen limitaciones técnicas de integración de dichas energías en cada uno de los sistemas eléctricos. Dichos límites corresponde definirlos al operador del siste-

ma, pero en este momento no existen datos publicados al respecto, únicamente se tienen referencias aproximadas en la comunicación de los puntos de conexión a los parques del concurso eólico.

Así, en Gran Canaria por ejemplo, REE ha comunicado que tras la implantación de los 192 MW del concurso eólico, se totalizarían 302 MW de potencia instalada en renovables en la isla y sería necesario reducir en 110 GWh la producción anual de dichas renovables, lo que equivale a 364 horas de producción. Para evitar ese vertido de renovables, es necesario contar con las centrales hidráulicas de bombeo.

Por tanto, desde el CATPE, proponemos que se adopten todas las medidas necesarias para aumentar el ritmo de implantación de tecnologías renovables en Canarias, siempre que el coste total de esta, sea menor que los gastos variables de la convencional especialmente de las que presenten mejores condiciones técnico-económicas y ambientales, y a la vez introducir las centrales de bombeo para hacerlas más gestionables y permitir así una mayor penetración de dichas renovables en los sistemas eléctricos.

## 8.8.1 Las renovables en modalidad de autoconsumo o en balance neto

Hasta ahora, los proyectos fotovoltaicos se han desarrollado con plantas destinadas a producir electricidad y venderla a la red y han sido promovidos por la retribución que obtiene el promotor en la tarifa eléctrica (primas que paga el ciudadano en el recibo de la luz). En cambio, con la eliminación de las ayudas a las energías renovables acordada por el Gobierno (en el RDL 1/2012) se ha cerrado esa opción, quedado abierta la posibilidad de instalar plantas fotovoltaicas (o incluso eólicas) para autoconsumo.

El encarecimiento de la factura eléctrica y la reducción de costes de los paneles fotovoltaicos (un 80% en cinco años) han creado las condiciones para que industrias, restaurantes y otros negocios, hayan empezado a apostar por el autoconsumo fotovoltaico instantáneo. Es una situación impensable hace poco tiempo. Ya es posible producir electricidad fotovoltaica sin que los promotores tengan que recurrir a las ayudas en la tarifa.

60 Esa convocatoria debía haberse celebrado en el primer trimestre de 2012, pero fue paralizada por el RDL1/2012.

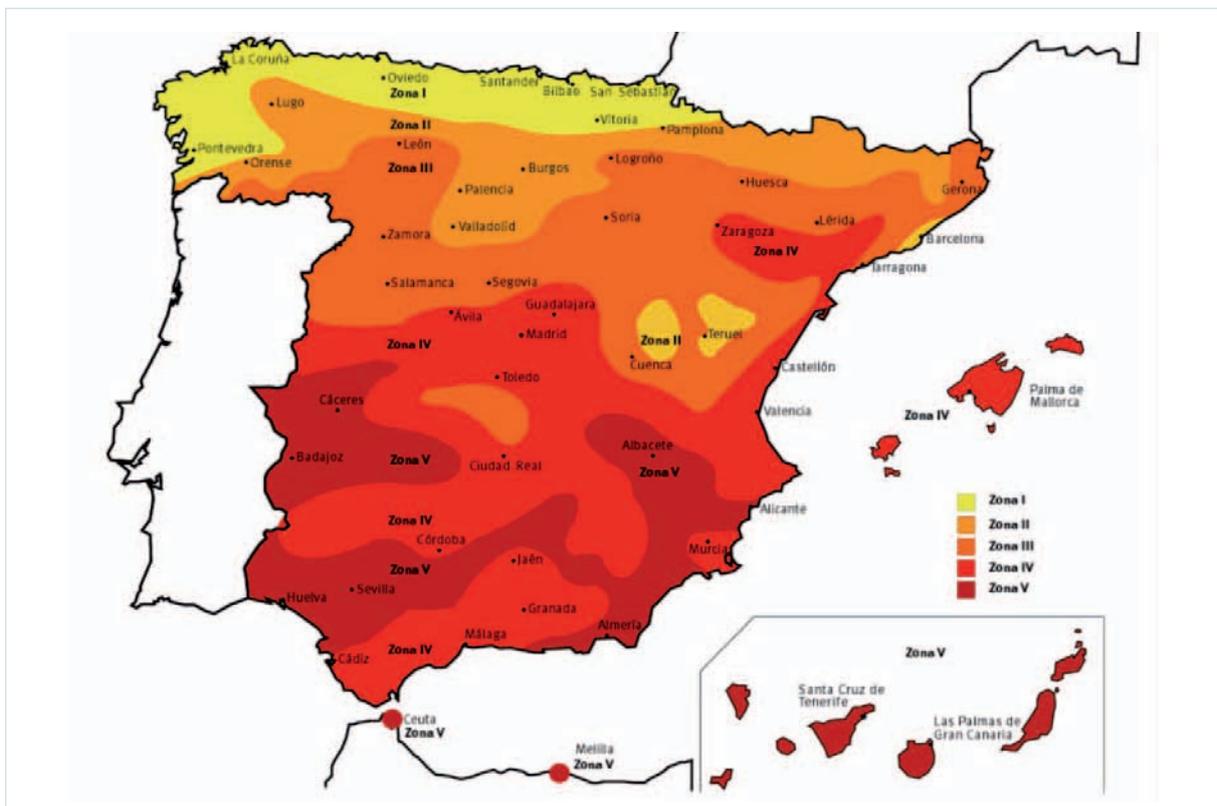
**Autoconsumo** es una modalidad de generación ligada al consumo que es rentable, puede desarrollarse sin necesidad de nuevas normas legales y en Canarias tiene especiales condiciones favorables.

Las inversiones de este tipo son rentables cuando los proyectos están ajustados para que la electricidad sea consumida in situ sin generar excedentes de electricidad (o sea, que no se produzca más de lo que consume instantáneamente), puesto que todavía no está aprobada la normativa que debe favorecer el autoconsumo con balance neto, mediante la cual el productor sí podría compensar su saldo positivo de energía, de forma que consumiría la electricidad que necesite, entregaría el exceso al sistema eléctrico y el consumidor sería compensado por esa energía entregada al sistema.

La fotovoltaica para autoconsumo instantáneo es una energía con producción descentralizada que evita emisiones de gases, evita pérdidas en la red, hace del consumidor un sujeto activo, no requiere de nueva normativa y es económicamente rentable: producir electricidad fotovoltaica sale de ocho a diez céntimos el kWh (dependiendo del tamaño y de la complejidad de la instalación), mientras que el usuario doméstico la paga a 14 c€/kWh<sup>61</sup>.

En Canarias además presenta grandes ventajas adicionales para su implantación con respecto a otras regiones:

- Más horas de irradiación solar, con condiciones climatológicas más favorables que el resto de regiones europeas.
- Existencia de muchas cubiertas planas, lo que facilita la instalación a menores costes, con la mejor orientación para un máximo aprovechamiento de la radiación y optimización de la producción; reduce los costes de mantenimiento.
- Reduce los costes del sistema eléctrico en su conjunto ya que la producción fotovoltaica para autoconsumo desplaza costes de combustibles más caros, y todo ello sin requerir el pago de primas con cargo al sistema como ocurre con la fotovoltaica tradicional.



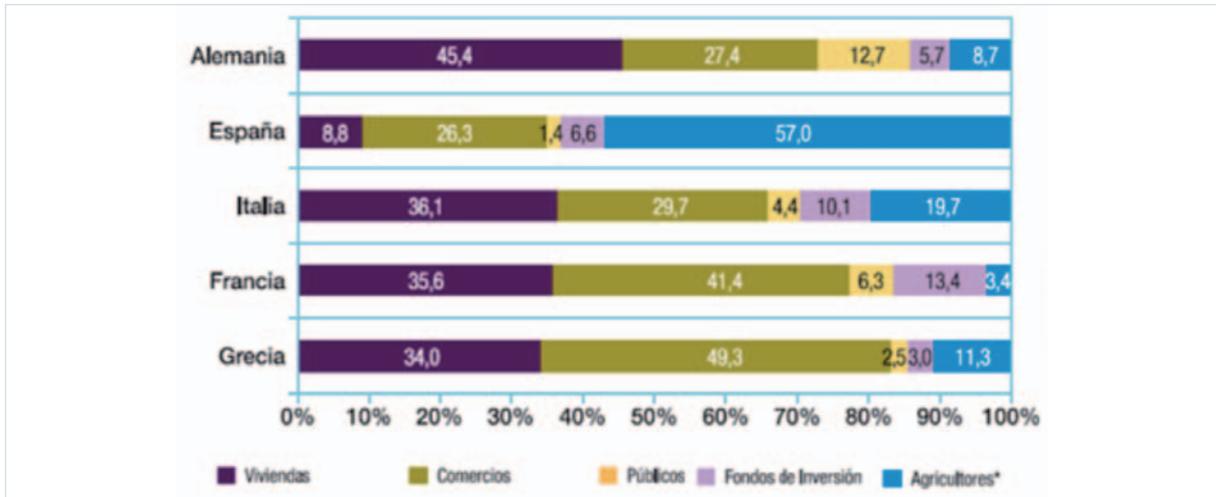
Zonificación climática en función de la radiación solar global media diaria.<sup>62</sup>

61 Resolución 25 de marzo de 2013, tarifas TUR a partir de 1 de abril. Tarifa sin discriminación horaria 0,138658 €/kWh.

62 Fuente: Ministerio de Fomento.

En el desarrollo de la fotovoltaica España ha seguido un camino diferente a la mayoría de países desarrollados, con un predominio de las plantas

sobre suelo, mientras que en el resto de países predominan las plantas en viviendas domésticas o en pequeños comercios o industrias.

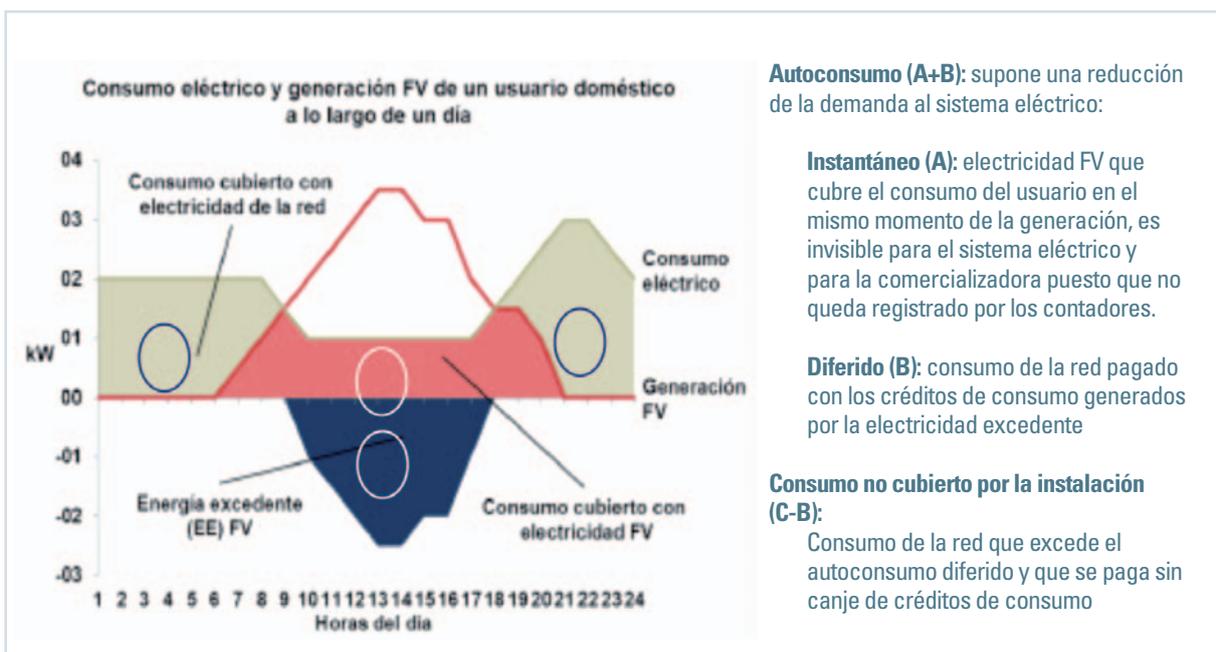


Porcentaje de titularidad de las instalaciones fotovoltaicas.<sup>63</sup>

En la mayoría de países, la plantas fotovoltaicas son de pequeño o mediano tamaño estando la generación mucho más cerca del consumidor que en España. En muchos de esos países además está implantada la modalidad de Balance Neto (BN). El autoconsumo con BN viene desarrollándose desde hace más de una década en países como EEUU, Dinamarca, Tailandia, Méjico, Japón,...

ducen energía para su propio consumo permitiendo la exportación de energía a la red en determinadas horas, que será consumida en ese instante por el resto de consumidores, y al consumidor que ha exportado esa energía se le compensará con los kWh que consuma en otros momentos (energía diferida) o se le compensará económicamente por los precios horarios de las energías producidas y consumidas. Se hace "bancable" en crédito de kWh o de € (dependiendo del modelo elegido) el exceso de generación cuando exista, pudiendo utilizar dicho crédito a posteriori (autoconsumo diferido).

En el autoconsumo con BN se establece un sistema de compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida. Los consumidores pro-



Curvas tipo de producción y consumo con Balance Neto.

**Autoconsumo (A+B):** supone una reducción de la demanda al sistema eléctrico:

**Instantáneo (A):** electricidad FV que cubre el consumo del usuario en el mismo momento de la generación, es invisible para el sistema eléctrico y para la comercializadora puesto que no queda registrado por los contadores.

**Diferido (B):** consumo de la red pagado con los créditos de consumo generados por la electricidad excedente

**Consumo no cubierto por la instalación (C-B):**

Consumo de la red que excede el autoconsumo diferido y que se paga sin canje de créditos de consumo

63 Fuente: EUPD Research.

En la actualidad en España es posible realizar producción para autoconsumo instantáneo, que está especialmente simplificada para pequeñas plantas (hasta 100 kW fotovoltaicas) en el RD1699/2011. Para el desarrollo de la generación para autoconsumo bajo la fórmula de Balance Neto es necesario aprobar un marco legal que lo regule, del que existe un primer borrador, pero no se dispone de un calendario de aprobación, ni de una propuesta cerrada de los contenidos del mismo.

## 8.9 El vehículo eléctrico

En la apuesta por alcanzar la mayor penetración posible de energías renovables, el vehículo eléctrico puede ser un gran aliado, ya que la recarga del vehículo eléctrico admite una gran gestionabilidad, lo que podría permitir una mejor gestión y aprovechamiento de las renovables fluctuantes y, consecuentemente, un mayor grado de participación de éstas en el abastecimiento energético del archipiélago.

En este sentido la isla de El Hierro ha iniciado un proyecto de movilidad sostenible<sup>64</sup> en el que, tras la próxima entrada en servicio de la central hidro-eólica de Gorona del Viento, se proyecta incentivar la progresiva sustitución de todo su parque de vehículos convencionales por vehículos eléctricos, con un sistema de recarga que permitiría obtener toda la energía para los desplazamientos en la isla a partir de la nueva central de energía renovable. Esto convertiría a la isla en una isla de prácticamente cero emisiones, un nuevo referente a nivel mundial. Este pionero proyecto se inició mediante la colaboración de Cabildo de El Hierro, Renault-Nissan y Endesa, que han dado ya los primeros pasos introduciendo la movilidad eléctrica en esa isla.

### **El Vehículo eléctrico**

tiene en las islas muy buenas posibilidades de despliegue y de experimentación de las posibilidades de integración en el sistema energético y de integración con renovables. Canarias debe impulsar su uso destacándose como destino turístico de calidad y respetuosos con el medio ambiente.

En todas las demás islas, igualmente se dan condiciones idóneas para la introducción de la movilidad eléctrica, lo que además permitiría distinguirlas como destino turístico de calidad y ambientalmente responsable.

El vehículo eléctrico con la tecnología V2G (Vehicle to Grid,) que permite devolver energía de la batería del vehículo a la red cuando éste no la requiere, permitiría contribuir muy positivamente a la gestión del sistema eléctrico, reduciendo puntas de consumo en las instalaciones y aplanando la curva de consumo, con lo que se utilizaría en mayor medida la capacidad de las instalaciones energéticas existentes.

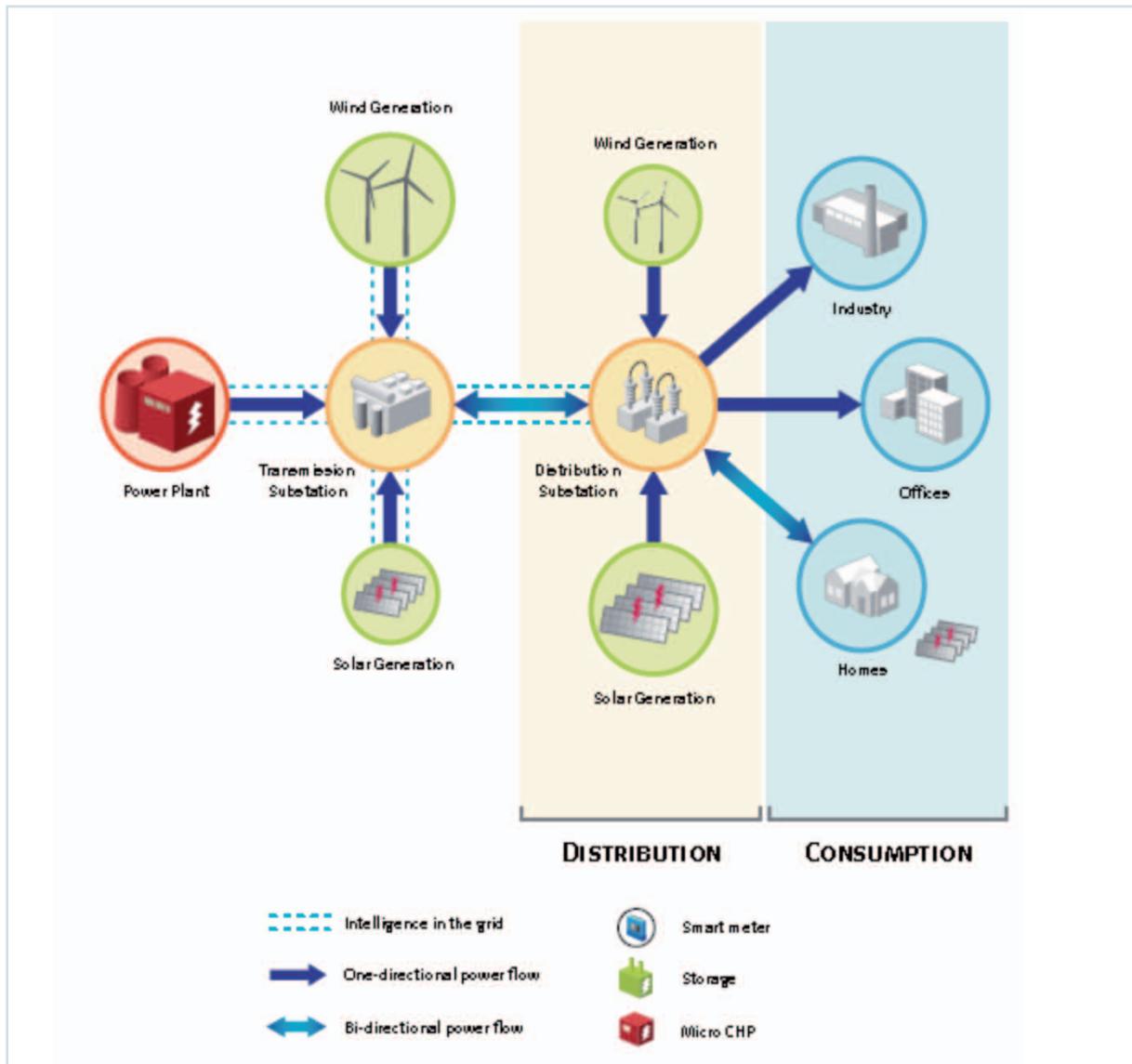
Esto puede ser especialmente apropiado en los sistemas insulares con muy elevada penetración de renovables, ayudando a gestionar la variabilidad de las mismas, ya que con esta tecnología el vehículo eléctrico se constituye en una extensión de la capacidad de almacenamiento eléctrico que puede ser hasta cierto punto gestionable.

Por las evidentes ventajas en eficiencia energética y medioambientales que la propia tecnología del vehículo eléctrico incorpora, por la fuerte reducción de emisiones que el uso del vehículo eléctrico proporciona, unido a la mejora que puede otorgar en la gestionabilidad de las renovables y las especiales condiciones de Canarias en cuanto a cortos recorridos, y la imagen de destino turístico de calidad y sensibilizado con el medioambiente, son razones por las que debe apoyarse decididamente la introducción de los vehículos eléctricos en sus distintas modalidades.

## 8.10 Las redes inteligentes

El modelo energético del pasado es un modelo centralizado y unidireccional, de vía única entre grandes generadores de electricidad y consumidores que no pueden gestionar su demanda energética. En la actualidad se está configurando un nuevo modelo energético, que permite gestionar un nuevo escenario con múltiples generadores y con consumidores energéticos más activos.





Flujos de energía y grado de inteligencia en la red del pasado.<sup>65</sup>

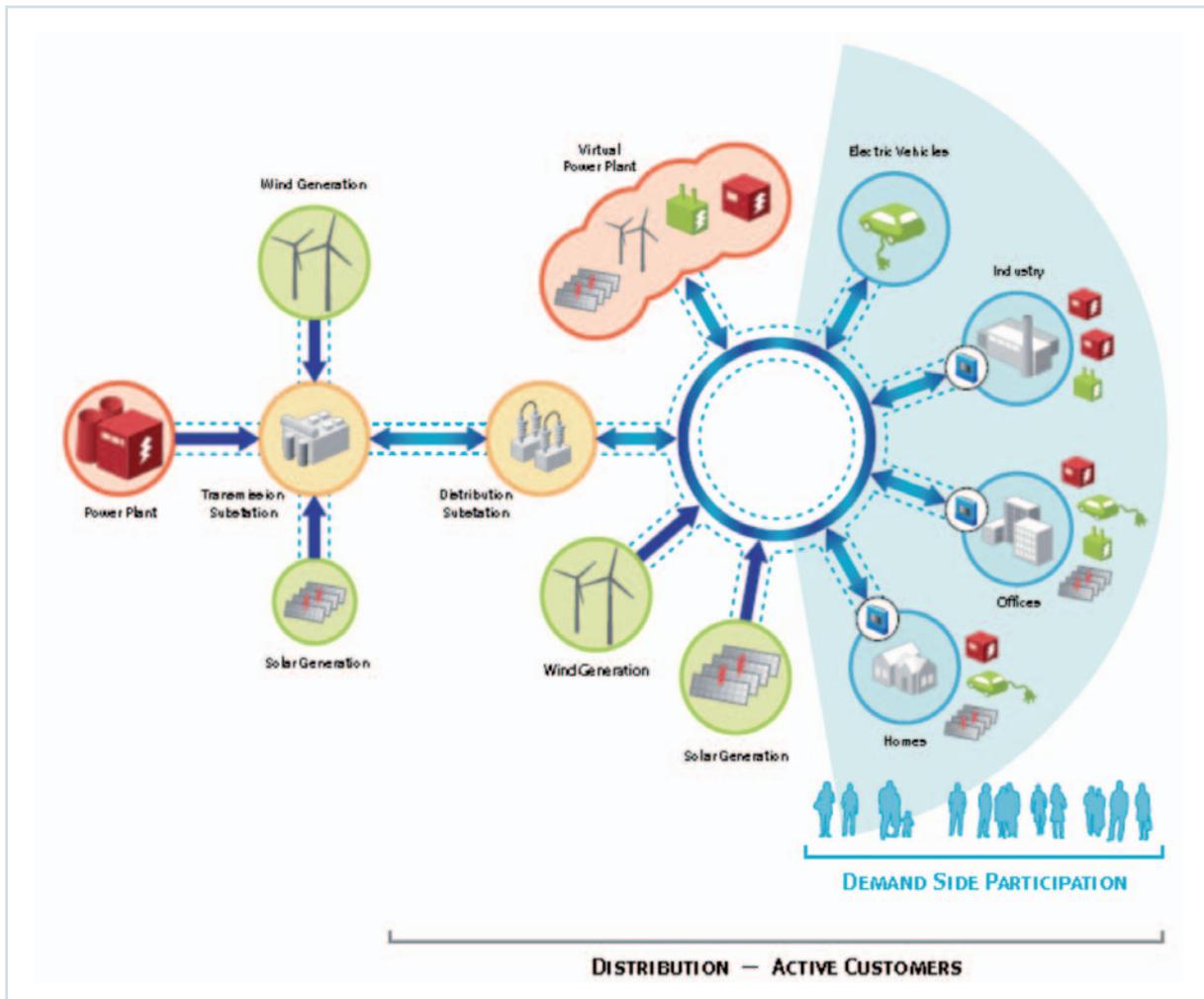
En el nuevo modelo ya no habrá pocos puntos de generación, habrá muchos, y la mayoría de ellos serán de generación renovable que estarán distribuidos, cercanos a los puntos de consumo. Esto ocurre en gran medida ya: tenemos en Canarias más de 1.500 productores de régimen especial más distribuidos por las redes, y este fenómeno seguirá en aumento, ya que como hemos visto, el peso del sector de renovables es aún muy pequeño en comparación con el que hay en la península. Y seguirá en aumento en número y en atomización de la generación con la modalidad de generación en autoconsumo o en balance neto.

Además en la red del futuro, aunque seguirá estando la generación convencional para garantizar el suministro y para dar estabilidad al sistema en su

conjunto, habrá una gran parte de la generación, la mayor parte incluso, que será fluctuante, y provocará flujos de energía bidireccionales, cambiantes. Ya no se asegurará el servicio de suministro eléctrico dentro de los niveles de tensión permitidos con redes pasivas, simplemente tomando medidas en las cabeceras de las líneas; habrá que aumentar el número de sensores y actuadores para poder gobernar esa masiva presencia de renovables, y habrá que extender las tecnologías de comunicación, información y procesamiento para tratar toda esa información.

Se podrán automatizar tareas de aislamiento de los defectos en la red y reconectar las partes sin defecto para alimentarse por caminos alternativos. Se dispondrá de mayor información en los sistemas y de más ayudas a la operación.

<sup>65</sup> Eurelectric, 10 Steps to Smart Grids.



**Flujos de energía y grado de inteligencia en la red del futuro.**

Y el despliegue de tecnología e información llegará al usuario final, al consumidor, de forma que tendrá cargas activas que se pondrán en funcionamiento en función de determinadas señales que le proporcione el sistema energético. Por ejemplo, habrá electrodomésticos como frigorífico, lavadora, lavavajillas, calentador del agua, u otros consumos, como parte de la iluminación exterior o la recarga de los vehículos eléctricos, que se activarán o desactivarán en función de señales que le vienen del sistema energético para, por ejemplo, subir demanda cuando hay mucho viento, o al revés, desconectar demanda cuando repentinamente baje el viento o una nube pase por encima de las plantas fotovoltaicas. Así, una parte importante de la demanda se adapta para satisfacer las necesidades de equilibrio del sistema, y eso permitirá un mayor uso de las renovables. Los usuarios, que podrán configurar los parámetros de funcionamiento de sus consumos, se beneficiarán

de menores costes del sistema que otros consumidores que sigan en el perfil tradicional y no participen en la gestionabilidad del sistema eléctrico.

Esta participación activa del ciudadano será posible por una mayor concienciación que se irá extendiendo hacia un uso más eficiente y sostenible de nuestros recursos, y propiciará el empleo de elementos de mayor eficiencia, como el VE, los electrodomésticos de clase A de consumo, los aislamientos adecuados en su vivienda, etc. Esa base de ciudadanos responsables propiciará que las construcciones sean cada vez más eficientes, viviendas bioclimáticas que en su diseño y construcción no solo tengan en cuenta criterios de estética, o de funcionalidad, sino también criterios de sostenibilidad energética, de aprovechamiento de las condiciones de iluminación y climáticas del medio natural en que se encuentran...

## Smart Grids

o redes inteligentes, son parte del futuro modelo energético que ponen a disposición de los usuarios sistemas de gestión para un uso responsable de la energía en coordinación con las necesidades del sistema sin reducir el grado de confort y bienestar.

Además habrá sistemas de almacenamiento para permitir un mayor aprovechamiento de las renovables, mejorando su gestionabilidad y aumentando con ello las posibilidades de mayores niveles de penetración de las mismas. Las propias baterías de los VE con sistemas como el V2G o el V2H66, además de utilizarse para la movilidad eléctrica podrán usarse para el intercambio de energía con la red y el sistema eléctrico.

## 8.11 El marco legislativo del sector eléctrico

Tal como se ha mostrado anteriormente, el marco legal de la actividad eléctrica en las islas introdujo en 1997, así como para el resto del país, el principio de libre implantación y competencia en la generación de régimen ordinario, con la particularidad en las islas de que el régimen económico es regulado.

Sin embargo, la señal económica otorgada a la generación convencional no ha sido suficientemente atractiva para despertar el interés de nuevos agentes a implantarse en las islas, como sí ha ocurrido con las energías renovables que tienen también un régimen de libre implantación a precio regulado. No obstante, la potencia instalada actualmente ofrece suficientes garantías de cobertura de la demanda en el corto plazo.

Con las medidas legislativas adoptadas desde

enero de 2012, que han afectado a prácticamente todas las actividades del sector con recortes retroactivos de su retribución, aún será más difícil que se atraiga a otros agentes.

Sobre este escenario, el Gobierno ha remitido al Congreso para su tramitación parlamentaria un nuevo Proyecto de Ley de refuerzo de la competencia y la garantía de suministro en los sistemas insulares y extrapeninsulares, que contiene principalmente las siguientes medidas:

- Por seguridad o eficiencia el Ministerio podrá otorgar retribución específica para reducir costes o para resolver restricciones de red, aunque no haya riesgo de cobertura.
- Los agentes con más de un 40% de potencia de generación en un sistema no percibirán la retribución correspondiente adicional al precio de mercado peninsular en caso de instalar nueva generación, ya sea en régimen ordinario ni en régimen especial.
- La nueva generación, para percibir el régimen económico propio de los sistemas extrapeninsulares si es generación convencional, o las primas si es régimen especial, antes de la autorización administrativa del proyecto requerirá una resolución previa de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio, que evaluará las ventajas de dicho proyecto en la ubicación concreta en que se presenta, después de recibir los informes del operador del sistema y de la CNE.
- Se contempla que los conceptos retributivos asociados al combustible se establecerán mediante un mecanismo que se ajuste a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.
- Las centrales hidroeléctricas de bombeo serán titularidad exclusiva del Operador del Sistema (REE). Las plantas regasificadoras serán titularidad exclusiva del Gestor Técnico del Sistema (ENAGAS).
- El Ministerio refuerza su capacidad de intervención en casos de riesgo, pudiendo operar directamente instalaciones de generación, transporte o distribución.

Pese a que el Proyecto tiene por finalidad reforzar la seguridad de suministro y la competencia, el efecto inmediato de las medidas contempladas en el mismo, de llevarse a cabo bajo la redacción inicial de dicho Proyecto de Ley, serán las contrarias. Por un lado, se pone en riesgo a medio plazo la cobertura de la demanda, ya que bajo las condiciones actuales o las anteriores a ningún operador le ha interesado instalarse en Canarias y, salvo que cambien esas condiciones, previsiblemente tampoco lo harán en el futuro.

Por otro lado, si tal como indica el Proyecto, se retribuirá nueva potencia no necesaria, se producirá un claro sobrecoste para el sistema, lo que no resulta razonable. Del mismo modo, si ningún agente ha mostrado interés en invertir en Canarias hasta ahora, será necesario incentivarlo económicamente por encima de la retribución actualmente establecida, lo que al margen de un evidente sobrecoste supondría un trato discriminatorio muy dudoso jurídicamente que tampoco sería aceptable.

**Intervencionista**  
introduce riesgo adicional en la seguridad del suministro, crea nuevos monopolios, vacía de contenidos competencias autonómicas, es contrario a las directivas europeas, no facilita el desarrollo de renovables, son algunas de las características del nuevo proyecto de ley para sistemas insulares.

Finalmente, el convertir en monopolio una parte de la generación eléctrica, la de las centrales de bombeo, no va en la dirección pretendida de incrementar la competencia. Y ante todo, esa medida es incompatible con la Directiva Europea 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que establece criterios de independencia para el operador del sistema muy estrictos, exigiendo la separación de propiedad, y no solo jurídica, entre las actividades de operación del sistema y las actividades liberalizadas. Esta

Directiva fue traspuesta al ordenamiento jurídico español por el Real Decreto Ley 13/2012, que en concreto introduce en el artículo 34 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, el siguiente texto con referencia al operador del sistema:

*“a. Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho:*

1. A ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o comercialización, y simultáneamente ejercer control, de manera directa o indirecta o ejercer ningún derecho en el operador del sistema, ni
2. A ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre el operador del sistema y simultáneamente ejercer control, de manera directa o indirecta o ejercer ningún derecho en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o comercialización.”

Esta disposición, tomada literalmente del artículo 9 de la actual Directiva, imposibilita que el mismo grupo industrial que ejerza la función de operación del sistema tenga intereses en generación o en comercialización. Cabe recordar que la Directiva está traspuesta en todo el territorio nacional, incluidos los sistemas insulares y extrapeninsulares, y que este texto no puede ser cambiado por ninguna ley española sin vulnerar el derecho comunitario.

Esa obligación es mucho más estricta que la que aplica a otras actividades eléctricas, pues el legislador europeo ha considerado que la operación del sistema es una función más crítica para el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico y por ello debe ser realizada por un agente totalmente independiente.

Esta medida, además, se introduce sin realizar justificación a la misma ya que en el sistema peninsular se demuestra que se puede gestionar un nivel muy alto de renovables, hasta ahora ha llegado a un 64% de penetración en el sistema, sin que sea necesario que el OS sea titular de los bombeos.

No menos importante es que esta ley vacía de competencias a la Comunidad Autónoma, ya que el Ministerio decide con carácter previo qué grupos se instalarán, dónde y con qué condiciones. La propia promulgación de este proyecto de ley ha roto el marco existente en el que se reconoce que las

medidas que afecten a los sistemas insulares y extrapeninsulares serán acordados previamente con las comunidades autónomas afectadas. En este sentido, el Gobierno de Canarias ha anunciado que recurrirá esta ley si no se modifica este aspecto.

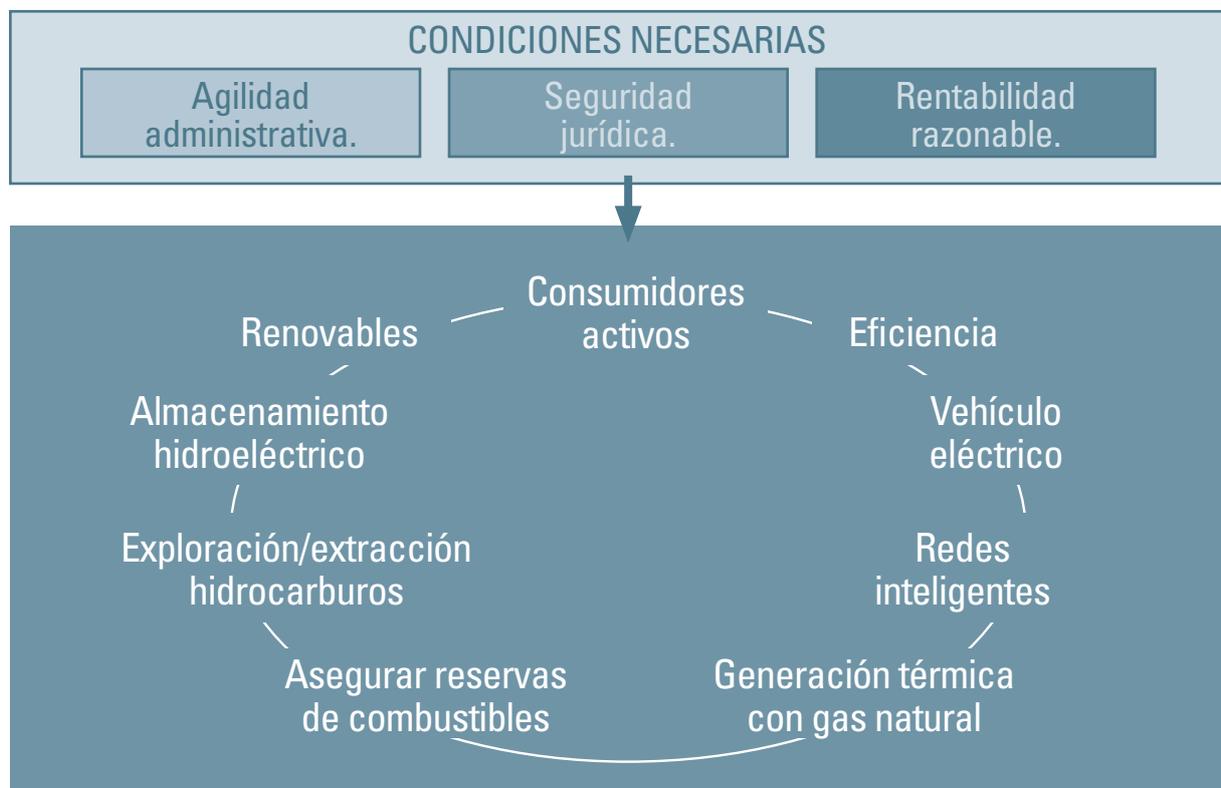
**Seguridad jurídica** que otorgue una rentabilidad razonable, es junto con una simplificación y agilidad administrativa las condiciones necesarias para avanzar en las actuaciones e inversiones que deben realizarse en Canarias.

Por tanto, estamos ante un proyecto de ley intervencionista, que pone en riesgo a medio plazo la cobertura de la demanda, que es muy dudoso que sea compatible con las directivas europeas y

por tanto crea inseguridad jurídica, que encarecerá el sistema de generación, crea un monopolio donde no lo había, y desperdicia una vez más una clara oportunidad para facilitar el desarrollo de renovables en Canarias, que permitirían reducir costes al sistema, ya que en el proyecto de ley se mantiene en suspenso las primas a esas renovables a las que también se les impone ese nuevo trámite administrativo previo ante el Ministerio.

Para un correcto desarrollo de las actividades que garantizan el suministro eléctrico, es necesario establecer y respetar un marco jurídico que dé las garantías adecuadas a los distintos agentes, con criterios claros y estables, conocidos de antemano e iguales para todos los agentes, sin normas que excluyan a ninguno de ellos en ningún lugar, y menos aún en sistemas aislados.

## 8.12 Mapa general de actuaciones

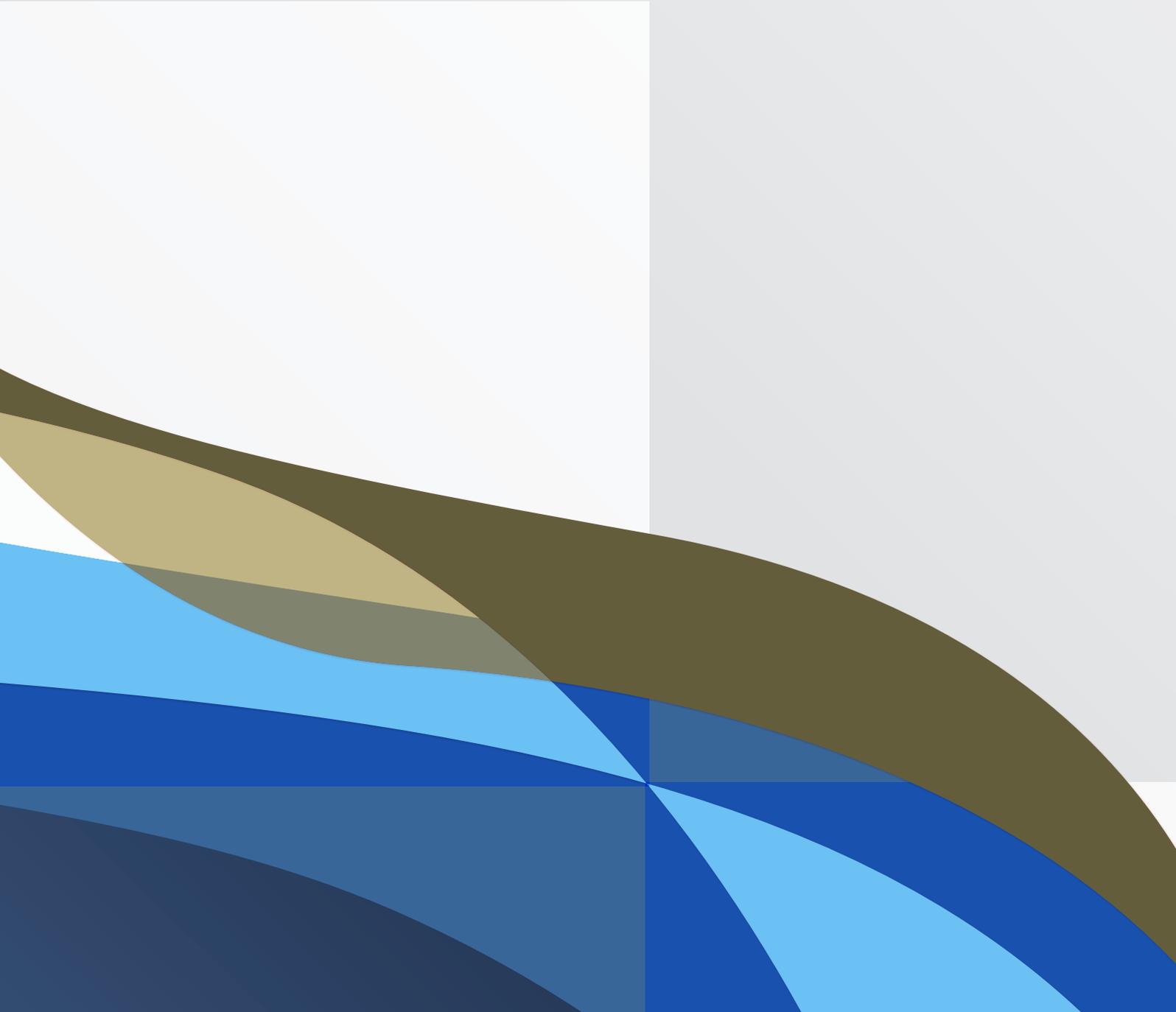


El avance en este conjunto de actuaciones configurarían un sistema energético de Canarias en 2030 más eficiente y sostenible, con más autoabastecimiento, con menores emisiones, y a la vez con me-

nores costes económicos para el sistema eléctrico y para el conjunto de los consumidores, siempre que se adopten cada una de las medidas en las proporciones adecuadas.



# 9.- BIBLIOGRAFÍA



## BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Nacional de Energía. Informe sobre el sector energético español. Introducción y resumen ejecutivo. 7 de marzo de 2012
2. Comisión Nacional de Energía. Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 1 de 2013 y verificaciones practicadas. 14 de marzo de 2013
3. Comisión Nacional de Energía. Información básica de los sectores de la energía 2012. Abril 2013
4. Comisión Nacional de Energía. Informe sobre las implicaciones derivadas de la aprobación de la nueva normativa comunitaria en materia de energía y medioambiente. 22 de julio de 2013
5. Comisión Nacional de Energía. Dirección de inspección, liquidaciones y compensaciones. Sector Eléctrico Periodo de facturación: desde el 1 de enero al 31 de enero de 2013. 14 de marzo de 2013
6. España. Gobierno de Canarias. Consejería de Empleo, Industria y Comercio de Canarias. Informe sobre la ejecución de las infraestructuras energéticas planificadas y aprobadas y de los retrasos, dificultades técnicas y administrativas encontradas en su ejecución. Informe Seguimiento del PECAN. Mayo 2008
7. España. Gobierno de Canarias. Consejería de Empleo, Industria y Comercio de Canarias. Informe sobre la ejecución de las infraestructuras energéticas planificadas y aprobadas y de los retrasos, dificultades técnicas y administrativas encontradas en su ejecución. Informe Seguimiento del PECAN. Agosto 2009
8. España. Gobierno de Canarias. Consejería de Empleo, Industria y Comercio de Canarias. Revisión PECAN 2006 □ 2015. Enero 2012
9. KPMG, Tendencias del sector automoción. 2013
10. España. Gobierno de Canarias. Consejería de Empleo, Industria y Comercio de Canarias. Anuario Energético 2011. Diciembre 2012
11. España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Secretaría de Estado de Energía. Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento Planificación de los sectores de electricidad y gas. Horizonte 2012-2020. Desarrollo de las redes de transporte. Primer borrador. Julio 2011
12. España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Secretaría de Estado de Energía. Instituto Español de Energía. Balance Energético del 2012 y Perspectivas para el 2013. 19 de marzo de 2013.
13. España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Secretaría del Estado de Energía. Dirección General de Política Energética y Minas. Memoria del análisis de impacto normativo de la orden por la que se establecen los pajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
14. España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Secretaría del Estado de Energía. Dirección General de Política Energética y Minas. Propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. 2 de febrero de 2013
15. Euroelectric. EU islands: towards a sustainable energy future. [Islas de la UE: hacia un futuro de energía sostenible]. Junio 2012
16. Eurelectric. 10 Step to Smart Grids. [10 pasos para las redes inteligentes]. [Consultado 14 abril 2013]. Disponible en: <http://congreso-smartgrids.es/wp-content/uploads/2012/03/Eurelectric-10-steps-to-Smart-Grids.pdf>
17. Frontier Economics Ltd. Lessons learnt from the current energy and climate framework. [Las lecciones aprendidas de la energía actual y marco climático]. A report prepared for Business Europe. Mayo de 2013.
18. GREEN PAPER. A 2030 framework for climate and energy policies. [Marco 2030 para las políticas climáticas y energéticas]. 27 de marzo de 2013. [Consultado 14 abril 2013]. Disponible en: [http://ec.europa.eu/energy/green\\_paper\\_2030\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/green_paper_2030_en.htm)
19. IDAE. Análisis del consumo energético del sector residencial en España. Proyecto Sech-Spahousec. 16 de julio de 2011
20. IEA WEO executive summary [Resumen Ejecutivo de la Agencia Internacional de la Energía - Panorama Energético Mundial]. Febrero 2013.
21. IRENA. Electricity Storage and Renewables for Island Power. A Guide for decision makers. May 2012.
22. Los problemas de tramitación de los eólicos. CANARIAS 7, p. 11, 17 de abril 2013.



23. Pérez Montes, Fidel, Dir. Gral. de IDAE. Balance Energético 2012 y Perspectivas 2013. 19 de marzo de 2013.
24. PricewaterhouseCoopers S.L. Diez temas candentes en el sistema eléctrico español para 2012.
25. PricewaterhouseCoopers S.L. The shape of power to come. Investment, affordability and security in an energy-hungry world.[ La nueva forma de poder . Inversión, asequibilidad y seguridad en un mundo hambriento de energía]. [Consultado 14 abril 2013]. Disponible en: www.pwc.com/utilities
26. R. Bargalló; J. Llaverías; H. Martín. El vehículo eléctrico y la eficacia energética global. Departamento de Ingeniería Eléctrica - Universitat Politècnica de Catalunya. EUETIB-C/Urgell, 187-08036 Barcelona.
27. Reactores Nucleares. El Economista, p. 45, 15 de abril de 2013.
28. Red Eléctrica de España. Vulnerabilidad de los sistemas eléctricos aislados. a. 12 diciembre 2007.
29. Red Eléctrica de España. Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Canario Enero – diciembre 2012. 7 de marzo 2013.
30. Red Eléctrica de España. Estudio de la cobertura de la demanda en el SEI Canario. Año móvil: enero 2013 – diciembre 2013. Diciembre 2012.
31. Unión Fenosa. Índice de Eficiencia Energética en el Hogar 2011. Principales Resultados Total España1. Diciembre 2011.
32. Unión Fenosa. Centro de Eficiencia Energética. Índice de Eficiencia Energética en el Hogar. Resultados nacionales. 3 de abril de 2012.
33. Unión Fenosa. Índice de Eficiencia Energética. Nota informativa. 3 de abril de 2012

#### DOCUMENTACIÓN COMUNITARIA

34. DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 20 de diciembre de 2004 por la que se concede una excepción a determinadas disposiciones de la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo respecto al archipiélago de las Azores. Diario Oficial de la Unión Europea, 30 de diciembre 2004, L 389/31.
35. DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 23 de mayo de 2006 por la que se concede una excepción a determinadas disposiciones de la Directiva 2003/54/CE respecto al archipiélago de Madeira. Diario Oficial de la Unión Europea, 30 de mayo 2006, L 142/35.

36. DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. Diario Oficial de la Unión Europea, 5 de junio de 2009, L 140/16.
37. DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE. Diario Oficial de la Unión Europea, 14 de agosto de 2009, L 211/55.
38. DIRECTIVA 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE. Diario Oficial de la Unión Europea, 14 de noviembre de 2012, L 315/1.
39. European Commission. Energy challenges and policy. Commission contribution to the European Council of 22 May 2013.

#### NORMATIVA

40. Canarias (Comunidad Autónoma) ORDEN de 21 de septiembre de 2001, por la que se regulan las condiciones técnico-administrativas de las instalaciones eólicas ubicada en Canarias. Boletín Oficial de Canarias, 19 de octubre de 2001, núm. 137.
41. Canarias (Comunidad Autónoma) DECRETO 53/2003, de 30 de abril, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias. Boletín Oficial de Canarias, 5 de mayo de 2003, núm. 84.
42. Canarias (Comunidad Autónoma) ORDEN de 14 de octubre de 2004, por la que se convoca concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de instalación de nuevos parques eólicos destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios. Boletín Oficial Canarias, 28 de octubre de 2004, núm. 209.
43. España. Resolución de 19 de julio de 2012, de la Comisión Nacional de Energía, sobre la solicitud de certificación de Red Eléctrica de España, SAU, como gestor de la red de transporte de electricidad. Boletín Oficial del Estado, 21 de agosto de 2012, núm. 200, p. 59957. Ministerio de Industria



