

Balance Energético de 2013 y Perspectivas para 2014





BIBLIOTECA
DE LA ENERGÍA

Balance Energético de 2013 y Perspectivas para 2014



**CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA**

La sesión dedicada al análisis del BALANCE ENERGÉTICO DE 2013 y PERSPECTIVAS PARA 2014 se celebró el 7 de mayo de 2014 en el Auditorio de la Fundación Canal, en Madrid.

Como en anteriores ocasiones, esta reunión congregó a cerca de 200 profesionales de la energía y de la vida económica y empresarial española, en torno a una presentación que constituye un hito anual.

En esta publicación, el Club Español de la Energía reúne todas las intervenciones y desea expresar a todos los participantes su agradecimiento.

Edita:
© CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
Paseo de la Castellana, 257 - 1ª planta
28046 Madrid
Tels.: 91 323 72 21
Fax: 91 323 03 89
www.enerclub.es

Depósito Legal: M-21861-2014
ISBN: 978-84-617-1072-0
Impreso en España/Printed in Spain
Imprime: Green Printing

Índice

Presentación	7
Pedro Miro Roig <i>Vicepresidente</i> <i>Club Español de la Energía</i>	
Introducción	13
Jaime Suárez Pérez-Lucas <i>Director General de Política Energética y Minas</i> <i>Ministerio de Industria, Energía y Turismo</i>	
Balance Energético 2013	21
María Sicilia Salvadores <i>Subdirectora de Planificación Energética y Seguimiento</i> <i>Ministerio de Industria, Energía y Turismo</i>	
Petróleo	31
Álvaro Mazarrasa Alvear <i>Director General</i> <i>Asociación Española de Operadores</i> <i>de Productos Petrolíferos (AOP)</i>	
Carbón	45
Óscar Lapastora Turpin <i>Presidente</i> <i>CARBUNIÓN</i>	
Gas	53
Antonio Peris Mingot <i>Presidente</i> <i>Asociación Española del Gas (SEDIGAS)</i>	
Electricidad	67
Eduardo Montes Pérez del Real <i>Presidente</i> <i>Asociación Española de la Industria Eléctrica</i> <i>(UNESA)</i>	
Energías Renovables y Eficiencia Energética	91
Luis Ciro Pérez Fernández <i>Jefe del Departamento de Coordinación</i> <i>y Apoyo a las Renovables</i> <i>Instituto para la Diversificación</i> <i>y Ahorro de la Energía (I.D.A.E.)</i>	

Presentación

Pedro Miró Roig
Vicepresidente
CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA



Muy buenas tardes a todos y bienvenidos a la presentación del “**Balace energético 2013 y perspectivas para 2014**”, uno de los actos más relevantes organizados por el Club Español de la Energía, que cumple este año su **vigésimo séptima edición**.

Quisiera en primer lugar excusar la asistencia del Presidente del Club Español de la Energía, Rafael Villaseca, quien por compromisos de última hora no puede estar hoy aquí con nosotros.

También querría agradecer a todos los ponentes su presencia hoy aquí, con una especial mención al Director General de Política Energética y Minas, **Jaime Suárez Pérez-Lucas**, por haber accedido a inaugurar este acto.

Como viene siendo tradicional, en la **Jornada** de hoy, algunos de los **principales actores del sector energético español** nos mostrarán los **datos e indicadores más actualizados de la estructura energética de 2013**, así como los principales acontecimientos que han tenido lugar en el último año en el ámbito del Petróleo, el Carbón, el Gas, la Electricidad, y la Eficiencia Energética y las Energías Renovables

Es cierto que cada año las Asociaciones implicadas publican de forma más temprana sus respectivos datos sectoriales, por lo que muchos de vosotros aquí presentes seguro que ya los conocéis. No obstante, consideramos que este acto, aunque se celebre ya bien avanzado el año, tiene valor: tanto por su capacidad de certificar dicha información y compilar las cifras de las diferentes fuentes energéticas, mostrando una imagen completa de nuestro balance energético nacional; como por la satisfacción que supone oírlas expresadas por sus principales actores.

Además, son de gran utilidad las indicaciones presentadas sobre las **perspectivas de dichos sectores para este 2014**, que ya ha comenzado.

Quisiera ser **muy breve en mi intervención** para dejar el mayor tiempo posible a los ponentes que hablarán a continuación y que, durante los

aproximadamente 90 minutos que está previsto dure el acto, van a aportar información detallada de máxima actualidad y rigurosidad que nos permitirán tener una amplia imagen de cómo nuestro sector energético ha respondido durante el último año a los factores económicos, técnicos, comerciales, regulatorios o climatológicos, entre otros.

Evitando citar cifras concretas, ya que las presentaciones siguientes nos proporcionarán un volumen considerable de ellas, sí me gustaría mencionar algunos **hechos especialmente significativos** que, a **modo introductorio**, creo merece la pena recalcar:

Empezaré con el **petróleo**, cuyo mercado de productos petrolíferos, durante 2013, se ha caracterizado por la persistencia de la debilidad de la demanda interna, alcanzándose niveles de la segunda mitad de los años 90. Otro hecho significativo, ha sido, además, la progresiva y continuada dieselización del parque móvil.

En este escenario, los refineros españoles se han visto obligados a exportar sus excedentes y hemos asistido a un nuevo aumento de las exportaciones de productos petrolíferos¹, siendo ya nuestro país, por segundo año consecutivo, un exportador neto de productos.

A pesar de las condiciones económicas desfavorables, a día de hoy, podemos afirmar que las refinerías españolas, gracias a las inversiones realizadas en los últimos años, tienen un grado de flexibilidad superior al resto del refino europeo y son capaces de adaptarse a una gran variedad de crudos.

Al igual que para el petróleo, la demanda de **gas natural** ha disminuido, en el entorno de un 8% respecto a 2012², como consecuencia principalmente de un menor consumo de gas para la generación de electricidad, y ante un mercado convencional (industria y sector doméstico-comercial) que ha permanecido estable. Un año más, ha disminuido el factor de utilización de los ciclos combinados, quedándose en el 13% (recordemos que este valor llegó a ser del 52% en 2008)³.

Aunque las condiciones para el gas natural también han sido adversas, la evolución de variables, como la extensión de las redes de transporte y distribución, o el número de puntos de suministro, muestra la voluntad del sector por seguir expandiéndose en el territorio nacional.

Por otro lado, en el **ámbito del petróleo y del gas natural**, también es destacable que durante el pasado año ha crecido el interés⁴ para llevar a cabo

1 España se convirtió, en julio de 2012, y por primera vez en su historia, en exportador de gasóleos.

2 Información remitida por Sedigas para la Memoria 2013 de Enerclub.

3 Información remitida por Sedigas para la Memoria 2013 de Enerclub.

4 Han aumentado el número de solicitudes para la investigación de posibles reservas de gas y petróleo en un 35% desde 2011. Según ACIEP, existen en la actualidad "unos 70 permisos de exploración otorgados y otros 75 pendiente de otorgamiento".

labores de prospección y exploración para conocer los posibles recursos tanto convencionales como no convencionales en el territorio nacional. Si bien estas iniciativas cuentan con la posición favorable del Gobierno, existe cierta reticencia a la realización de sondeos por parte de las Comunidades Autónomas donde parecen encontrarse estos recursos.

Centrándome ahora en el ámbito de **la energía eléctrica**, y la diversidad de fuentes de generación que componen el *mix* de nuestro país, cabe mencionar que su consumo ha experimentado su tercera caída anual consecutiva en 2013, registrando un total de 260 TWh⁵ según el último informe de Red Eléctrica de España. En este *mix* del pasado año, las energías renovables alcanzaron más del 42% de la cobertura de la demanda (en parte favorecida por la importante hidraulicidad registrada ese año), habiéndose convertido la eólica, por primera vez en la historia⁶, en la tecnología que más ha contribuido, situándose al mismo nivel que la nuclear⁷, alrededor ambos de un 21%. Por otro lado, la aportación de los grupos de carbón y de los ciclos combinados ha disminuido respecto al año anterior.⁸

Pero, sin duda, uno de los hechos más relevantes acontecidos en el sector eléctrico, ha tenido lugar en el ámbito regulatorio.

Como saben, durante los últimos años, el sector eléctrico español ha vivido una permanente incertidumbre fruto de las diversas medidas regulatorias que se han sucedido con el objetivo principal de atajar el déficit de tarifa.

Así, en julio de 2013, siguiendo otras medidas tomadas desde comienzos de 2012, fue presentado el conjunto normativo compuesto por un anteproyecto de ley para reformar la Ley del Sector Eléctrico de 1997, y un Real Decreto Ley con medidas urgentes para la estabilidad financiera del sistema⁹, junto con otras disposiciones normativas. El año se cerró con la publicación, el 26 de diciembre, de la anunciada nueva Ley del Sector Eléctrico, que se está desarrollando a través de una serie de Reales Decretos, como los publicados ese mismo diciembre sobre la retribución de las actividades de transporte y distribución, o el relativo al cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (anteriormente TUR) del pasado mes de marzo¹⁰.

Al respecto de esta gran reforma, podría señalarse que está afectando tanto a las partidas de costes como de ingresos del sistema, que todavía

5 Avance del Informe 2013. REE

6 Con un 21,1% de participación. Avance del Informe 2013. REE

7 21%. Avance del Informe 2013. REE

8 Un 14,6% (carbón) y un 9,6% (ciclos combinados). Avance del Informe 2013. REE

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

10 Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica; Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica; Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

se está a la espera de una parte importante de su desarrollo normativo, y que ha generado una profunda insatisfacción entre todos los agentes, incluyendo empresas, inversores y consumidores. Sin duda el sector, en su conjunto, deberá realizar un gran esfuerzo para adaptarse a los nuevos esquemas propuestos y a sus repercusiones a corto y medio plazo.

Además de estos hechos destacables a nivel nacional, me gustaría terminar resaltando un acontecimiento, que por su repercusión en nuestro sector, resulta de especial relevancia. Me refiero a la propuesta de la Comisión Europea del pasado 22 de enero, en la que se presentaron los **objetivos en materia energética y climática a 2030**, para una economía europea competitiva, segura y con bajo contenido en carbono para dicho horizonte.

La Comunicación incluye, entre otros aspectos, un objetivo de reducción de los Gases Efecto Invernadero (GEI) del 40% (respecto a niveles de 1990) y una cuota de energías renovables del 27% para la UE, sin metas individuales para los Estados miembro.

El diseño de esta estrategia energética europea a 2030 ha abierto un periodo de reflexión sobre lo realizado y los nuevos objetivos europeos a plantearse en nuestro camino hacia el modelo energético futuro, en el que la competitividad parece haber recobrado mayor protagonismo.

No quiero tampoco dejar de mencionar un hecho, ocurrido en 2014, que resulta fundamental para España. Se trata del **reconocimiento expreso del Consejo Europeo**, reunido el pasado mes de marzo, de la **necesidad de aumento de interconexiones de las redes europeas de gas y electricidad** para la integración física de los Estados miembros en el Mercado Interior de la Energía. Esperamos que este reconocimiento ayude para la plena integración de nuestro país en el Mercado Único, asignatura pendiente desde hace ya varios años.

Estos temas que he mencionado muy por encima y muchos otros, serán explicados en detalle por los expertos que nos acompañan.

Por mi parte, tan solo expresar que, desde el Club Español de la Energía, seguiremos con nuestra labor de difusión de todos los temas relacionados con la energía, centrando nuestros esfuerzos más que nunca en mejorar la comprensión del sector, sensibilizando a la sociedad de nuestros problemas pero también de nuestros logros, así como de nuestra aportación al bienestar común, mostrando datos objetivos con eventos como el que nos reúne aquí hoy.

Quisiera concluir reiterando mi agradecimiento a cada uno de los ponentes por su tiempo y dedicación, y a ustedes por estar hoy aquí con nosotros.

A continuación, me gustaría ceder la palabra al Director General de Política Energética y Minas, **Jaime Suárez Pérez-Lucas**.

Introducción

Jaime Suárez Pérez-Lucas

Director General de Política
Energética y Minas
MINISTERIO DE INDUSTRIA ENERGIA
Y TURISMO



Me gustaría empezar felicitando a los organizadores de este foro por la excelencia y representatividad lograda.

Para mí es un placer y un honor el inaugurar, en nombre del Ministerio de Industria, Energía y Turismo esta sesión sobre el “Balance Energético 2013 y Perspectivas para 2014” y poder ofrecerles unas breves palabras en el marco de la misma.

Sesión ésta que auspicia todos los años el Club Español de la Energía y que se ha convertido en una verdadera **tradición** (si mi memoria no me falla, celebrada de forma ininterrumpida desde el Balance Energético de 2004).

También es **esperada por todos los agentes del sector**, por la oportunidad que se nos brinda de exponer, discutir y argumentar, bajo distintos enfoques complementarios y no siempre contradictorios, **sobre los escenarios y perspectivas para los años 2013 y 2014**.

Esta es la **riqueza principal de este foro** y el motivo por el que año tras año se celebra, despertando en cada ocasión mayor interés si cabe que en años precedentes.

Aprovechando que tenemos **reunidos en esta sala a altos representantes** de la Asociación de Productos Petrolíferos, de Carbuniión, de Sedigas, de UNESA, así como del IDAE y de la CNMC, y que cada uno de ellos tendrá oportunidad de exponer sus puntos de vista sobre el balance del año 2013 y sus perspectivas para 2014, **voy a dar por mi parte una visión general** sobre lo que ha supuesto el año pasado dentro del sector energético.

España goza de un **mix energético de los más diversificados de nuestro entorno**, esta es una gran fortaleza aunque es cierto que el consumidor ha tenido que pagar un alto precio por ello. En parte también es consecuencia de nuestra situación geográfica y de la falta de interconexiones robustas con el resto de Europa.

Para reforzar la seguridad de suministro y la competitividad de nuestro sistema necesitamos incrementar nuestro nivel de interconexión, con el

resto de la Europa continental, haciendo de este tema una prioridad en la planificación de infraestructuras energéticas

En este mix **todos los sectores tienen una importancia decisiva** para lograr un suministro adecuado para cubrir las necesidades energéticas de nuestro país.

Siguiendo el orden de intervención de los ponentes, me referiré al sector de **productos petrolíferos**, casi la mitad de nuestro mix energético en 2013.

Su consumo ha descendido en este último año al igual que el resto de combustibles fósiles, derivado fundamentalmente de la menor actividad económica.

Destacar también que, respecto al año 2013, se prevé un incremento en línea con la vuelta a tasas positivas de crecimiento económico que tirarán de la demanda de productos petrolíferos tanto en carburantes como en otros usos no energéticos.

El **carbón**, tanto en su vertiente de carbón importado como en su vertiente de carbón autóctono, ha disminuido en su conjunto en el año 2013.

Descenso debido principalmente a la elevada aportación de las energías renovables al mix energético y también debido a la baja demanda general, especialmente notable en ciertos meses del pasado año, que provocan que el hueco térmico disminuya.

Sin embargo tanto el carbón como el gas natural dotan al sistema de la flexibilidad necesaria para su gestión.

Respecto a los usos del carbón prácticamente en su totalidad ha ido destinado a la producción de energía eléctrica, con una cada vez menor utilización en usos finales del mismo.

En nuestro sistema energético adquiere una importancia notable el **gas natural** cuyo peso, si bien ha descendido en estos últimos años, siguiendo la tendencia de la evolución económica del país, aunque **aún representa una quinta parte de nuestra demanda energética primaria** y más de una sexta parte de nuestra demanda de energía en usos finales.

Desde el año 2002 hemos asistido a demandas casi exponencialmente crecientes del gas natural fruto de la instalación en España de centrales térmicas de ciclo combinado para la generación de electricidad.

Sin embargo **en los últimos años esta tendencia no solamente se ha roto sino que se ha producido la caída del consumo total de este combustible**,

no en el sector convencional que ha seguido una tendencia creciente, sino en su uso para la producción de electricidad.

El funcionamiento de las centrales de gas, como tecnología más flexible frente a otras, ha debido acomodarse en 2013 al hueco térmico disponible.

Todos somos conscientes de que el **parque de ciclos combinados actual es muy superior al que en estos momentos necesita nuestro sistema eléctrico**, por lo cual las centrales térmicas de ciclo combinado han visto reducidos sus factores de carga a casi la mitad de aquéllos en los que habían trabajado en los años precedentes.

Estamos trabajando para implementar soluciones a este grave problema y al mismo tiempo esperamos que la **situación de la demanda mejore y que, de forma paulatina con el incremento más que previsible del consumo de gas**, en este nuevo año y en años sucesivos podamos **aprovechar y rentabilizar las inversiones realizadas**, que son fundamentales para la **robustez de nuestro sistema**.

No podemos olvidar que gozar de **tecnologías flexibles** de respaldo es **clave** a la hora de la **integración de energías renovables, para conseguir** un suministro eléctrico fiable y de calidad.

La **electricidad**, vector energético que ha presidido en el año 2013 buena parte de nuestros quehaceres como Administración General del Estado y las portadas de numerosos medios de comunicación, representa casi la cuarta parte de nuestro consumo energético final en el año 2013.

Una mayor hidraulicidad, junto con el crecimiento de la energía eólica y el descenso de la demanda eléctrica final son **piezas claves a la hora de entender los comportamientos y tasas de variación de otras fuentes** de energía para generación eléctrica como pueden ser la nuclear, el carbón, el gas natural y en mucha menor medida los productos petrolíferos.

Más de la mitad de la aportación de todas las energías renovables a nuestro mix eléctrico en 2013 ha sido cubierto por la energía eólica, un tercio de esas energías renovables eléctricas ha sido producción hidroeléctrica, siendo el resto cubierto por otras energías renovables (solar, biomasa, biogás, residuos y otros).

Como sigue por orden de intervención el **Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético**, destacaré que gracias a los esfuerzos en materia de ahorro y eficiencia energética (con la trasposición en ciernes de la Directiva europea de 2012 de eficiencia energética) y en energías renovables, 2013 ha supuesto un nuevo hito en grado de independencia energética.

Hemos logrado tasas a las que no habíamos asistido desde hace casi dos décadas, y ello no sólo por el descenso de las demandas finales, sino por la mayor participación de renovables en nuestro mix y por una mejora de la eficiencia energética.

La falta de **interconexión con el resto de la Europa continental a través de Francia comporta una serie de perjuicios para nuestro sistema energético. Desde el punto de vista exclusivamente eléctrico, impide una utilización total de los recursos renovables** de nuestro país.

Todo ello a pesar del objetivo del Consejo Europeo de Barcelona de 2002 de conseguir una tasa de interconexión del 10% al que todavía falta mucho por alcanzar.

El Consejo Europeo de 2014 ha recalcado la importancia de este asunto con el mandato a la Comisión Europea para que implemente nuevos mecanismos que permitan disfrutar de un **verdadero e interconectado mercado interior de la energía, por lo que entendemos que la interconexión total no es una mera petición, sino que es un derecho dentro del mercado interior de la energía.**

Por otra parte, para **cumplir con el objetivo de lograr el 20% de energías renovables** en el año 2020, en la Dirección General estamos trabajado por la convergencia hacia ese objetivo se produzca de una manera **sostenible económicamente para el sistema eléctrico y con el menor coste posible para los consumidores.**

Continuamos apostando por **tecnologías maduras, ajustando los sistemas de retribución** y permitiendo a los **consumidores participar** de los ahorros derivados de la curva de aprendizaje de las tecnologías renovables, con el objetivo final de que éstas sean competitivas con el resto de tecnologías del mercado.

A día de hoy el objetivo de renovables está **por encima de los hitos marcados por la Directiva europea de 2009**, con más de una sexta parte del consumo final bruto de energía.

Destacar que para el cumplimiento del objetivo del 20% en 2020 contamos tanto con los biocarburantes en transporte, como con las energías renovables en uso final.

Las **renovables de uso final** han visto más que duplicada en la pasada década su participación, aunque es cierto que 2013 supuso un ligero descenso.

En materia de eficiencia energética se sigue observando el notable esfuerzo mantenido desde hace diez años con las medidas que, instrumentadas principalmente a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético, se han realizado en los sectores de la **industria, del transporte, de la edificación, del equipamiento, de los servicios públicos y de la agricultura y pesca.**

En 2014, una vez traspuesta en su totalidad la Directiva europea de 2012, con toda seguridad supondrá una intensificación de nuestra mejora en eficiencia energética, con tasas de **reducción de intensidad energética, principalmente final, muy superiores a la de los años precedentes.**

Respecto a la Comisión Nacional de los Mercado y la Competencia, en 2013 ha absorbido a la antigua Comisión Nacional de Energía y está trabajando en aquellas tareas que le son propias, velando por los intereses generales de los consumidores, por la transparencia de los mercados; informando y aportando su inestimable visión sobre la regulación de los sectores de electricidad, gas y petróleo.

No me extenderé más para no robar protagonismo a los distintos ponentes y dejar en el uso de la palabra en primer lugar a la Subdirectora General de Planificación Energética y Seguimiento quien ofrecerá una visión más completa sobre las grandes líneas que han definido el año 2013 pasado y nuestra visión sobre el ya avanzado 2014.

La sesión que ahora abro promete ser apasionante, asegurando una visión abierta del sector energético con la participación activa de instituciones, empresas, y agentes para seguir avanzando y hacer cada vez más competitivo, seguro y limpio, más sostenible en definitiva, nuestro modelo energético. Algo a lo que, sin duda, seguirá contribuyendo anualmente este foro.

Balance Energetico 2013

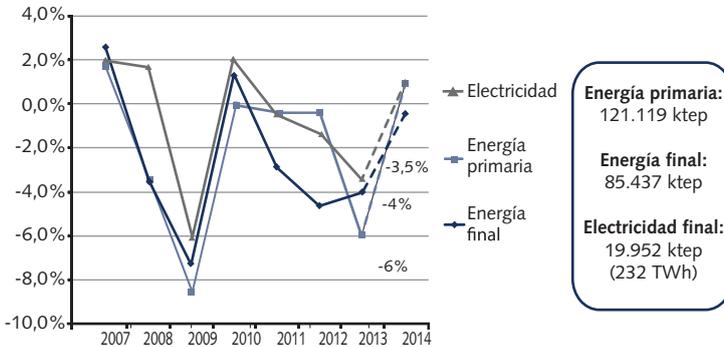
María Sicilia Salvadores

Subdirectora de Planificación Energética y Seguimiento
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO



Demanda energética

EVOLUCIÓN DEMANDA ENERGÉTICA 2007 - 2013



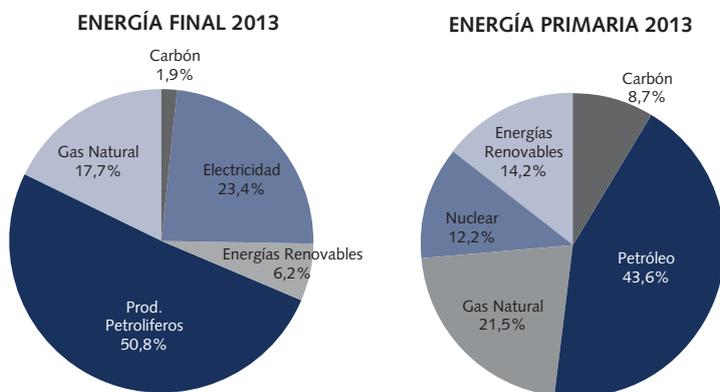
Todos los consumos agregados de energía final y primaria así como el consumo final de electricidad bajan en 2013, siendo muy acusado el de energía primaria, debido a la estructura de generación eléctrica. Se espera la vuelta a tasas positivas desde 2014.

Comenzando por el comportamiento de la demanda, en 2013 todos los consumos agregados de energía han continuado su descenso, a pesar de la vuelta a tasas de crecimiento económico positivas desde el último trimestre del año. Descenso que ha sido mayor de lo previsto y mayor que el del PIB.

- La **demanda de energía FINAL** (excluyendo la demanda de los sectores transformadores de la energía: generación eléctrica y refinerías de petróleo fundamentalmente) experimenta un importante descenso, **del -4%** y cierra en 2013 con un consumo de **85.437 kteps**. Este descenso se explica principalmente por la continuidad en la caída del consumo de **productos petrolíferos (-4,7%)**, tanto de **combustibles como de usos no energéticos**.

- La evolución de la demanda de **energía PRIMARIA o TOTAL** sigue la de energía final pero con un **descenso más acusado**, del **-6%**, debido al cambio en la estructura de generación eléctrica, como veremos más adelante.
- Por último, el **CONSUMO ELÉCTRICO final**, agudiza su descenso, y **cierra en 2013 en 232 TWh** lo que supone **una caída del -3,4%**, muy superior a la caída de PIB.
- Se anticipa sin embargo ya el cambio de tendencia y a partir de 2014 se espera una importante recuperación de la demanda.

Estructura de energía final y primaria



En términos de energía primaria, lo más destacado es el continuo aumento de la participación de las energías renovables, con una presencia muy importante en generación eléctrica.

Una vez vista la evolución de la demanda, pasamos al análisis de su estructura y de las fuentes energéticas para su **suministro**.

1. En la estructura del consumo de energía **FINAL** cabe destacar el **descenso del peso de los PRODUCTOS PETROLÍFEROS**, siguiendo una tendencia ininterrumpida desde 2007, con un descenso muy superior al de la demanda final total.
 - Sobre todo, destaca la continuidad en la caída del consumo de **carburos** debido al descenso de tráficos derivado de la menor actividad económica. La caída del consumo de **productos petrolíferos** ha **acumulado un descenso del 28% desde 2007**.

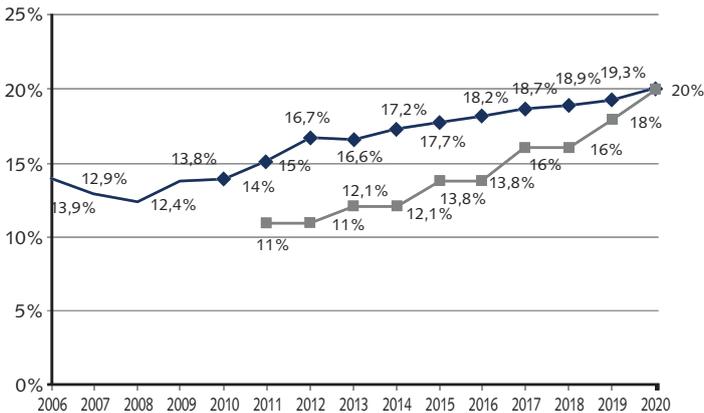
- Por otra parte, el **RDL 4/2013**, ha procedido a **revisar a la baja los objetivos de consumo obligatorio de biocarburantes** en 2013 y años sucesivos (que pasa del 7 al 4%), con el objeto de minimizar el coste para los consumidores, lo que se ha traducido en una caída de los biocarburantes en 2013 del -49,9%.

2. En cuanto a la estructura del consumo de **energía PRIMARIA o TOTAL** lo más destacable ha sido:

- descenso del consumo total de **carbón (-32,1%)**, esencialmente en generación eléctrica.
- descenso del consumo total de **GAS NATURAL**, un 7,5%, cuya caída en generación eléctrica no se ve compensada por la subida de los consumos finales y **acumulando un 25,3% de caída desde 2008**.
- La magnitud de la caída acumulada y la cada vez menor intensidad energética de la economía, ha llevado a un desacoplamiento de la evolución de la demanda respecto de la actividad económica, lo que hace difícil prever su evolución a futuro.

Participación Energías Renovables

Objetivo de ER sobre Energía Final bruta



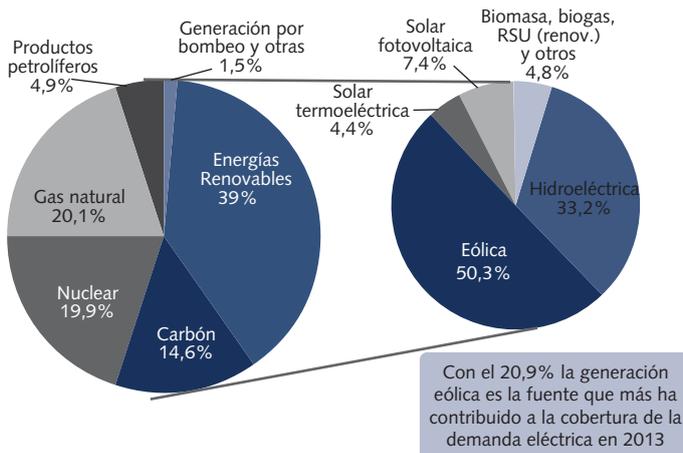
El peso de las renovables en el consumo final bruto de energía (Objetivo Directiva 2009/28/UE) se sitúa en el **16,6%** en 2013, a pesar del descenso en el consumo de biocarburantes.

En relación con el cumplimiento del objetivo de consumo de Energías Renovables sobre Energía Final Bruta del 20% en 2020, establecido en la DIRECTIVA 2009/28/CE, en el año 2013 se alcanzó en España el **16,6%**, según metodología de la Comisión Europea.

- No obstante, actualmente están **pendientes de aprobación los criterios de sostenibilidad para los biocarburantes**, que se recogen en los Art 17 y 18 de la Directiva, por lo que, sin considerar éstos, el porcentaje de cumplimiento en 2013 se situaría alrededor del 15%.

Estructura de generación eléctrica

MIX ELÉCTRICO 2013



En 2013 la estructura de la generación eléctrica ha venido condicionada por el descenso de la demanda eléctrica final y circunstancias climáticas (recuperación de la hidraulicidad y crecimiento de la generación eólica).

- En cuanto a **GENERACIÓN ELÉCTRICA** en 2013 la estructura de generación ha venido condicionada por el descenso de la demanda eléctrica final y circunstancias climáticas (recuperación de la hidraulicidad y continuidad en el crecimiento de la generación eólica, que es la fuente que aportó mayor contribución a la cobertura de la demanda, con el **20,6%**).

1.Registraron descensos significativos en 2013 la **producción nuclear** (-7,7%) y a partir de **carbón** (-25,8%). Hay que señalar que debido a la baja demanda en algunos períodos del año y la alta aportación de renovables, la gestión del sistema hizo necesario reducir la generación con estas fuentes.

2.La generación eléctrica con **gas natural**, que sigue siendo la segunda fuente y representa en 2013 un **20,1%** de la generación bruta, desciende sin embargo un 22% respecto del año anterior, acumulando un descenso

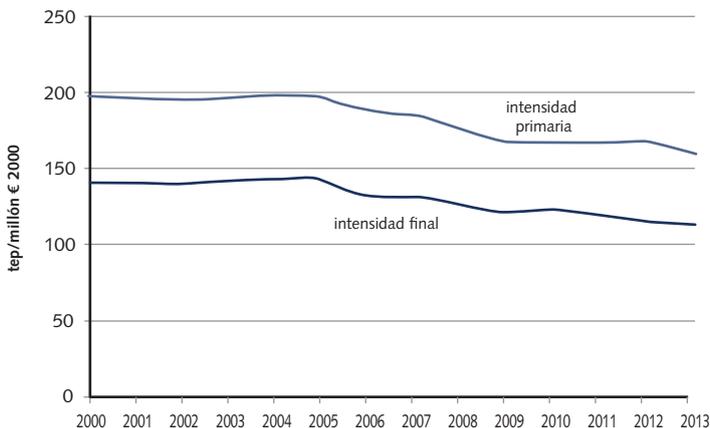
del 52,7% respecto a 2008. Esta evolución es consecuencia tanto de la reducción de la demanda como de la subida de la generación con energías renovables. Como resultado, el factor de carga de los CC ha bajado desde el **23% en 2011 al 11,7%** en el último año. En 2014 estimamos que el factor de carga de los CC podría bajar hasta el 10,1% si se recupera la generación térmica con carbón y nuclear.

3. Las energías **renovables** suben respecto del año anterior, y se consolidan como primera fuente de generación eléctrica, superando sus máximos históricos. En concreto, la **producción eléctrica renovable** ha experimentado un **aumento del 27,6%** en 2013 respecto a 2012, especialmente la hidroeléctrica (+87,4%), y la participación de las ER pasa del 29,2% de la generación bruta total en 2011 al **39% en 2013**.

4. Destaca también el aumento de la generación solar termoeléctrica, como consecuencia del incremento de potencia en 2013 de 300 MW, alcanzando 2300 MW en total.

Intensidad energética

INTENSIDADES ENERGÉTICAS 2000 - 2013



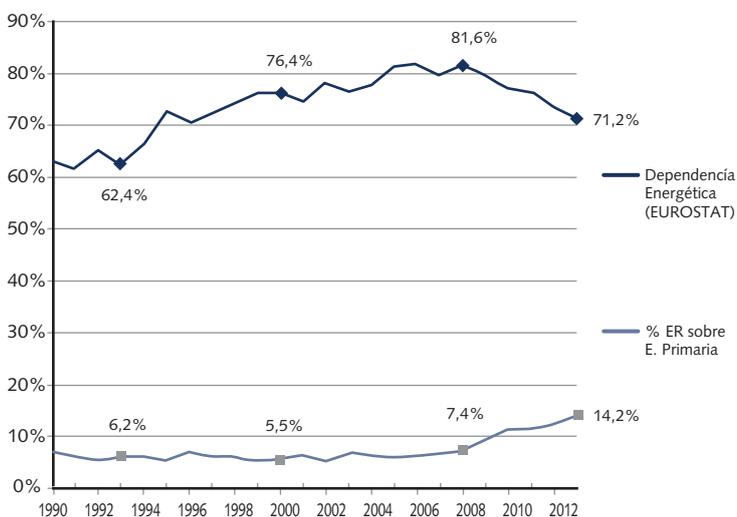
La intensidad energética final retoma definitivamente la tendencia decreciente iniciada en 2004. La intensidad primaria baja aún más por el efecto del mix de generación eléctrica.

- Una vez analizados los principales elementos del balance energético, pasamos a revisar los indicadores que se derivan de dicho balance: la intensidad y la dependencia energética.
- Tras el aumento de las **intensidades energéticas (final y primaria)** en 2010 por efecto del aumento en ese año de la actividad de algunos sectores industriales intensivos en consumo energético, en los años sucesivos se ha vuelto a la tendencia de mejora de la eficiencia ener-

gética en los usos finales, que se viene registrando desde 2004. En 2013 también mejoró significativamente la intensidad **final**, con un **descenso del 2,8%** respecto del año anterior, estimando el indicador con PIB en moneda constante de 2000. (*La present del IDAE lo da en moneda de 2005 y salen tasas distintas*).

- En intensidad **primaria**, la evolución del mix de generación eléctrica hace que en 2013 la intensidad baje un **4,9%**, debido al aumento de la generación con energías renovables y descenso con fósiles y nuclear, por lo que el agregado de energía primaria recoge los distintos rendimientos atribuidos a la transformación con esas tecnologías.

Dependencia energética



El incremento de la participación de renovables en el mix energético junto con el descenso de las demandas finales, reduce nuestra dependencia energética al 71,2%, la menor cifra de los últimos 17 años.

- En 2013 **continuó la tendencia de reducción** de la dependencia energética iniciada en 2008. Esta mejora en la dependencia viene motivada principalmente por:
 - Incremento de la **participación de renovables** en el consumo de energía (sin perjuicio de las oscilaciones en la producción eléctrica renovable derivada de las cambiantes condiciones de hidraulicidad).

- Descenso de la **demanda** energética final, tanto por la situación económica como por mejora de eficiencia energética.
- Como resultado, en 2013 hemos visto reducirse el índice de dependencia energética al 71,2%, la menor cifra de los últimos 17 años.

Conclusiones

- La demanda energética en 2013 ha continuado su caída. La reducción en el consumo afecta a todos los combustibles, especialmente a la demanda de productos petrolíferos.
- La participación de las energías renovables en el mix energético sigue progresando, debido a su aumento en generación eléctrica, sobre todo de las tecnologías hidroeléctrica, eólica y termosolar.
- La generación térmica convencional estuvo marcada por la constante erosión de los factores de carga de las centrales de gas y carbón.
- Los indicadores de intensidad y dependencia energética confirman la tendencia sostenida de mejora de los últimos años.
- En 2014 se anticipa ya el cambio de tendencia, como consecuencia de la recuperación económica, y vuelta a tasas de crecimiento de la demanda positivas:
 - El consumo de carburantes para el transporte ha crecido un +1,7% en el primer trimestre.
 - La demanda eléctrica, corregida de laboralidad y temperatura, se está recuperando (-0,3% desde inicio del año).
 - También se espera una aportación importante en 2014 de la generación eléctrica renovable (+9% desde inicio de año).
- La demanda energética en 2013 ha continuado su caída. La reducción en el consumo afecta a todos los combustibles, especialmente a la demanda de productos petrolíferos.
- La participación de las energías renovables en el mix energético sigue progresando, debido a su aumento en generación eléctrica, sobre todo de las tecnologías hidroeléctrica, eólica y termosolar.
- La generación térmica convencional estuvo marcada por la constante erosión de los factores de carga de las centrales de gas y carbón.
- Los indicadores de intensidad y dependencia energética confirman la tendencia sostenida de mejora de los últimos años.

- En 2014 esperamos un cambio de tendencia de la **demanda de energía** :
- La **demanda final** bajará ligeramente, frente a un aumento previsto del PIB del 1,2%, dado que en las previsiones se asume como variable de escenario, la continuidad en la mejora de la intensidad energética.
- Cambio de tendencia de la **demanda eléctrica**, que volverá a crecer, tras los descensos consecutivos de los 3 últimos años, previéndose un aumento del 1%, ligeramente por debajo del PIB.

ALGUNOS DATOS DE 2014

- Consumo de carburantes para el transporte: +1,7% primer trimestre. Crece el consumo de gasóleos (la principal partida), +0,9%, después de los fuertes descensos de los últimos años. 5 años de caída ininterrumpida.
- Demanda eléctrica acumulada a 5 de mayo: -0,3% corregida laboralidad y temperatura (-2,5% real) y +6,7% en el primer trimestre para grandes consumidores industriales.
- Consumo de gas: sigue bajando en primer trimestre, -8,6% en doméstico-comercial y -17,3% en generación eléctrica.
- Consumo de carbón en generación eléctrica: -28% desde inicio de año.

Petróleo

Álvaro Mazarrasa Alvear

Director General

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE OPERADORES DE PRODUCTOS
PETROLÍFEROS (AOP)



Presentación

En primer lugar me gustaría agradecer la invitación de Enerclub y el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, dándonos la oportunidad de compartir un año más nuestra visión de los acontecimientos más relevantes en el sector del petróleo en 2013 y las perspectivas para 2014, tanto en el mundo como en España.

PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DE 2013 EN EL SECTOR

- Las principales economías mundiales mantuvieron el pulso, existen dudas sobre la evolución de los emergentes, la demanda mundial de petróleo y sus derivados mantuvo un ritmo similar al de los últimos ejercicios. El consumo mundial de petróleo creció en 1,2 millón barriles/día (aprox. 1,3 %) hasta casi 91 millones de barriles/día.

- El aumento de la producción de petróleo se produjo básicamente en Norteamérica y en gran medida debido al aumento de producción de los crudos no convencionales. Esto ha influido decisivamente en la caída de la volatilidad de los precios, EEUU se puede convertir en *"swing producer"* en un futuro.

- Europa tiene un serio problema de competitividad. El paquete de energía y clima 20/20/20 está influyendo decisivamente en el encarecimiento de la energía en la UE. El caso español es un buen ejemplo, pero no el único.

- En España, sexto año consecutivo de desplome de la demanda de productos petrolíferos. Se aprecian ligeros signos de cambio de tendencia en los últimos meses. Cambio estructural, el refino español se convierte en exportador neto de productos.

Vamos a resumir los principales acontecimientos, según nuestra opinión, que han afectado a nuestro sector.

Desde el punto de vista macroeconómico, la economía mundial en 2013 creció cerca del 3%, las principales economías mundiales mantuvieron el pulso, se mantuvieron dudas sobre la evolución de los emergentes, la demanda mundial de petróleo y sus derivados mantuvo un ritmo similar al de los últimos ejercicios. El consumo mundial de petróleo creció en 1,2 millón barriles/día (aprox. 1,3 %) hasta casi 91 millones de barriles/día.

El segundo hecho significativo fue que el aumento de la producción de petróleo se produjo básicamente en Norteamérica y en gran medida debido al aumento de producción de los crudos no convencionales. Esto ha influido decisivamente en la caída de la volatilidad de los precios, EEUU se puede convertir en "swing producer" en un futuro de confirmarse en los próximos años la tendencia actual.

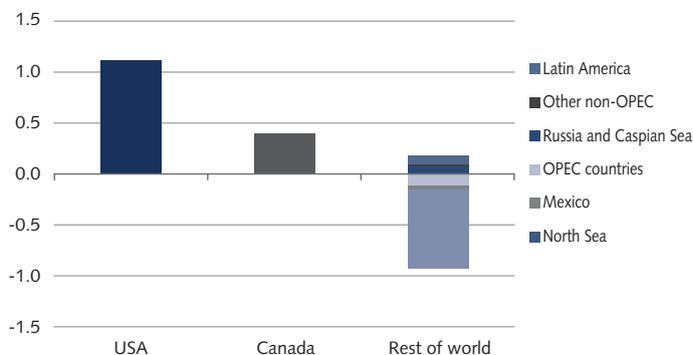
Otro tercer punto, Europa tiene un serio problema de competitividad. El paquete de energía y clima 20/20/20 está influyendo decisivamente en el encarecimiento de la energía en la UE. La presión regulatoria, el solape de Directivas y objetivos complica sobremedida la gestión y afecta a los costes de explotación, los sectores que compiten en mercados globales lo tienen complicado frente a competidores que no tienen las mismas reglas de juego, se está produciendo fuga de inversión. El caso español es un buen ejemplo de encarecimiento, pero no el único.

Finalmente, en España, sexto año consecutivo de desplome de la demanda de productos petrolíferos. Se aprecian ligeros signos de cambio de tendencia en los últimos meses. Cambio estructural, el refino español se convierte en exportador neto de productos. Vamos a desarrollar brevemente estos factores.

El crecimiento de la producción de petróleo se concentra en norteamérica

CRECIMIENTO DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (2013)

million barrels per day



Source: U.S. Energy Information Administration, December 2013 *Short-Term Energy Outlook*.
 Note: Almost all countries excluding Saudi Arabia produce at full capacity. As a result, capacity and supply growth are similar for most countries.

Norteamérica lideró el crecimiento de la capacidad de producción en 2013:

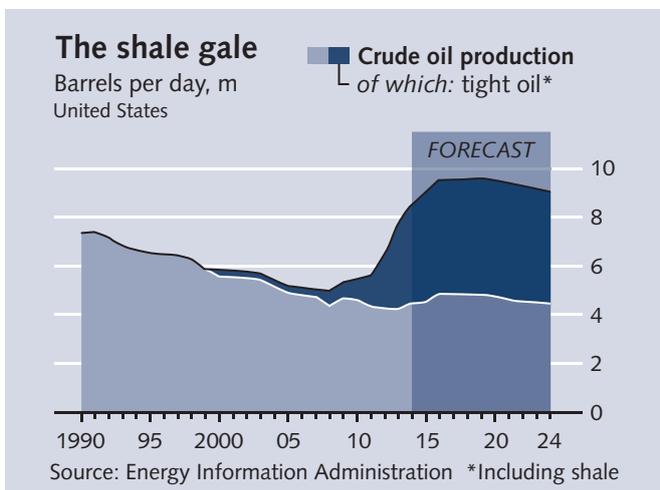
En EEUU aumentó en casi 1,2 Mb/d, los aumentos de productividad en los yacimientos en tierra firme ha sobrepasado todas las expectativas, se experimentan nuevas técnicas de fracturación hidráulica y perforación horizontal, las expectativas de crecimiento de la producción siguen siendo alentadoras. La producción en el Golfo de Méjico crece más lentamente.

Continúa creciendo la producción de los arenas bituminosas de Canadá.

Por el lado de las caídas, además de las recurrentes de Méjico y del Mar del Norte, las principales pérdidas de producción ocurrieron en países de la OPEP (Libia con 0,7 M b/d, Irán con 0,6, Nigeria con 0,3 e Iraq con 0,2 Mb/d). Los principales problemas ocurrieron en la segunda parte del año principalmente con la perdida de Libia debido a los problemas internos e inseguridad en el país.

Las perspectivas para este año son muy similares.

El actual boom energético de EEUU está transformando el mundo energético, tiene un impacto muy positivo para su economía y para el mundo en general



- Contribución al PIB americano del 0,3% en 2013, 1,7 millones empleos de nueva creación en 2020.
- El *tight oil* ha pasado de 600.000 Bbl/día de producción en 2008 a 3,7 millones en 2013.
- Norteamérica ha demostrado liderazgo tecnológico, actitud emprendedora, flexibilidad regulatoria y aceptabilidad social a la búsqueda y desarrollo de los recursos no convencionales de gas y petróleo.

El boom energético de EEUU en gas y petróleo está transformando el mundo y la economía americana

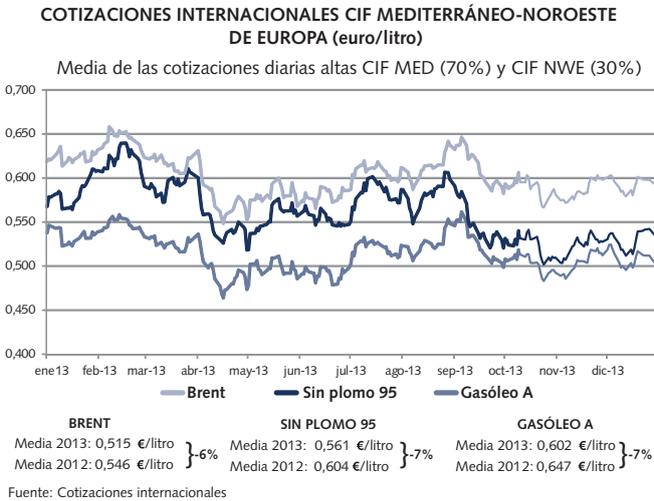
Contribución al PIB americano del 0,3% en 2013, 1,7 millones empleos de nueva creación en 2020.

El *tight oil* ha pasado de 600.000 Bbl/día de producción en 2008 a 3,7 millones en 2013.

Norteamérica ha demostrado liderazgo tecnológico, actitud emprendedora, flexibilidad regulatoria y aceptabilidad social a la búsqueda y desarrollo de los recursos no convencionales de gas y petróleo.

Aunque la situación no sea trasladable a España, tenemos recursos de hidrocarburos en nuestro subsuelo, lo dicen todos los estudios geológicos realizados, no realizar las exploraciones necesarias para conocer si son económicamente viables parece que no es razonable, hay empresas dispuestas a invertir. No se debería hacer política con los recursos energéticos de gas y petróleo que puedan existir en nuestro subsuelo. La Administración debe garantizar que cualquier operación al respecto se realiza con todas las garantías necesarias y las mejores técnicas disponibles, el resto es demagogia y renunciar a una riqueza de la que no andamos precisamente sobrados.

La caída de la volatilidad y la estabilidad de los precios es la gran novedad



Una de las positivas consecuencias que ha tenido el aumento de producción en EEUU es su contribución a minorar la volatilidad de los precios del petróleo y sus derivados.

En 2013 hemos tenido una inusual estabilidad en los precios, en el caso del petróleo Brent (línea verde), ya traducido a €/ltr, osciló prácticamente durante todo el año en la banda de los 0,50-0,55 €/litro.

El gasóleo (línea roja) se movió a la largo del eje de los 0,6 €/ltr, con oscilaciones de +/- 0,05 €/ltr a lo largo del año.

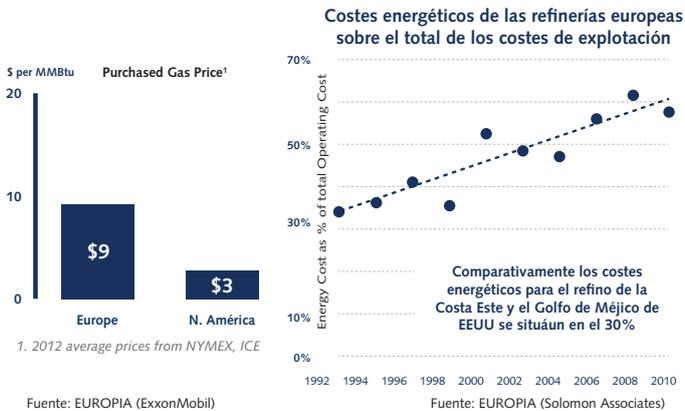


La gasolina tuvo un comportamiento más volátil, el diferencial gasolina-Brent se desplomó a partir del mes de septiembre contribuyendo decisivamente a la notable caída de los márgenes de refino que dañaron muy significativamente las cuentas de las refinerías.

La media del Brent fue de 109 Usd/barril frente a los 112 del año anterior.

Los precios medios de gasolina y gasóleo en €/litro fueron un 7% inferiores a los del año anterior. La fortaleza del € a lo largo del año ha ayudado.

El coste de la energía y las materias primas se convierte en factor fundamental para competir con otras regiones



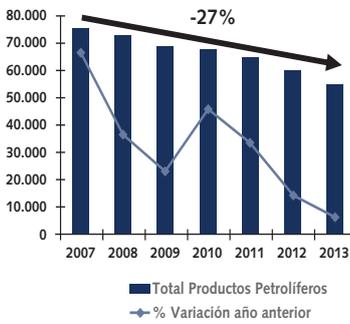
El coste de la energía en las diferentes regiones se ha convertido en un factor de competitividad clave. En el caso del refino que el terreno de juego es mundial es un gran condicionante.

El coste del gas en EEUU y en los países productores de Oriente Medio supone una ventaja competitiva muy grande para el refino situado en dichos países. Si para una refinería compleja europea los costes energéticos representan aproximadamente el 60 % de los costes de explotación, en el caso de una refinería situada en el Golfo de Méjico o en la Costa Este representa solo el 30 %. Ello proporciona una gran ventaja competitiva, en 2013 han llegado grandes oleadas de petroleros con GO a las costas europeas. Para más inri, las exportaciones de gasolina en parte se han ido cerrando para los europeos, ya que la producción local en EEUU ha aumentado con los no convencionales y los GNL asociados.

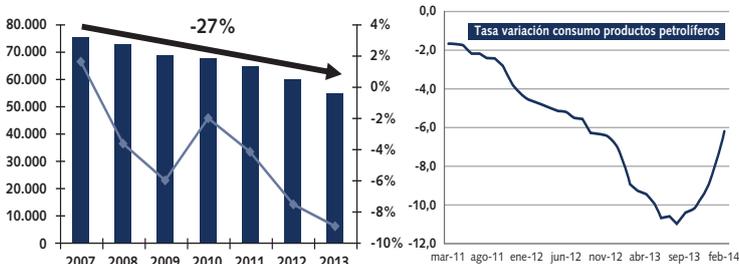
La regulación en Europa no puede seguir penalizando a la industria europea con mayores costes.

Sexto año consecutivo de caída de consumo en España, hay indicios de recuperación

Evolución del consumo total de Productos Petrolíferos (kt)



Tasa variación año móvil del consumo de Productos Petrolíferos (%)



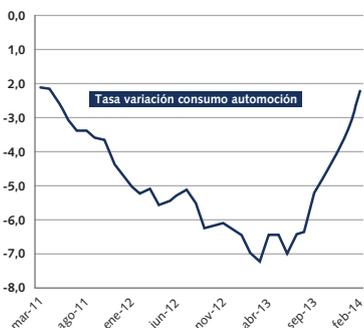
Fuentes: CORES y elaboración propia

La demanda de productos petrolíferos cayó otro año más con fuerza, el 9%, sexto año consecutivo de caída y mayor que la del año anterior. Desde el año de máximo consumo en 2007, la demanda ha caído un 27 %, hemos pasado de consumir 75 M tm de productos petrolíferos a menos de 55 M tm.

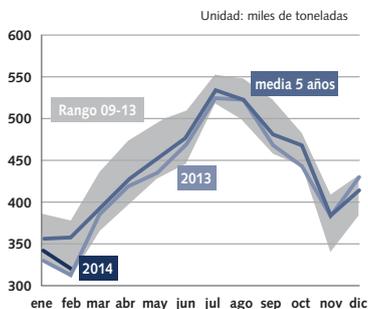
Afortunadamente, tras este largo periodo de caída, a partir del mes de septiembre se están dando los primeros datos positivos de recuperación del consumo. En los tres primeros meses del año en curso los combustibles de automoción tuvieron un incremento del 1,7 % con respecto al año anterior, el gasóleo, buen indicador también de la actividad industrial, creció un 2,1 %,

Los últimos meses de 2013 y primeros de 2014 muestran signos esperanzadores de recuperación

Tasa variación año móvil del consumo de carburantes auto (%)



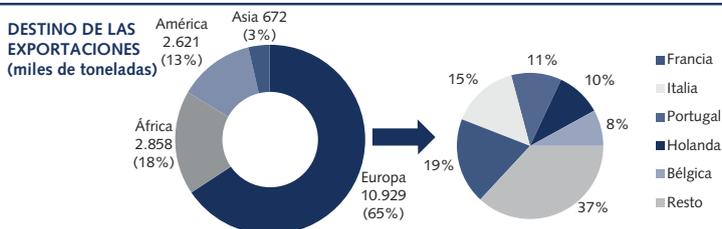
Consumo de querosenos



Fuentes: CORES

Además de los carburantes de automoción con una clara tendencia al alza, a niveles similares a los de la recuperación económica general, consumo interno, producción industrial y turismo, este último refrendado también por el consumo de querosenos de aviación, subida del 1,6 % en los tres primeros meses del año con respecto a 2013.

Cambio estructural en 2013: la caída de demanda interna lleva al refino español a exportar y contribuir positivamente a la reducción del déficit por cuenta corriente



Fuentes: CORES

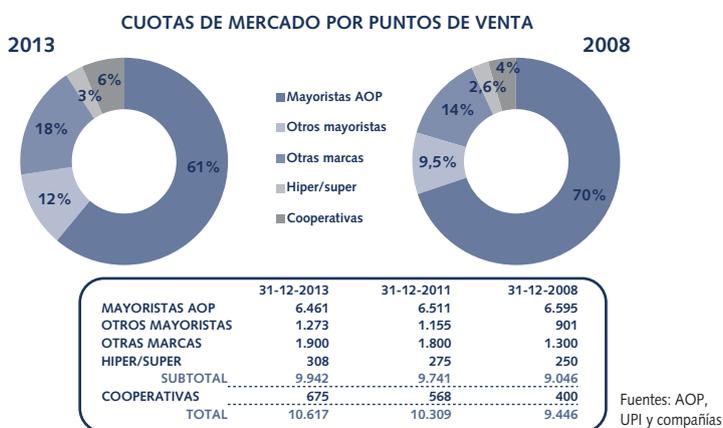
En 2013 se ha consolidado el cambio estructural iniciado el año anterior, la caída del consumo interno lleva a los refineros a la exportación. El saldo neto exportador crece hasta más de 4 M de tm a final de año, durante el ejercicio alcanzó cifras superiores. La contribución a la reducción del déficit por cuenta corriente es significativa, alcanzando las exportaciones cifras del orden del 1 % del PIB.

El destino de las exportaciones es principalmente la UE, pero es también significativa la exportación de productos a África y América.

El refino español es el más competitivo y eficiente de la UE, ha mantenido unos índices de utilización de la capacidad instalada del 80 %. Los márgenes de refino fueron inferiores a los de 2012. La competencia internacional es dura, sobre todo del refino americano y de las nuevas refineries de Oriente Medio.

Competencia intensa, los operadores integrados pierden cuota de mercado

- Dinamismo del mercado de la distribución de carburantes: las marcas independientes y operadores no integrados, los hipermercados y las cooperativas con venta al público han ganado cuota de mercado a costa de los operadores integrados, tanto en puntos de venta, como en volúmenes de venta (estos no publicados oficialmente pero que sería deseable conocer).



Nota: Cooperativas que venden carburantes al público se estima en el 60% del total de las cooperativas agrarias existentes en España.

AOP manifiesta con rotundidad que en la distribución de carburantes existe una competencia intensa.

Dinamismo del mercado de la distribución de carburantes: las marcas independientes y operadores no integrados, los hipermercados y las cooperativas con venta al público han ganado cuota de mercado a costa de los operadores integrados, tanto en puntos de venta, como en volúmenes de venta (estos no publicados oficialmente pero que sería deseable conocer).

En volumen de ventas los hipermercados alcanzan el 20 % de cuota de mercado, son el segundo operador español.

Los operadores mayoristas sólo fijan el precio de venta al público en el 23% de los puntos de venta, mientras que en el 77% restante los empresarios de estaciones de servicio en España tienen libertad para fijar el precio final en el surtidor.

CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

- Las tensiones geopolíticas seguirán influyendo en los precios internacionales del crudo y sus derivados. Irán de forma positiva si su política de apertura y colaboración con la comunidad internacional se confirma, Rusia, Libia, Nigeria en el lado negativo. Efecto positivo de los aumentos de producción en EEUU y Canadá.
- La competitividad de la industria europea está en cuestión, será difícil realizar inversiones en la UE si no se simplifica la regulación medioambiental, evitando el solape de Directivas, se garantiza estabilidad regulatoria a medio plazo y se minimizan los impactos de los diferenciales en costes con nuestros competidores mundiales. El marco de energía y clima en el horizonte 2030 que se decidirá el próximo octubre será determinante.
- En España tenemos el refino más moderno y eficiente de la UE, la exportación seguirá siendo indispensable para mantener un alto índice de ocupación. Somos positivos, esperamos una modesta recuperación de la demanda interna. En la distribución hay intensa competencia, los nuevos entrantes han ganado una significativa cuota.
- Necesitamos el apoyo e implicación del Gobierno de España en los trámites legislativos en Europa, como por ejemplo en la próxima revisión de la DEE.

Los precios seguirán siendo influidos por las tensiones políticas en ciertas áreas, en estos primeros meses del año Ucrania y Rusia sostienen los precios del crudo en un momento del año (2Q) en que la demanda cae. Recientemente la situación parece que vuelve a una relativa normalidad en Libia, pero de forma poco estable. La evolución positiva de las relaciones entre Irán y la comunidad internacional sería un factor positivo.

Habría que llevar el objetivo que la industria europea alcance un 20 % del PIB al mismo nivel que los objetivos del paquete de energía y clima. Europa no debe precipitarse en comprometerse a reducir sus emisiones de GEI de forma unilateral.



Carbón

Óscar Lapastora Turpin
Presidente
CARBUNIÓN



Análisis del sector en 2013

Me gustaría iniciar mi ponencia dando las gracias al CLUB DE LA ENERGÍA por permitirnos otro año más dar nuestro punto de vista sobre la situación de cada uno de los sectores y en particular sobre el carbón.

Voy a empezar diciendo que el ejercicio 2013 fue un año tremendamente complicado para el sector del carbón. Como ya hemos visto con los datos la demanda eléctrica, ésta volvió a caer otro ejercicio consecutivo sobre la del año anterior. Además 2013 fue un año, como ya también hemos comentado, con una hidraulicidad y una eolicidad muy por encima de la media que habíamos tenido en los últimos años, lo que hizo que el hueco término fuera muy inferior al que se había inicialmente previsto. Además la Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro para el ejercicio de 2013 se publicó a finales del mes de febrero, prácticamente con dos meses de retraso, lo que hizo que Red Eléctrica no pudiera planificar el funcionamiento de las centrales de carbón autóctono hasta dicha fecha, teniendo en cuenta que los meses de enero y febrero suelen ser meses tradicionalmente con bastantes posibilidades de funcionamiento de las centrales de carbón.

Todo esto ha llevado a que el grado de cumplimiento de Real Decreto 134 de Restricciones por Garantía de Suministro, se quedara en un 60% del objetivo de generación eléctrica que estaba previsto para el año y que no se consumieran por tanto todas las cantidades de carbón que estaban previstas en la Resolución.

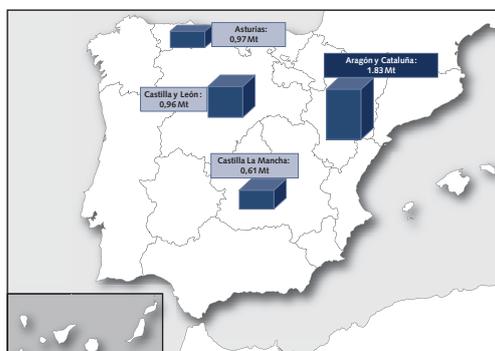
Además desde el punto de vista de la otra parte de los ingresos de las compañías mineras, las ayudas del ejercicio 2012 se pagaron entre los meses de marzo y mayo del ejercicio de 2013 y finalmente se denegaron a tres empresas, lo que hizo que una de ellas entrara en liquidación y dos en concurso de acreedores, que hasta la fecha no han sido levantados. Todo eso hizo que las ayudas del ejercicio de 2012 quedaran reducidas a 56 millones de euros, un 82% por debajo de las del año anterior.

Con la firma del nuevo Plan del Carbón (el Marco de Actuación de la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras 2013-2018), los agentes del sector esperábamos que se redujera la incertidumbre que pesaba hasta ese momento sobre la operativa del sector, pero lo cierto es que la incertidumbre sigue existiendo, como vamos a ir viendo.

Además las ayudas del ejercicio de 2013 no fueron convocadas hasta el mes de noviembre y se han pagado en abril de 2014, cuando deberían irse pagando mensualmente como parte del precio del carbón que venden las compañías mineras. Y además, cuando la orden regulatoria de las ayudas, se establece que al menos las diez doceavas partes deberían estar satisfechas antes de final de ejercicio. El importe total liquidado en el ejercicio ha ascendido a 37 millones de euros, habiendo quedado excluidas por los requisitos establecidos la compañía que está en liquidación y las dos que están en concurso de acreedores, lo que ha supuesto una disminución del 34% con respecto al año anterior o lo que es lo mismo un 88% de reducción de las ayudas en los dos últimos ejercicios.

Esto ha llevado a que muchas de las empresas del sector hayan tenido que hacer unos importantes ajustes en sus costes y en algunos casos pues expedientes de regulación de empleo con el efecto negativo en las producciones del ejercicio y en algunos casos han motivado que algunas centrales térmicas hayan tenido que parar, a pesar de estar programadas, por falta de carbón para su consumo.

Distribución geográfica de la producción de carbón. Año 2013



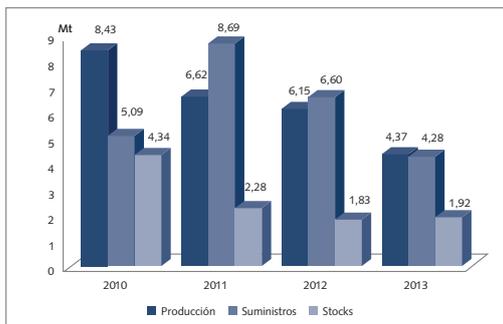
Datos Minetur y elaboración propia

Hulla y Antracita: 2,54 Mt	Lígnitos Negros: 1,83 Mt	Producción total 2013 4.370.000 toneladas
Asturias 0,97 Mt Castilla y León (León y Palencia) ... 0,96 Mt Castilla la Mancha (Ciudad Real) ... 0,61 Mt	Aragón 1,83 Mt	

En 2013, se produjeron en total 4.370.000 toneladas, un 28,9% menos que en 2012

Así la producción del ejercicio 2013 ha ascendido a 4.370.000 toneladas, de las cuales 2,5 millones corresponden a hulla y antracita y 1,8 al lignito negro. Esto supone una reducción en torno al 30% con respecto a la del año anterior y en el gráfico tienen la distribución geográfica por comunidades autónomas.

Evolución de los Stocks en empresas mineras

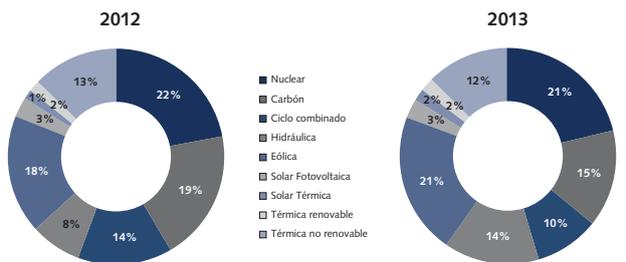


Datos Minetur y elaboración propia

Los stocks de carbón en poder de las empresas mineras se han mantenido en 2013.

Los suministros del año ascendieron a 4,2 millones de toneladas, lo que ha hecho que tampoco se hayan disminuido sustancialmente los stocks que mantienen todavía las compañías mineras desde el ejercicio 2010 y se mantienen en entorno aproximadamente en 2 millones de toneladas.

Cobertura de la demanda por tecnologías 2012-2013



Generación neta: 268.243 GWh

Generación neta: 260.246 GWh

Fuente: REE. Elaboración propia

En 2013, el carbón participó en un 15% en la generación neta de electricidad, si bien 1/3 de este volumen correspondió a carbón nacional y 2/3 a carbón de importación.



En cuanto a la cobertura de la demanda eléctrica por tecnologías, en el año 2013 el carbón participó en un 15%, con una reducción con respecto al año anterior que había sido 19%, pero hay que tener en cuenta también que ese 15% tan sólo un tercio fue producido con carbón autóctono, los otros dos tercios lo fueron con carbón de importación.

Nuevo Marco de actuación para la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras 2013-2018

Es importante reseñar que en el ejercicio 2013 lo que sí se hizo fue firmar un nuevo marco de actuación para las comarcas mineras para el año 2013-2018, nuevo marco que está encuadrado dentro de la Decisión Europea del Consejo de diciembre de 2010 relativo a las ayudas estatales destinadas al cierre de las minas no competitivas. Los objetivos de este nuevo marco son:

- Favorecer el mantenimiento de una producción de carbón autóctono competitiva, y más si vemos que las ayudas se van reduciendo sustancialmente año a año y que realmente ahora mismo estamos prácticamente en un 12% de lo que teníamos hace 2 años,
- Asegurar una participación suficiente del carbón nacional de Generación eléctrica. En este sentido el Ministerio establecía en el marco que había encargado a Red Eléctrica y que ya estaba trabajando en el diseño de un mecanismo para que a partir del 1 de enero de 2015 y sin costes adicionales para el sistema se mantenga un hueco térmico suficiente para que funcionen las centrales térmicas de carbón hasta un máximo del 7,5% de la generación eléctrica,
- Otro de los objetivos era procurar un cierre ordenado de las minas que no sean competitivas y por último,
- Fomentar el desarrollo de los proyectos empresariales generadores de empleo en las comarcas mineras y el apoyo a la creación de infraestructuras vinculadas a los mismos.

El marco establece tres líneas de ayudas:

- Las ayudas al cierre, que son las conocidas como ayudas a la producción destinadas a cubrir el déficit de explotación de las empresas mineras en lo que se refiere a la producción de carbón anual. El nuevo marco distingue entre las producciones de unidades de cielo abierto y las unidades subterráneo y establece también distintas gradaciones en función del poder calorífico o la calidad del carbón. Se estima que las explotaciones de cielo abierto están muy próximas a ser competitivas, por lo que los niveles de ayuda son mínimos, eran de 1 euro por tonelada para el ejer-

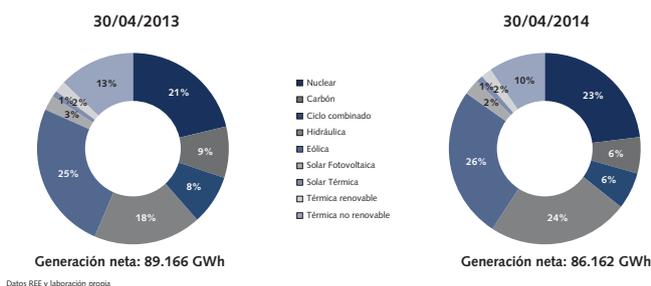
cicio 2013 y de medio euro para el ejercicio 2014, desapareciendo completamente las ayudas a los cielos abiertos en el año 2015. Con respecto a la minería de interior se establece una ayuda anual media por tonelada de 30 euros por tonelada y que iría bajando 5 euros al año, de tal forma que terminaríamos el ejercicio de 2018 con 5 euros por tonelada.

- Además existen ayudas por costes excepcionales, destinadas a cubrir los costes directos de los cierres y que, fundamentalmente, son de dos clases:
 - Ayudas de carácter social destinadas a financiar los procesos de reducción de plantilla en las unidades de producción que cierran y que pueden ser de dos tipos: bien ayudas mediante bajas indemnizadas o bien ayudas para trabajadores de edad avanzada, que son las prejubilaciones.
 - Por otra parte existen ayudas dirigidas a mitigar el impacto ambiental de los cierres, destinados fundamentalmente a la restauración de los espacios ocupados por las explotaciones mineras que se vean obligadas a cerrar.
- Por último, existe un tercer bloque de ayudas, que son las ayudas de impulso económico a las comarcas mineras y que incluyen ayudas para proyectos creadores de empleo que sustituyan a las empresas que cierran en las comarcas mineras y las ayudas para infraestructuras.

A la fecha de hoy sin embargo tan sólo se ha publicado el desarrollo normativo de las ayudas al cierre y las ayudas para costes excepcionales de tipo medioambiental, estando pendiente de desarrollo los demás tipos de ayudas.

Perspectivas para 2014

Cobertura de la demanda por tecnologías 2013-2014 (30/04)



En el primer cuatrimestre de 2014, el carbón participó en un 6% en la generación neta de electricidad, frente al 9% del mismo periodo del año anterior, teniendo en cuenta además que el año pasado no se programaron centrales hasta el 18 de febrero, al no haberse publicado hasta entonces la Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro.

En lo que se refiere al 2014, lamentablemente lo que llevamos de año ha sido incluso peor que lo que veníamos arrastrando de 2013. Nuevamente la Generación o la demanda eléctrica en el primer cuatrimestre han vuelto a caer, la participación del carbón en esa generación eléctrica ha bajado del 9% en el primer cuatrimestre de 2013 a un 6% en el primer cuatrimestre de 2014 y, si además tenemos en cuenta que durante los meses de enero y febrero no funcionaron el año pasado los grupos de carbón autóctono por el retraso en la publicación de la resolución de garantía de suministro, entendemos que este año está siendo todavía mucho peor que el año anterior.

La hidráulidad y la eolicidad en lo que se refiere a este año está siendo mucho mayor que el año pasado, con lo cual el hueco térmico es aún más bajo. En la planificación anual de Red Eléctrica publicada en el mes de abril ya se preveía un cumplimiento de la Resolución que desarrolla del Real Decreto 134/2010 entorno al 61% del objetivo marcado por el Ministerio, es decir, que de los 21,3 TW/h que estaban previsto tan sólo se van a producir en las estimaciones de Red Eléctrica en torno a 13 TW/h, lo que está llevando lógicamente a que las compañías eléctricas no estén adquiriendo el carbón que está establecido en la Resolución de desarrollo del Real Decreto.

Teniendo en cuenta que este año es el último año en que se puede aplicar ese Real Decreto, nos parece muy importante aclarar por parte del Ministerio, qué va a pasar con aquellos carbones adquiridos antes del 31 de diciembre que no hayan sido consumidos al amparo del Real Decreto. Esto es lo único que ahora mismo permitiría desbloquear la situación de las compras por parte de las compañías eléctricas.

Además, pensando un poco más en el medio y largo plazo, tenemos que establecer cuál es el papel que queremos del carbón en el mix energético, está pendiente de desarrollar ese mecanismo en el que está trabajando Red Eléctrica para asegurar un hueco térmico mínimo para que funcionen las centrales de carbón nacional. Hay que clarificar también qué centrales térmicas van a acometer las inversiones necesarias para cumplir la directiva de emisiones. Tenemos que negociar acuerdos de suministro con las compañías eléctricas de carbón a partir del 1 de enero de 2015 momento desde el que ya no funcionará el Real Decreto de Restricciones por Garantía de Suministro. Tenemos pendiente todavía la aprobación por parte de Bruselas del plan de cierre presentado por el Estado español y tenemos que fijar conjuntamente con el ministerio una estrategia ante Bruselas para pedir que aquellas explotaciones que sean competitivas antes del 31 de diciembre de 2018 y no cierren puedan seguir sin tener que devolver las ayudas que hayan recibido hasta la fecha.

Gas

Antonio Peris Mingot
Presidente
ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DEL GAS (SEDIGAS)

Una vez más, el sector gasista cierra un ejercicio con un potencial de crecimiento todavía importante. El futuro de esta energía pasa tanto por los sectores más tradicionales, como la industria o el ámbito doméstico-comercial, como por otros más novedosos como el uso del gas en el transporte marítimo o en vehículos particulares. Sea cual sea el caso, tiene el apoyo de una tecnología moderna, flexible, competitiva y eficiente – desde un punto de vista económico y ambiental–.

En este escenario, la demanda convencional –formada, básicamente, por la industria y el sector doméstico-comercial– actúa como motor del consumo de gas en España, ante una menor actividad en generación eléctrica por parte de las centrales de ciclo combinado. Este último hecho ha propiciado que la demanda de gas se coloque, en 2013, 8 puntos por debajo de la correspondiente al ejercicio anterior. No obstante, el año ha cerrado con un crecimiento de los puntos de suministro hasta alcanzar los 7,5 millones de clientes.

Otro elemento a destacar es el papel fundamental del gas para la industria, ya sea a través de su utilización en procesos productivos, como para cogerenerar. El gas proporciona eficiencia, tanto económica como de reducción de emisiones, a las empresas.

Como elemento exógeno, el reciente conflicto con el gas ruso a su paso por Ucrania ha posicionado a nuestro país como un punto clave para la diversificación de suministro en Europa. Mientras existen en Europa países que dependen de un único suministrador (Rusia), España en 2013 recibió gas de 11 orígenes distintos. En este sentido, unas buenas interconexiones con Francia facilitarían que nuestro país se constituya como una puerta de entrada de gas al continente.

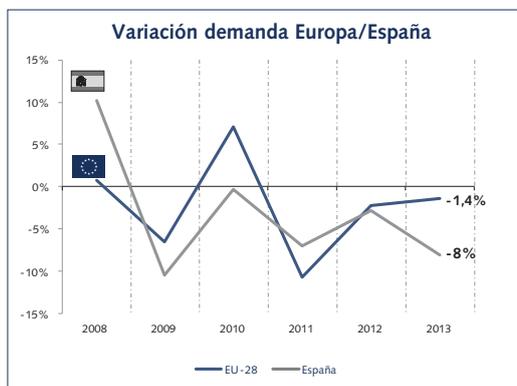
Finalmente, cabe destacar el ligero desajuste coyuntural del sector gasista, causado por los desvíos anuales del consumo de gas sobre la demanda planificada. En este sentido, cabe recordar que el gas es un sector en expansión cuyo potencial de crecimiento es motor de creación de empleo y de generación económica.

CONTEXTO EUROPEO

El cierre del año gasista español se produce en un entorno donde la demanda de los 28 países de la Unión Europea también descende, hasta alcanzar el 1,4%. La principal causa ha sido un menor consumo de gas para generación eléctrica –debido, principalmente, a los bajos precios del carbón y al aumento de la potencia de las renovables–. Sin embargo, también han influido los bajos precios del CO₂ y la menor demanda de gas por parte de la industria, que todavía se encuentra bajo los efectos de la crisis. Por el contrario, un invierno muy frío –aunque paliado por un fin de año muy suave– ha favorecido un incremento del consumo de gas en el sector residencial.

En este último ámbito, cabe destacar la importante penetración del gas en los hogares europeos al alcanzar el 50% de media, con casos concretos como el belga (65%), el italiano (88%), el inglés (89%) o el holandés (95%), que demuestran la alta utilización del gas en este ámbito. España, por su parte, con sólo un 29% de penetración, demuestra ser todavía un sector joven con un alto potencial de desarrollo.

El consumo en Europa decae un 1,4%, debido principalmente a la disminución de demanda para la generación eléctrica.



- Disminución demanda generación eléctrica: menos demanda, bajo precio carbón e introducción de renovables
- Aumento consumo residencial por climatología
- Crisis económica afecta a la demanda industrial

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN ESPAÑA

Generación eléctrica

El gas natural sigue siendo clave en la producción de energía eléctrica en España, tanto a través de las centrales térmicas de ciclo combinado como con la tecnología de la cogeneración. Sin embargo, el consumo de gas en

los ciclos combinados ha ido decreciendo desde el año 2008 hasta perder un 70% de la demanda y llegando a un factor de utilización del 11,4%. La demanda de gas en España para generación en centrales de ciclo combinado, que en 2008 representaba el 42% de las ventas totales de gas, en 2013 ha alcanzado el 17%, ocho puntos menos que en 2012.

Esto ocurre en un entorno con una potencia instalada muy estable, construida a partir de las distintas Planificaciones que ha ido aprobando el Gobierno, y que se ha mantenido en unos valores muy similares durante los últimos años.

La generación de los ciclos se ha reducido en un 70% desde 2008.

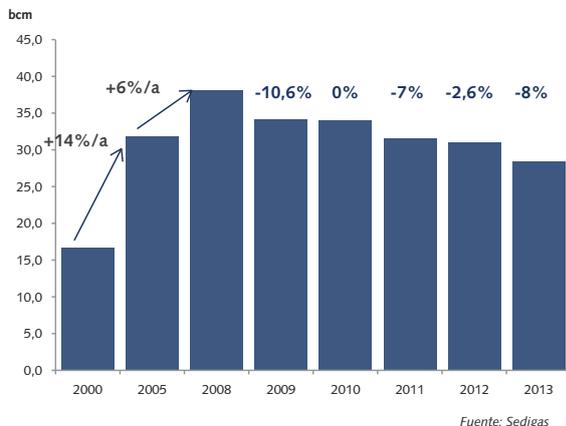


Los principales motivos de este cambio de tendencia en los ciclos combinados han sido la reducción del hueco térmico a causa de un cambio en la política energética, la mayor generación eléctrica con carbón, y la crisis económica.

Los ciclos combinados son una tecnología crítica para la consecución de los objetivos de eficiencia energética y reducción de emisiones que marca la Unión Europea. Por sus características, se acopla perfectamente a las características de las energías renovables, facilitando su desarrollo en el mercado a la vez que garantiza el suministro eléctrico.

En España, el impacto por la reducción de hueco térmico en ciclos combinados, se inició en 2008.

Evolución ventas gas natural



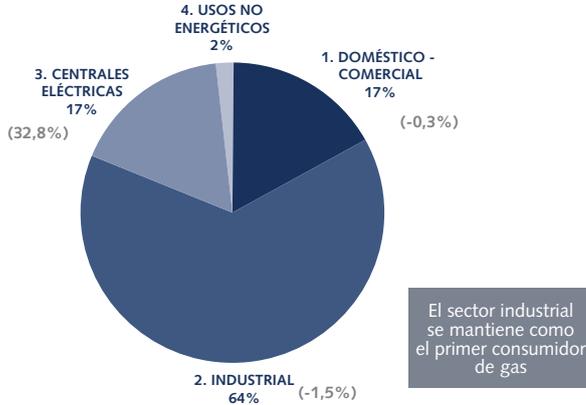
Demanda convencional

La demanda convencional, con un 83% del consumo total, se posiciona como el motor del consumo de gas en España.

En este marco, la industria, continúa siendo la principal consumidora de gas, con un 64% sobre el total, seguida del sector doméstico-comercial y la generación eléctrica a través de los ciclos combinados, con un 17% en ambos casos. El gas natural es un vector de eficiencia y productividad, usado de forma preferente por el sector industrial.

La demanda convencional supone el 83% de la demanda de gas de España.

Ventas de gas natural 2013 (28,5 bcm)



(%2013/2012)

Fuente: Sedigas

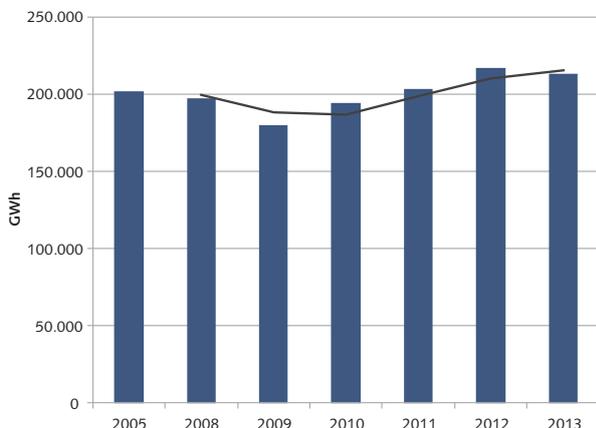
La cuota del mercado industrial –64%– ha sido la segunda más alta de los últimos diez años, alcanzando una demanda de 213,7 TWh.

El gas que consume la industria tiene un doble destino: su utilización en procesos productivos, y la generación térmica y eléctrica a través de la cogeneración, una técnica que se caracteriza por alcanzar unos rendimientos del 90%.

La cogeneración aporta competitividad a la industria, actuando como barrera a la deslocalización; permite el autoabastecimiento energético del sector industrial, bajando los costes del precio de la energía y favoreciendo su competitividad. La implantación de cogeneraciones puede suponer un menor consumo –de hasta el 40%– en energía primaria.

La demanda industrial muestra estabilidad acorde con la leve recuperación económica.

Evolución demanda industrial



Fuente: Sedigas

La utilización de gas en la industria mejora la competitividad

PRINCIPALES MAGNITUDES

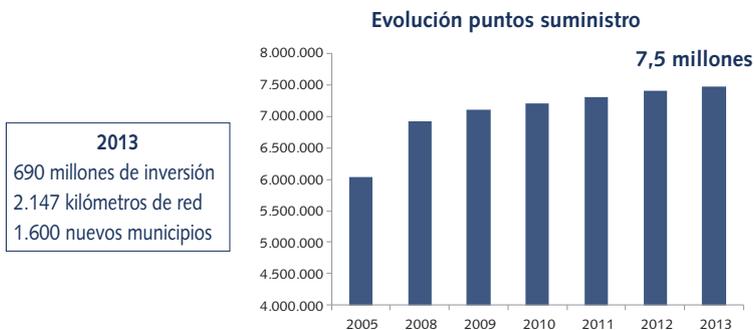
Desde el año 2.000, las compañías gasistas llevan invertidos unos 15.400 millones de euros, de los cuales 690 se materializan en 2013. Estas inversiones han permitido superar la cifra de 81.000 kilómetros de redes de transporte y distribución de gas, y llegar a 1.600 municipios –hasta alcanzar los 7,5 millones de puntos de suministro–.

Durante estos últimos años del periodo, el consumo del sector doméstico-comercial ha mostrado bastante dinamismo. El esfuerzo comercial de las compañías para la captación de nuevos clientes y el esfuerzo tecnológico para ofrecer nuevos productos dirigidos a este colectivo –calderas de condensación de última generación, bombas de calor y frío a gas, microgeneraciones...– han sido claves para su desarrollo. Todo ello ha sido posible gracias al esfuerzo de las compañías energéticas en materia de distribución al seguir impulsando la gasificación de poblaciones.

Alrededor del 76% de las viviendas españolas tienen servicio de distribución de gas natural. Sin embargo, el potencial de crecimiento del gas en nuestro país todavía es importante, ya que sólo el 30% de las viviendas lo utilizan.

El número de clientes de gas natural sigue aumentando.

El impulso desde las compañías distribuidoras es el motor para seguir aumentando el número de puntos de suministro.



SUMINISTRO

El sistema gasista español dispone de una de las estructuras de suministro más completas y diversificadas de Europa. Los recientes hechos ocurridos a raíz del gas ruso que transita por Ucrania y la necesidad de mejora de la diversificación de suministro de algunos países europeos, lo han puesto de manifiesto.

En 2013, España ha recibido gas de 11 mercados distintos, encabezados por Argelia (51%), Francia (12%), Qatar (11%), Nigeria (10%), Trinidad & Tobago (6%), Perú (4,5%) y Noruega (3,5%), principalmente.

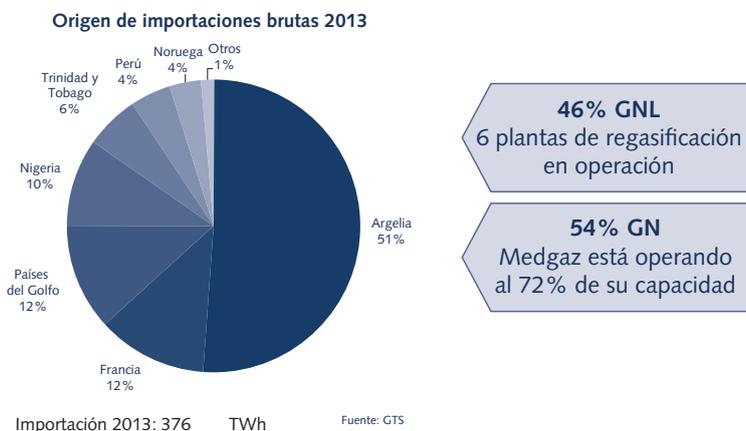
En la actualidad, nuestro país puede circular gas a través de 6 regasificadoras –el sistema cuenta con 7–, y mediante 6 gasoductos –dos con el Magreb, dos con Francia y dos con Portugal–.

En 2013, entró en funcionamiento la ampliación de capacidad de la interconexión con Francia a través de Larrau (Navarra), con un flujo de gas en ambos sentidos que puede alcanzar los 5,4 bcm. En 2015, la capacidad con Europa crecerá hasta 7,1 bcm, por la ampliación del gasoducto que pasa por Irún (País Vasco) y si finalmente se construye el Midcat, la capacidad llegará a los 15,1 bcm.

Finalmente, el 46% del gas que ha recibido nuestro país en 2013 lo ha hecho en forma de GNL, transportado por buques metaneros, mientras que el 54% restante ha entrado por gasoducto.

El sistema gasista español continua siendo uno de los sistemas más diversificados de Europa.

En 2013 se recibió gas de 11 orígenes distintos.



El sector gasista español está preparado para ser parte del sistema de suministro europeo.

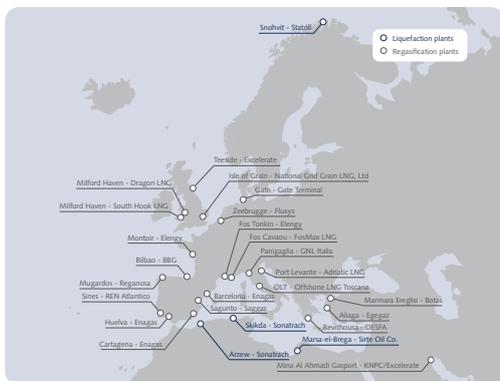
España dispone de una óptima posición estratégica, al estar situado ente el eje del Mediterráneo y el Atlántico, y al estar conectado con Europa a través de Francia. Además, se trata un país de la Unión Europea, políticamente estable, con capacidad de recibir gas de cualquier origen.

En cuanto a infraestructuras de GNL, Europa cuenta en la actualidad con 21 plantas de regasificación y 73 tanques con una capacidad de 8.667.625 metros cúbicos de GNL. Por su parte, España dispone de 6 de estas plantas operativas con una capacidad de 3.166.500 metros cúbicos de GNL, alcanzando el 36,5% de la capacidad de regasificación de Europa.

El peso del GNL es más importante en España que en Europa. En este sentido, un 86% del gas que consumen los europeos entra en forma del gas natural, mientras que el 14% restante lo hace en forma del GNL.

Finalmente, Rusia continúa siendo el principal suministrador externo de Europa, con una cuota de mercado sobre el 27%. El principal destino del gas ruso es Alemania, Turquía e Italia, países bastante diversificados. Sin embargo, existen otros, como Estonia, Bulgaria, Finlandia, Letonia, Lituania o Eslovaquia que dependen en un 100% del gas ruso. Bulgaria o Hungría dependen en un 90%.

España dispone de la posición geoestratégica y de las infraestructuras necesarias para ayudar a diversificar el suministro europeo.



Fuente: GIIGNL 2013

El gas que llega a Europa:
86% GN y 14% GNL

Europa cuenta con 21 plantas de regasificación, con una capacidad de: 8.667.625 m³ de GNL

España tiene 6 regasificadores activos, con una capacidad de 3.166.500 m³ de GNL

IMPULSO A LA DEMANDA

El sector gasista es uno de los motores económicos de la economía española. El negocio concentra un alto nivel de cualificación profesional, y es un sector de elevada utilización de mano de obra en la extensión de redes y en su mantenimiento.

El gas tiene una penetración menor en España que en otros países del entorno, elemento que le atribuye un alto potencial de crecimiento. Este aspecto es especialmente importante en el sector residencial, donde la implantación de gas puede propiciar unos ahorros del 36%.

Por su parte, una mayor utilización del gas en la industria, ya sea en sus procesos productivos como en la generación térmica y eléctrica a través de la cogeneración, puede provocar unos ahorros de hasta el 50% en la factura energética de este sector, clave para la economía española.

Otro ámbito con un importante potencial de crecimiento corresponde a los edificios públicos. La sustitución de instalaciones térmicas y la implantación de cogeneraciones, entre otras acciones, puede proporcionar ahorros de hasta el 25% en su factura energética.

En relación con la presencia del gas en el transporte, no se trata de un elemento nuevo, ya que cuenta con buena experiencia en flotas de autobuses urbanos, camiones de recogida o de reparto. Sin embargo, esta energía tiene suficiente potencial como para seguir creciendo en vehículos particulares e incluso en la propulsión de grandes buques.

Por sus características de sostenibilidad medioambiental y fiabilidad en el suministro eléctrico, el gas natural adquiere un rol clave en el futuro del mix energético. Su uso es crítico en la consecución de los objetivos de eficiencia energética y reducción de emisiones, a la vez que permite la integración en el mercado eléctrico de fuentes renovables intermitentes, garantizando la repuesta inmediata ante la demanda eléctrica.

Finalmente, los precios del gas a medio plazo tenderán a estar contenidos por la abundancia de la oferta.

El sector gasista sigue consolidado como uno de los motores económicos de España, representando un 0,5% del PIB y empleando a ~150.000 personas

5 El gas natural en España tiene potencial de crecimiento

País	% Penetración
USA	10.6
Italia	10.6
Francia	12.2
Reino Unido	12.5
Países Bajos	12.5
China	12.5
India	12.5
Brasil	12.5
Argentina	12.5
Chile	12.5
Perú	12.5
Nigeria	12.5
Trinidad y Tobago	12.5
Arabia Saudí	12.5
Qatar	12.5
Emiratos Árabes Unidos	12.5
Irán	12.5
Rusia	12.5
China	12.5
India	12.5
Brasil	12.5
Argentina	12.5
Chile	12.5
Perú	12.5
Nigeria	12.5
Trinidad y Tobago	12.5
Arabia Saudí	12.5
Qatar	12.5
Emiratos Árabes Unidos	12.5
Irán	12.5
Rusia	12.5

Expansión del sistema gasista

1 Las características únicas de sostenibilidad medio-ambiental, eficiencia...

Combustible	Emisiones (g/kWh)
Gas Natural	210
Pétrol	210
Carbón	210
Pétrol	210
Gas Natural	210
Carbón	210

4 GNV y GNL son una alternativa limpia y eficiente para el transporte

3 La diversificación de fuentes y la ampliación de conexiones de suministro, en curso y futuras

País	Porcentaje
Argentina	37%
Francia	12%
Países del Golfo	12%
Nigeria	10%
Trinidad y Tobago	4%
Perú	4%
Noruega	1%
China	1%

2 ... Eficiencia energética para los edificios públicos

Categoría	Gasto (€/MWh)
Centro energético edificio Administrativo Central	4.5
Edificios públicos de oficinas y otros	3.2
Construcción y operaciones edificios públicos	2.8

CONCLUSIONES

La sostenibilidad del sistema gasista queda garantizada con un impulso de la demanda. En este sentido, desde un punto de vista de la demanda convencional, el alto potencial del mercado español permite que se continúen incorporando nuevos consumidores.

Una opción importante consiste en la sustitución de energías más contaminantes por gas. Actualmente existen 50,2 TWh de calderas de gasoil que al ser sustituidas por gas pueden proporcionar unos ahorros en la factura energética del 50% para la industria y del 36% para los hogares. A la vez, este cambio puede reportar amplios beneficios medio ambientales, al reducir las emisiones de CO₂, de SO₂ y de NO_x, y también de calidad



del aire en las ciudades al no emitir, prácticamente, partículas sólidas a la atmósfera.

En este sentido, el sector de los edificios públicos o la industria son unos de los ámbitos donde se puede producir con muy buenos resultados la sustitución de combustibles más contaminantes por gas.

Otros aspectos a continuar potenciando son la generación distribuida con gas natural –ya sea a través de la microgeneración– y la presencia del gas en el transporte, ya sea de ámbito marítimo como terrestre.

En relación con la generación eléctrica a través de las centrales térmicas de ciclo combinado, nuestro país dispone de una moderna y tecnificada tecnología de generación que, sin duda, contribuye a la estabilidad energética española. En este sentido, el apoyo a las centrales de ciclo combinado no sólo permitirá el desarrollo de las energías renovables en España, sino que contribuirá a su competitividad energética española y, por lo tanto, económica.

Finalmente, en cuanto a la exportación, a España se le abre una gran oportunidad para vehicular gas hacia Europa y convertirse en una de las puertas de entrada de gas al continente.

Para que todo esto sea posible, es necesario que el gas compita en igualdad de condiciones con el resto de tecnologías, al tratarse de un sector con capacidad de generar riqueza –aporta el 0,5% del PIB y genera más de 150.000 puestos de trabajo–, con una capacidad de inversión alta –más de 1.000 millones de euros anuales– y, en definitiva, que actúa como motor de la economía.

Electricidad

Eduardo Montes Pérez del Real

Presidente

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (UNESA)



Un vez más me complace participar en este tradicional acto organizado por el Club Español de la Energía, que junto con los máximos representantes del sector energético, es una buena ocasión para presentar los hechos más destacados que han tenido lugar durante el año 2013, desde una visión global del balance eléctrico del año, hasta una visión de la situación económico-financiera de las empresas asociadas en UNESA reseñando las principales medidas de carácter regulatorio que han sido aprobadas y aplicadas a lo largo de este año pasado.

Terminaré la exposición presentando las perspectivas para el año 2014 que vienen condicionadas por el nuevo contexto en el que se va a desenvolver el Sector marcado, entre otros factores, por la **nueva Ley 24/2013 del Sector Eléctrico** aprobada a finales de diciembre de 2013 que, a su vez, forma parte de un conjunto de actuaciones que se vienen denominando como reforma eléctrica.

Antes de comenzar quisiera hacer dos breves reseñas. En primer lugar, como menciona esta ley en su exposición de motivos, trata de devolver al sistema una sostenibilidad económico-financiera perdida durante años y descarta la posibilidad de acumulación de nuevos déficits. En segundo lugar, en el contexto europeo, esta ley se enmarca en la integración de los mercados eléctricos europeos. Tiene en cuenta la Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, el Reglamento relativo a los intercambios transfronterizos, además del Reglamento sobre integridad y transparencia del mercado mayorista de energía (conocido por sus siglas en inglés como REMIT).

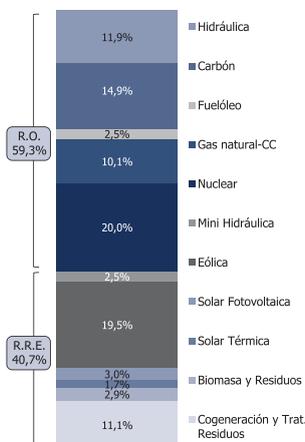
Quisiera destacar ya desde el principio que para que esta reforma se lleve a cabo con éxito es preciso que estén involucrados, tanto en su definición como en su aplicación, todos los agentes con el mayor consenso posible.

BALANCE ELÉCTRICO

PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) – Total España 2013*

	2012	2013	
HIDRÁULICA	19.455	33.970	74,6
COMBUSTIBLES FÓSILES	107.714	78.061	-27,5
<i>Carbón</i>	57.662	42.398	-26,5
<i>Gas Natural</i>	42.510	28.661	-32,6
<i>Fuelóleo y otros prod. petrolíferos</i>	7.541	7.002	-7,2
NUCLEAR	61.470	56.827	-7,6
REGIMEN ORDINARIO	188.638	168.859	-10,5
RENOVABLES Y RESIDUOS	73.960	84.126	13,7
<i>Minihidráulica</i>	4.727	7.157	51,4
<i>Eólica</i>	49.296	55.520	12,6
<i>Solar fotovoltaica</i>	8.321	8.427	1,3
<i>Solar térmica</i>	3.708	4.776	28,8
<i>Biomasa y Residuos</i>	7.908	8.245	4,3
COGENERACIÓN Y T.RESIDUOS	33.306	31.564	-5,2
REGIMEN RET. ESPECIFICA	107.266	115.690	7,9
TOTAL	295.905	284.549	-3,8

* Datos provisionales (Fuente: REE, CNMC y UNESA)



La **producción bruta de energía eléctrica en España en 2013** registró un total de 284.549 millones de kWh, lo que supuso un **descenso del 3,8%** respecto al año anterior, al igual que ha ocurrido con el consumo, como veremos más adelante. De la producción bruta total, el 59,3% fue generado por las instalaciones del denominado régimen ordinario y el 40,7% restante se corresponde con las instalaciones acogidas al régimen de retribución específica (antiguo régimen especial) que incluyen, las energías renovables, como eólica, solar fotovoltaica, solar térmica y biomasa, así como la cogeneración y el tratamiento de residuos.

Producción bruta en régimen ordinario

En relación con la estructura de producción por tipo de combustible del régimen ordinario, **la tecnología hidráulica ha sido la única que ha aumentado su producción** con respecto al año anterior registrando un incremento del 74,6%, debido a que la hidraulicidad en 2013 ha sido alta, representando un 11,9% de la producción total.

Respecto al **gas natural**, con una participación del 10,1% en el total, **ha registrado una significativa disminución** del 32,6%, que se acumula también a la disminución registrada en los últimos cuatro años.

Las **centrales de carbón**, con una participación del 14,9%, han registrado un descenso en su producción del 26,5% y por su parte, la **generación nuclear** ha experimentado un descenso del 7,6%, representando el 20% de

la producción total. El **fuelóleo** descendió el 7,2% con una participación del 2,5% en el total producido durante el año.

Todo esto, supone que la **generación bruta del régimen ordinario** en 2013 se cuantifique en 168.859 millones de kWh y que registre una **variación negativa** de un 10,5% respecto al ejercicio anterior.

Producción bruta en régimen de retribución específica

Respecto a la **producción estimada del régimen de retribución específica**, a finales de 2013 se situó en 115.690 millones de kWh, registrándose un **aumento** del 7,9% respecto al año anterior. De esa cantidad, el 72,7% corresponde a las energías renovables y los residuos y biomasa, mientras que el 27,3% restante corresponde a la cogeneración y al tratamiento de residuos.

El total producido con energías renovables y residuos y biomasa ha sido 84.126 millones de kWh. Destaca un año más, la aportación de la **producción eólica** con 55.520 millones de kWh, que **representa el 48% del total del régimen de retribución específica**, y el 19,5% de la producción total, registrándose un aumento del 12,6% respecto al año anterior y habiéndose alcanzado nuevos máximos históricos de generación eólica. Como se ha comentado, debido a la gran hidraulicidad del año, **la producción hidráulica del régimen de retribución específica también ha aumentado** en un 51,4%. Hay que señalar un año más el **crecimiento registrado de la generación solar térmica**, del 28,8% con 4.776 millones de kWh, como consecuencia de la incorporación de nuevas capacidades. Por último, destaca la generación de la **solar fotovoltaica** de 8.427 millones de kWh, con un incremento del 1,3% y la generación con **biomasa** con un incremento del 4,3% respecto a 2012.

Cuestiones medioambientales

En relación con el ámbito medioambiental, según las estimaciones de UNESA para 2013, se ha experimentado una **disminución en las emisiones de CO₂** de aproximadamente un 21% comparadas con las de 2012, debido a un aumento de la producción hidroeléctrica y a un significativo descenso de la generación con carbón.

En 2013, el 41,5 % de la producción se ha generado a partir de fuentes renovables. La producción nuclear junto con la de origen renovable, hacen que el 61% de la producción del sistema eléctrico se haya generado libre de CO₂.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh) Total España 2013*

	2012	2013	% Variación (2013/2012)
PRODUCCIÓN BRUTA	295.905	284.549	-3,8
Consumos propios	13.100	11.664	-11,0
PRODUCCIÓN NETA	282.805	272.885	-3,5
Consumo en Bombeo	5.023	5.958	18,6
Saldo Internacional	-11.200	-6.732	-39,9
ENERGÍA DISPONIBLE MERCADO	266.582	260.195	-2,4
Pérdidas en Transporte y Distribución	22.705	22.161	-2,4
CONSUMO NETO	243.878	238.035	-2,4

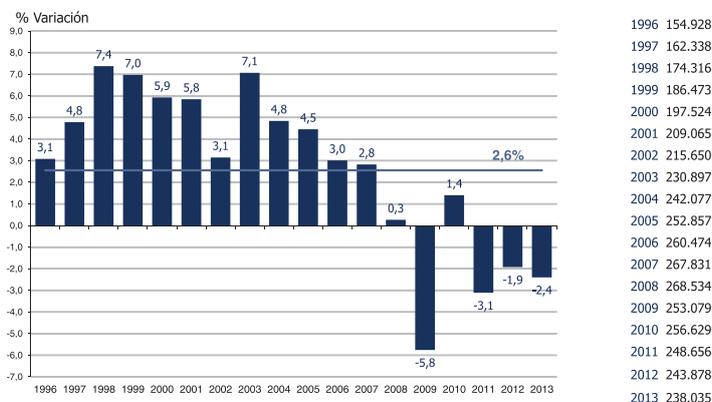
* Datos provisionales (Fuente: REE, CNMC y UNESA)

Intercambios de electricidad

En cuanto a los intercambios de electricidad realizados con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos, **disminuye el saldo neto exportador** llegando a 6.732 millones de kWh, casi un 40% inferior al año 2012. El único saldo que ha aumentado respecto al año anterior es el de las exportaciones a Marruecos, en torno a un 6%. Es significativo el descenso en más de un 67% de las exportaciones a Portugal. Con Francia se mantiene el saldo importador por un valor de 1.309 millones de kWh. Por otro lado, si se considera como referencia la energía eléctrica disponible para el mercado, situada en 260.195 millones de kWh en 2013, **el volumen de intercambios representó casi el 2,6%** de la citada energía.

Consumo neto de electricidad

EVOLUCIÓN CONSUMO DE ELECTRICIDAD (GWh) Total España 2013



Disminución del consumo de electricidad, que se sitúa por debajo de los niveles de 2004

Fuente: UNESA y REE

En relación con el **consumo neto de electricidad** en el total de España, según las estimaciones de UNESA a fin de año, se ha registrado una **disminución del 2,4%** alcanzando 238.035 millones de kWh. Esta cifra es acorde con la situación actual de menor actividad económica acumulada en los últimos ejercicios y sitúa el crecimiento medio de la demanda en el 2,6% para el periodo 1996-2013.

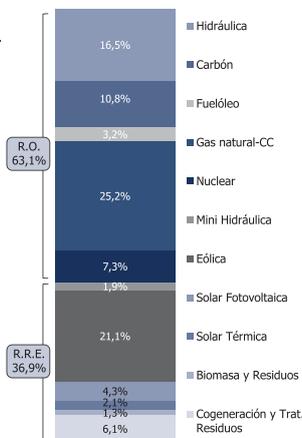
Por otra parte, según los datos facilitados por OMIE, en lo que respecta al volumen total de energía negociada en el mercado de electricidad, se ha producido también un descenso del 4,9% con respecto a 2012. En términos de volumen económico, el **precio medio horario final** ponderado del periodo considerado se ha situado en **57,49 €/MWh**, lo que ha supuesto una disminución del 3,5% respecto al mismo periodo del año anterior.

Potencia bruta instalada

POTENCIA INSTALADA (MW) – Total España 2013*

	2012	2013	% Var. (2013/12)	Horas func.
HIDRÁULICA	17.569	17.766	1,1	1.912
COMBUSTIBLES FÓSILES	42.259	42.346	0,2	1.843
<i>Carbón</i>	11.624	11.641	0,2	3.642
<i>Gas Natural</i>	27.206	27.206	0,0	1.053
<i>Fuelóleo y otros prod. petrolíferos</i>	3.429	3.498	2,0	2.002
NUCLEAR	7.866	7.866	0,0	7.224
RÉGIMEN ORDINARIO	67.694	67.978	0,4	2.484
RENOVABLES Y RESIDUOS	32.605	33.212	1,9	2.533
<i>Minihidráulica</i>	2.033	2.038	0,2	3.513
<i>Eólica</i>	22.636	22.785	0,7	2.437
<i>Solar fotovoltaica</i>	4.538	4.640	2,2	1.816
<i>Solar térmica</i>	1.950	2.300	17,9	2.077
<i>Biomasa y Residuos</i>	1.448	1.450	0,1	5.686
COGENERACIÓN Y T.RESIDUOS	6.710	6.613	-1,4	4.773
RÉGIMEN RET. ESPECIFICA	39.315	39.825	1,3	2.905
TOTAL	107.008	107.803	0,7	2.640

* Datos provisionales (Fuente: REE, CNMC y UNESA)



La **potencia instalada total en España 2013** se situó en **107.803 MW**, un 0,7% superior a la del año anterior. Desglosando esta potencia se obtiene que el régimen ordinario, con 67.978 MW, representa el 63,1% del total y el régimen de retribución específica, con 39.825 MW de potencia, el 36,9% restante.

Durante el año 2013, **el régimen ordinario ha incrementado su potencia instalada** respecto al año anterior **en únicamente un 0,4%**, mientras que **el régimen de retribución específica ha aumentado en un 1,3%**, acaparando el grueso del incremento de potencia del sistema. Cabe señalar que este aumento (unos 510 MW) se debe principalmente a los incrementos de la solar térmica y de la solar fotovoltaica.

En cuanto a la potencia eólica se refiere, durante este año apenas ha variado; totaliza 22.785 MW, según los datos estimados de UNESA.

Debido a las disminuciones de demanda acumuladas en estos últimos tres años, el parque de generación actual está sobredimensionado y muchos ciclos combinados están actualmente parados. De ahí que el Gobierno haya elaborado una propuesta de Real Decreto de hibernación, aún no publicada, para que se contemple la parada eventual de esta potencia instalada. El funcionamiento medio de los ciclos combinados fue tan solo de 1.053 horas equivalentes en el año y el del parque térmico en su conjunto (ciclos combinados, carbón y fuel) de 1.843 horas, valores extremadamente bajos en relación con la elevada disponibilidad que ofrecen. En 2013, las horas equivalentes de producción del régimen de retribución específica (2.905 horas) han superado a las del régimen ordinario (2.484 horas).

Todo ello debe analizarse considerando que las centrales del régimen ordinario son fundamentales, dado que el carácter intermitente y no gestionable de las energías renovables, exige que se mantengan centrales de respaldo.

Las centrales o ampliaciones netas de potencia puestas en servicio en 2013 por las empresas de UNESA ascienden a casi 285 MW.

Red de transporte

En relación con la red de transporte peninsular, de acuerdo con la información suministrada por Red Eléctrica de España y por las empresas asociadas en UNESA, se estima que la **longitud total de los circuitos de la red de transporte** a más de 110 kV fue de 65.546 km al finalizar 2013, lo que supone un **aumento** de 896 km, un 1,4% superior al año anterior.

EL PANORAMA NUCLEAR EN 2013

Se han generado 56.827 GWh con un factor de carga del 83,60%, que descontando el efecto Garoña asciende al 88,86%. A lo largo de este año se han acometido hasta 5 paradas por recarga y ha continuado una ya comenzada en 2012. El conjunto del parque nuclear ha contribuido en un 19,8% a la producción total en España con sólo el 7,3% de la potencia instalada.

La **implantación de las acciones post-Fukushima** sigue siendo un foco importante de atención para nuestras centrales, a la vez que atienden las necesidades operativas y de seguridad. El programa de actuación ha dado lugar a la verificación del cumplimiento con sus bases de diseño y de licencia, así como de la robustez de las mismas ante sucesos naturales extremos. También se han identificado áreas de mejora que están siendo abordadas por las mismas con el objetivo de tenerlas incorporadas en un calendario exigente dividido en tres fases:

- A corto plazo (2012) o fase de análisis
- A medio plazo (2014), con la implantación de mejoras de dimensión media
- A largo plazo (2016), que contempla la implantación de grandes modificaciones

Este calendario tiene en cuenta las paradas por recarga programadas en las centrales, por lo que la implantación de algunas modificaciones puede finalizarse en algunos casos un año más tarde. La mayoría de las acciones dentro de la fase de análisis ya han sido completadas y las mejoras a medio y largo plazo están en curso de acuerdo con el programa previsto.

En el ámbito de la **economía de la explotación** cabe resaltar la presión fiscal creciente y desmesurada que se está soportando. Para comenzar, el 1

de enero de 2013 entró en vigor la **Ley de medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética (Ley 15/2012)**. Esta Ley, entre otras medidas fiscales que afectan a la generación eléctrica en general y a la nuclear en particular a lo largo de todo el ciclo de combustible, establece un gravamen adicional y específico para las centrales nucleares que toma como base imponible la producción de metales pesados (uranio y plutonio) en el combustible irradiado extraído definitivamente del reactor y los metros cúbicos de residuos de media, baja y muy baja actividad producidos anualmente. El impacto económico de esta medida es muy significativo, del orden de varias decenas de millones de euros anuales por cada reactor y por consiguiente afecta muy negativamente a los resultados de explotación. A este nuevo impuesto de carácter estatal hay que añadir otro de carácter autonómico sobre la producción nuclear en la Comunidad Valenciana y la preparación, ya para 2014, de uno más en la Comunidad Catalana. El denominador común a todos ellos es la supuesta protección del medio ambiente.

ASPECTOS DESTACABLES DE LAS ACTIVIDADES DE LAS EMPRESAS DE UNESA DURANTE 2013

Hechos relevantes 2013

- Situación económico-financiera marcada por el impacto negativo de medidas regulatorias aprobadas que sitúan la rentabilidad en tres puntos y medio por debajo del coste de los capitales
- Persistencia del problema del déficit tarifario:
 - Saldo vivo de la deuda: 3% del PIB (~30.000 M€)
 - Desviación del objetivo de suficiencia tarifaria en 2013 (3.600 M€), que será íntegramente financiado por las empresas de UNESA
- Evolución de los ingresos y los costes regulados:
 - Impacto de medidas regulatorias: reducción de 2.000 M€/año acumulados desde 2012 por distintos conceptos
 - Nuevos impuestos: 1.700 M€/año (sobre 2.600 M€) empresas UNESA
 - No aportación de las partidas comprometidas por el Estado

A continuación, se hace una revisión de los aspectos más destacables que tienen relación con las actividades de las empresas eléctricas de UNESA, en particular, en lo que se refiere a la evolución de la situación económica y financiera y al impacto que han tenido las distintas medidas que se han aprobado a lo largo del año en relación con el déficit tarifario, la retribución de las actividades eléctricas y los precios que pagan los consumidores. En general, los mensajes que podemos trasladar siguen en la línea de lo sucedido en 2012, ya que no se ha detectado un avance significativo en

las cuestiones que se vienen planteando desde UNESA a pesar de la reforma que se ha iniciado. Por ese motivo nuestras demandas vuelven a cobrar mayor relevancia, aún si cabe, como elemento indispensable para asegurar la viabilidad del sector, y así poder garantizar un suministro eficiente con unos elevados niveles de calidad.

SITUACIÓN ECONÓMICO – FINANCIERA

Las empresas eléctricas de UNESA en cifras

- Aportación al PIB: 1,1% directa y 1,9% indirecta

- Aportación al empleo: más de 110.000 empleos directos, indirectos e inducidos

- Actividad eléctrica en España: 3,4% ROA vs 7,0% WACC

- Reducción de la rentabilidad de actividad distribución en dos puntos y medio

Para describir la situación económico-financiera debemos partir de las diversas actuaciones regulatorias que, con efecto desde el 1 de enero de 2013, han tenido un severo impacto sobre los resultados de la actividad eléctrica en España.

En la actividad de generación, la aplicación desde el 1 de enero de 2013 de las **medidas fiscales para la sostenibilidad energética establecidas en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre**, ha producido un **aumento de los costes de explotación** de la actividad, al aumentar la carga fiscal que recae sobre la producción eléctrica en unos 2.600 millones de euros.

A este efecto negativo sobre los resultados hay que añadir el **impacto de las medidas urgentes establecidas en los Reales Decretos-ley 2/2013, de 1 de febrero, y 9/2013, de 12 de julio**, que se acumulan al impacto de las medidas regulatorias que entraron en vigor durante el ejercicio 2012 y que **redujeron en dos puntos y medio la rentabilidad de la actividad de distribución** el pasado ejercicio.

Las medidas aplicadas en 2013 han provocado un **descenso del 16% en el resultado neto de explotación (EBIT) estimado para la actividad eléctrica en España**. Si en 2012 la rentabilidad de los activos empleados en la actividad eléctrica nacional (4,1%), fue inferior en tres puntos y medio al coste de su financiación (7,6%), en 2013 se estima una **rentabilidad de los activos** de un 3,4%, igualmente **alrededor de tres puntos y medio**

por debajo del coste de los capitales empleados en la financiación de las actividades, de un 7%.

El impacto de estas cifras es significativo porque hay que volver a insistir en **la contribución de las empresas integradas en UNESA al conjunto de la economía española que se sitúa alrededor del 1% del PIB**, únicamente teniendo en cuenta la aportación directa a través del sector eléctrico. Si además se incluyen los efectos indirectos e inducidos en el resto de actividades de la economía española, este porcentaje prácticamente se duplica. En términos de empleo, la actividad que desarrollan las empresas de UNESA sostienen más de 110.000 empleos, una cifra realmente importante especialmente en una situación como la que vive actualmente la economía española.

Por estas razones, las demandas que a lo largo del año se han venido planteando desde UNESA encuentran su fundamento en el impacto directo que la regulación tiene sobre los resultados de las empresas y, consecuentemente, en el impacto derivado sobre el conjunto de la economía. Como bien se sabe, el suministro eléctrico es un elemento vertebrador de la actividad empresarial en cualquier país porque se utiliza en la mayoría de procesos productivos, así como en la provisión de una gran parte de los servicios. De igual forma, tampoco podemos olvidar la importancia del consumo eléctrico en los hogares, en los que la electricidad es un servicio que está incorporado a la práctica totalidad de los elementos que facilitan nuestras condiciones de vida. Por todo ello es esencial asegurar el suministro en unas condiciones óptimas de calidad y a un precio competitivo, para lo cual se precisa que esté exento de penalizaciones provenientes de decisiones políticas.

Y es que todas estas connotaciones no hacen más que subrayar la importancia de contar con un sistema eficiente y dinámico, que se asiente en dos pilares básicos; de un lado, en la existencia de una regulación sin incertidumbre, con vocación de permanencia, de forma que los consumidores eléctricos puedan tomar sus decisiones de ahorro e inversión de manera racional, sin temor a cambios en un plazo breve de tiempo y de forma que los agentes que participan en el sector tengan los incentivos adecuados para adoptar las medidas de inversión que aseguren que el sistema se ajusta en todo momento a las necesidades del consumo a un coste mínimo. Y, del otro lado, el sistema debe asentarse en una firme creencia en el funcionamiento del mercado (en aquellas actividades que así lo permitan) como la mejor forma de asignar los recursos necesarios para lograr un suministro eficiente y siempre, como es natural, con un grado de supervisión adecuado por parte del regulador.

Tanto la teoría económica como la experiencia acumulada hasta ahora en este sector demuestran que ésta es la única alternativa viable para ase-

gurar una competencia efectiva, que es el mecanismo a través del cual los consumidores y los agentes alinean sus intereses y responden, unos y otros, a las señales de precio de forma consecuente con sus necesidades. La existencia de obstáculos y restricciones al correcto funcionamiento del mercado o la introducción de elementos distorsionadores en el precio que no sean consecuencia de la evolución del propio mercado no hacen más que enmascarar el verdadero coste de la energía, con las inevitables consecuencias negativas que tiene para el consumidor al impedirle actuar libremente.

En 2013 encontramos nuevos desarrollos regulatorios con implicaciones directas sobre estos aspectos que queremos resaltar. Una **nueva ley eléctrica** ha entrado en vigor, la **Ley 24/2013** que sustituye a la anterior del año 1997, y que debe ser el punto de partida para garantizar la estabilidad regulatoria que se viene demandando. El articulado de la ley introduce algunas novedades entre las que hay que destacar las que hacen referencia al principal problema que ha lastrado el sector en los últimos años: el déficit tarifario. Basta con mencionar un único dato para darse cuenta de la magnitud y la importancia que tiene la existencia del déficit tarifario en el sector; al final del año 2013 **el saldo vivo de la deuda procedente del déficit ronda los 30.000 millones de euros**, o lo que es lo mismo, casi el 3% del Producto Interior Bruto. Esta es a todas luces una cifra insostenible, por lo que el primer paso consiste en poner fin al incremento que vivimos todos los años. Para ello, la nueva Ley establece un sistema automático de revisión que debe evitar la aparición de nuevos desajustes y limita la introducción de nuevos costes en el sistema eléctrico sin que vaya acompañada de un aumento equivalente de los ingresos. Por otro lado, una de las reivindicaciones históricas de UNESA, que era el reparto equitativo de la carga de financiación transitoria del déficit, será implementada desde 2014: serán todos los agentes del sistema, de forma proporcional a su participación en términos de costes regulados, los que lo financien a cinco años y no las empresas de UNESA en exclusiva, como venía sucediendo hasta ahora de manera claramente discriminatoria.

Esperamos que los principios de estabilidad financiera se cumplan e impidan la aparición de nuevos déficits, aunque lo cierto es que de momento en 2013 ya se estima un déficit de 3.600 millones de euros. Este es un dato ciertamente preocupante máxime cuando se suponía a principios de dicho año que el déficit no iba a producirse. Su existencia, además, introduce más incertidumbre por dos motivos; en primer lugar porque la consecución de la suficiencia de ingresos del sistema no se ha alcanzado, pese a la reducción de la retribución de las actividades eléctricas, especialmente agresiva con las empresas de UNESA y, en segundo lugar, porque el causante de esta desviación es el propio Estado. En efecto, a lo largo del año se comprometieron partidas procedentes de los Presupuestos Generales del Estado, concretamente un crédito extraordinario por 2.200 millones para

financiar el sobrecoste de las renovables y una partida de 903 millones para financiar el sobrecoste de la generación no peninsular que finalmente no se activaron, lo que explica la mayor parte de la aparición del déficit tarifario en 2013.

Finalmente, y en relación al déficit de 2013 que va a ser íntegramente financiado por las empresas de UNESA, debemos fijarnos en las consecuencias de este nuevo desequilibrio tarifario. Hasta 2012 la existencia del déficit llevaba aparejado un programa de titulización del mismo, conocido como FADE, por el que la deuda que financiaban las empresas de UNESA se colocaba en los mercados financieros a bonistas que compraban esta deuda a cambio de obtener una rentabilidad de mercado y que contaba con el aval del Estado. Este programa fue eliminando la carga de financiación de la deuda eléctrica que llegó a alcanzar los 20.000 millones en el balance de las empresas y finalizó sus emisiones en 2013, liberando por tanto a nuestras empresas de la financiación de un déficit que no habían provocado.

Sin embargo, con la entrada en vigor de la nueva Ley no se contempla la posibilidad de volver a activar este programa para incluir el déficit de 2013 y queda pendiente pues la aprobación de un mecanismo que libere de la carga financiera asociada que, de lo contrario, deberá ser financiado por las empresas durante un periodo de 15 años. Esta situación mermaría su capacidad financiera, detrayendo recursos que son necesarios, entre otros, para las inversiones recurrentes que deben llevarse a cabo para mantener una calidad óptima del servicio.

COSTES REGULADOS DEL SISTEMA, TARIFAS DE ACCESO Y PRECIOS

Precios y tarifas de acceso 2013

- Evolución del precio de la electricidad en 2013, según datos de MINETUR:
 - Consumidores industriales descenso entre 0,4% y un 1%
 - Consumidores domésticos descenso de un 0,9%

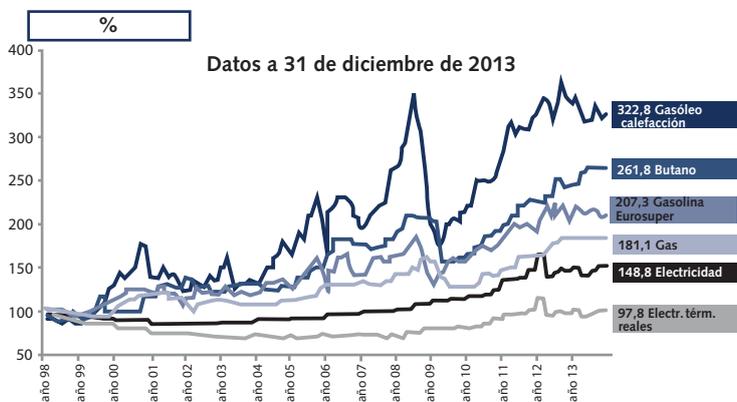
- Tarifas de acceso:
 - Peajes
 - Cargos
 - Promoción energías renovables
 - Extracoste sistemas eléctricos no peninsulares
 - Medidas de seguridad de suministro
 - Anualidades correspondientes al los déficit eléctricos

- Carga fiscal del recibo eléctrico: 21% IVA de los más altos de la UE + 5% impuesto de la electricidad

Los precios para el consumidor

Desde el punto de vista de los peajes de acceso que abonan los consumidores debemos destacar que, a pesar de que el sistema generó un déficit de 5.600 millones en 2012, las tarifas de los consumidores bajaron en el mes de enero de 2013 al ponerse fin a la refacturación aplicada en 2012. Esta bajada no fue posteriormente modificada hasta el mes de agosto, en el que se incrementaron los citados peajes un 7%. A pesar de esta subida de peajes, el Ministerio ha manifestado que, en el cómputo global del año, tanto la factura de los consumidores industriales como la de los domésticos han bajado en 2013, concretamente entre un 0,4% y un 1% para los primeros y un 0,9% en los hogares.

Evolución comparada del precio de la electricidad y de otros productos energéticos para usos domésticos



Fuentes utilizadas:

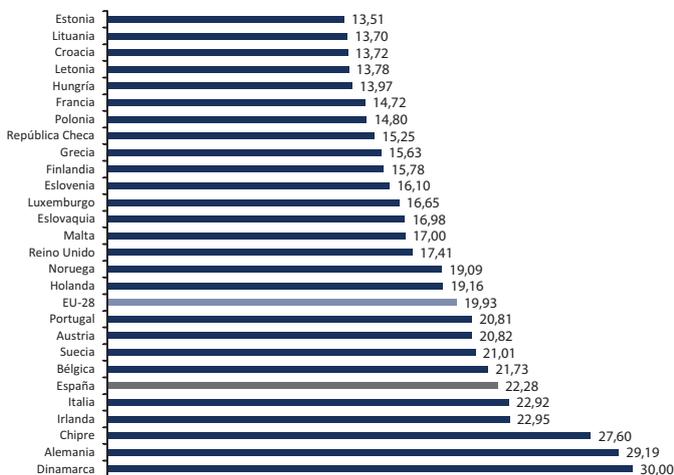
Tarifa eléctrica último recurso UNESA.
Tarifa de Último Recurso 2 gas natural. Revista Hidrocarburos del Mº de Economía y BOE.
Precio Bombona de Butano. Revista Hidrocarburos del Mº de Economía y BOE.
Precio Eurosuper. Revista Hidrocarburos del Mº de Economía y UE Bulletin Petrolier (desde septiembre 2000)
Precio Gasóleo Calefacción UE Bulletin Petrolier
Índice de precios de consumo INE

Y este es un dato revelador, porque si **comparamos la evolución del precio de la electricidad con otros productos energéticos para usos domésticos**, apreciamos que desde 1999 hasta 2013 la electricidad se mantiene siempre por debajo; es decir, se ha encarecido menos que otros productos energéticos.

Como puede deducirse fácilmente, el conjunto de medidas aprobadas en 2013 ha tenido un efecto directo sobre las agentes que llevan a cabo las actividades del suministro eléctrico, dado que el Estado no ha contribuido finalmente en los términos en los que se había comprometido.

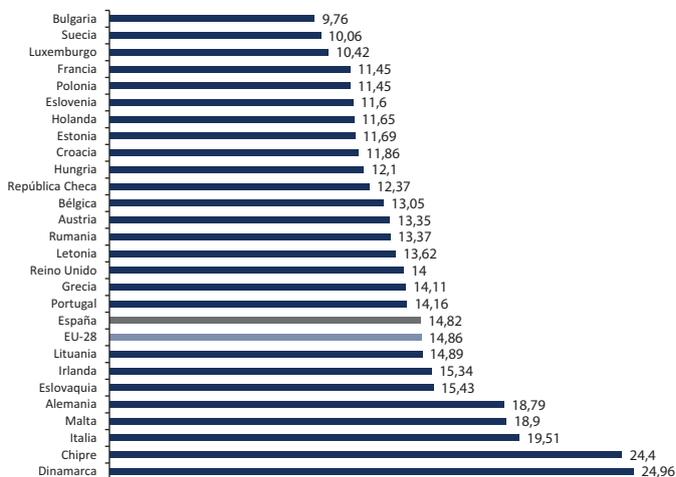
Precios de la electricidad en países de la UE para usos domésticos

(cent€/kWh, impuestos incluidos) Consumo anual entre 2.500 y 5.000 kWh (Primer semestre 2013) Eurostat



Precios de la electricidad en países de la UE para usos industriales

(cent€/kWh, impuestos incluidos) Consumo anual entre 500 y 2.000 kWh (Primer semestre 2013) Eurostat



Los precios para el caso español incluyen costes de políticas públicas que en otros países están financiados vía impuestos y/o Presupuestos Generales del Estado.

A pesar de todo esto, se observa cómo en la **comparativa con respecto a los 28 países de la Unión Europea que elabora EUROSTAT semestralmente sobre el precio de la electricidad** que pagan los consumidores, en España, los hogares y, cada vez en mayor proporción, las empresas e industrias, se consolidan en la banda alta de los países de la Unión Europea. Las consecuencias son obvias por su implicación tanto en la renta disponible de los hogares como en la competitividad de la industria.

Es preciso resaltar una vez más que **estos precios son el fruto de una enorme carga proveniente de las decisiones de política energética y también de la elevada carga fiscal.**

Los costes ajenos al suministro, incluidos en el recibo que pagan los consumidores, no hacen más que penalizar el consumo eléctrico, que soporta toda una serie de cargos que incrementan la factura muy por encima del verdadero coste del suministro. Dentro del recibo de la luz encontramos diversas medidas que, a nuestro juicio, no se corresponden con la actividad de suministro. Así, la política medioambiental, que incluye medidas de promoción de las energías renovables y es consecuencia de unos objetivos vinculantes acordados con el resto de socios comunitarios, es soportada casi en exclusiva por el consumidor eléctrico y no vía impuestos generales, como en otros países. Del mismo modo, el recibo también soporta la política de cohesión territorial.

Llama la atención que si se comparte el objetivo común de combatir el cambio climático y de aumentar la seguridad en el suministro con la integración de los distintos mercados europeos y se acepta que la mejor forma para conseguirlo es a través de una electrificación progresiva, las señales que se envíen sean precisamente las contrarias, desincentivando el uso de la electricidad a través de la introducción de numerosos conceptos de elevada cuantía y ajenos al verdadero coste del suministro.

Por otra parte, la carga fiscal que soporta el recibo eléctrico de cara al consumidor final se encuentra también por encima de la media de los países comunitarios. No sólo tenemos un tipo de IVA que se sitúa entre los más altos de la Unión Europea, de un 21%, sino que además existe el Impuesto sobre la Electricidad que encarece el recibo un 5% adicional. Estos tipos elevados, que se aplican a todos los costes del recibo (también sobre los costes ajenos al suministro), hacen que el precio que se paga en nuestro país se sitúe en la banda alta de los países de nuestro entorno.

El déficit y los costes regulados

En relación con las medidas que afectan a la retribución de las actividades reguladas del sistema, tal y como se ha señalado, 2013 ha sido el primer

año en el que el déficit iba a desaparecer y en el que debería por tanto haberse alcanzado la suficiencia tarifaria.

Para evitar la aparición del déficit, la primera medida que ha sido puesta en marcha es la de que los ingresos del sistema no sólo se cubran con los peajes que pagan los consumidores sino que, a partir de ahora, se van a cubrir también con las aportaciones de los generadores, a través de impuestos. **Impuestos** que, ya en 2013 y sólo **para las empresas de UNESA, supusieron el desembolso de unos 1.700 millones** de los 2.600 millones totales recaudados por todos los generadores. Esto es consecuencia de la entrada en vigor de la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que introdujo cuatro nuevos impuestos que han empezado a abonarse en 2013.

Además de los peajes y los citados impuestos **la fuente de ingresos adicional para cubrir la totalidad de los costes del sistema se supone que iba a proceder de la financiación del Estado a través de partidas procedentes del presupuesto público**. Esta financiación, que iba a ser la “tercera pata” (consumidores, agentes del sistema y Estado) que sustentase la suficiencia de ingresos para cubrir los costes regulados, **no se materializó** y ha derivado en la aparición de un déficit en 2013, cuando se suponía que éste ya no se iba a producir.

Para la eliminación del déficit, las medidas adoptadas en 2013 no sólo prevén nuevos ingresos como se acaba de mencionar, sino que también contemplan una **reducción de los costes reconocidos a las actividades reguladas**, reducciones muy severas para las empresas de UNESA. En efecto, los **dos reales decretos-ley, el 2/2013 y el 9/2013**, introdujeron una serie de **recortes en la retribución de la actividad de distribución** de unos 375 millones de euros, que se suman a los más de 650 millones de 2012. Además de estos recortes en distribución, **se han recortado sustancialmente los pagos por capacidad**; concretamente el componente del incentivo a la inversión que reciben principalmente las centrales de ciclo combinado y que pasó de 26.000 €/MW en 2011 a 20.000 €/MW en 2012 y que en 2013 se fija definitivamente en 10.000 €/MW, lo que supone una pérdida de ingresos de 460 millones anuales sólo por estos cambios. Por último, la otra medida que ha tenido gran impacto ha sido la **reducción de los derechos de cobro de las instalaciones de la generación no peninsular**, que son sistemas eléctricos en los que, por sus condiciones de aislamiento y reducido tamaño, cuesta más producir la electricidad. Concretamente, los costes de producción que se han eliminado de la factura ascienden a más de 100 millones, aunque lo cierto es que estos costes se siguen produciendo.

También merece la pena hacer un breve inciso sobre el impacto que las medidas aprobadas van a tener sobre la **actividad de distribución**, espe-

cialmente una vez consolidada en la Ley la fórmula que fija la **tasa de retribución para las redes** en el 6,5% antes de impuestos, la del bono del Estado a 10 años más 200 p.b., que está **muy por debajo del verdadero coste del capital** de cualquiera de las empresas que lleva a cabo la actividad de distribución. Cualquier tasa que no recoja exactamente el coste de financiar la actividad y que se sitúe por debajo de su valor, como es la tasa fijada, conlleva una destrucción de valor para la empresa y, por consiguiente, crea un serio riesgo para desarrollar la actividad ante la incertidumbre que se genera para las empresas en el proceso de mejora continua del servicio.

PERSPECTIVAS PARA EL AÑO 2014

PERSPECTIVAS 2014

- Reto más importante: alcanzar estabilidad económica y financiera del Sistema Eléctrico

- Eliminación del déficit ¿Se alcanzará la suficiencia tarifaria?
 - Escasa aportación del Estado
 - Impacto limitado a los consumidores, crecimientos de demanda nulos
 - Mantenimiento impuestos a la generación
 - Se consolida reducción en la retribución a la distribución
 - Financiación bono social: 97% a cargo empresas UNESA

- Estándares para el régimen especial: impacto de unos 1.300 M€
 - Penaliza a las tecnologías más maduras, más sostenibles y que más contribuyen a la seguridad de suministro

- Nuevo mecanismo para fijar el PVPC: muy complejo

- Integración MIBEL con los mercados eléctricos europeos

- Fiscalidad excesivamente elevada (estatal, autonómica y local)

Intentaremos ahora esbozar las perspectivas del sector para 2014. Un año en el que todo apunta a que va a ser nuevamente muy intenso y que, en principio, girará sobre tres aspectos esenciales en el ámbito de la regulación sectorial: el déficit de tarifa, los nuevos estándares que fijan la retribución de las centrales con derecho a compensación, que es el antiguo régimen especial, y el nuevo mecanismo de fijación de precios para los consumidores domésticos, que comentaremos en más detalle.

De nuevo, el reto más importante que tenemos al inicio del año es el **déficit tarifario**, así que su eliminación para que no continúe aumentando la deuda existente es un primer paso fundamental para alcanzar la estabili-

dad perseguida. En este sentido nos encontramos con que, por un lado, **el Estado reduce la aportación inicial prevista**. Mientras que en 2013 se suponía que dicha aportación iba a superar los 3.000 millones, en 2014 apenas superará los 900 millones. Por otro lado, **la aportación de los consumidores apenas varía** ya que, en un escenario de **crecimiento nulo de la demanda**, los peajes que acaban de aprobarse el 1 de febrero suponen una subida de apenas un 0,4%, si bien es cierto que la subida de peajes del mes de agosto de 2013 aumentó los ingresos del en 800 millones de euros, en cómputo anual.

Por lo que la situación es esclarecedora: partimos de una insuficiencia de ingresos en 2013 fijada por el Ministerio en 3.600 millones y esta cifra proviene principalmente de la imposibilidad de trasladar desde el presupuesto público los más de 3.000 millones comprometidos, que ahora en 2014 se han reducido sustancialmente. Así que para cubrir este desfase de 3.600 millones, la aportación del Estado se limita a 900 millones, la de los consumidores a 800 millones y el resto, como se podrá deducir, provendrá de los agentes del sector ya que, este año, no se contará con la aportación de fondos extraordinarios al sistema, como ha ocurrido en los dos últimos años.

Por otro lado, según indican los Presupuestos Generales del Estado, este año **aumentará la recaudación proveniente de los impuestos** a la generación que pagan los agentes del sistema y que afectan especialmente a las empresas asociadas en UNESA, a la vez que **se introducirán nuevas cargas** como la financiación del bono social en su práctica totalidad, concretamente en más de un 97%. Es decir, este año aumentará la carga que supone la financiación de los costes del sistema a cargo de las empresas de UNESA.

Finalmente, la suficiencia tarifaria se sustentará en el segundo de los grandes elementos que va a caracterizar este año: **la aplicación de costes estándares para las antiguas instalaciones del régimen especial** y que ahora pasan a ser instalaciones con derecho a una compensación adicional al precio de mercado.

La situación en la actualidad es que tanto el real decreto que regula el nuevo sistema para determinar el complemento retributivo del antiguo régimen especial como la orden ministerial que fija los valores retributivos se encuentran en proceso de tramitación. De momento, y de acuerdo con las estimaciones que presenta el Ministerio, va a tener un impacto de unos 1.300 millones en relación al 2013. Una vez resueltas las alegaciones que se presenten y emitido el informe del regulador, veremos el resultado final que, lógicamente, irá teniendo su incidencia a lo largo del año.

Vista la primera versión de la propuesta normativa, lo que si podemos destacar es el **impacto desmedido** que tendrá sobre algunas tecnologías. Y lo más llamativo es que la medida afecta principalmente a las tecnologías más maduras, es decir, a **las tecnologías que más contribuyen a la cobertura de la demanda, proporcionan una mayor seguridad en el suministro y tienen unos costes unitarios sustancialmente inferiores** a los de las tecnologías inmaduras.

El último elemento a destacar en este año, y que está suscitando una enorme polémica, es el **nuevo mecanismo de fijación del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor** y que reemplazará a las subastas CESUR existentes hasta la fecha.

Recordemos que este debate se ha suscitado a partir de la invalidación de la última subasta CESUR celebrada a finales de diciembre y que finalizó con la fijación de un precio administrativo para el primer trimestre del año. Las infundadas acusaciones de manipulación de la subasta no han tenido reflejo en los informes del regulador que, de manera clara y concisa, ha justificado su decisión en la falta de presión competitiva de una subasta (en la que las empresas de UNESA son poco menos que espectadores) por la concurrencia de una serie de circunstancias atípicas. No obstante lo anterior, el Gobierno ha planteado un sistema alternativo ante el enorme impacto mediático que ha tenido todo el proceso.

El procedimiento propuesto supone facturar a los clientes al precio *spot* del mercado, lo que **generará una enorme complejidad**, y un impacto imprevisible en los clientes, dada la volatilidad de precio al que pueden verse sometidos, con el consiguiente alto riesgo de reacciones en contra, como ya ocurrió en el pasado con otras modificaciones como la facturación mensual, que sin aportar ganancias para el consumidor, dieron lugar a una gran controversia.

En nuestra opinión, se han creado unas expectativas exageradas en relación con la medida horaria. En primer lugar cabe destacar que la mayor parte de los clientes aún no dispone del contador telegestionable, pero para los que disponen de uno de éstos se introduce una enorme complejidad en el tratamiento de la información para los procesos de facturación a consumidores y compra de energía en el mercado por parte de los comercializadores de referencia. En otras palabras, sin un periodo razonable de tiempo para llevar a cabo la adaptación de los sistemas de facturación, el éxito de esta reforma está en entredicho.

En conclusión, creemos que el método propuesto, independientemente de la valoración que pueda merecer el esquema concreto, va a destruir la escasa confianza de los clientes en el mercado eléctrico provocando que se culpe del previsible caos resultante a la supuesta liberalización, cuando el

verdadero problema se encuentra en la falta de una verdadera liberalización del suministro eléctrico.

Dentro de todo este entorno de incertidumbre que esperemos sea reconducido para mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico, sí que disponemos de algunas certidumbres. **La integración de los mercados europeos sigue su curso**, con la introducción de un mecanismo común de casación en los mercados que nos une con los principales mercados europeos y con la esperada ampliación de la nueva interconexión con Francia, que debería entrar en funcionamiento en los próximos meses y que nos acercará más hacia la integración, pese a que todavía queda un largo camino por recorrer hasta alcanzar los objetivos fijados en la Cumbre de Barcelona sobre capacidad de intercambio con Europa.

Otra de las certidumbres de las que disponemos para este nuevo año, como ya se ha apuntado, es que vamos a pagar un volumen de impuestos estimados en unos 4.600 millones de euros. Esta **carga impositiva**, obtenida de la suma de todos los conceptos a los que las empresas de UNESA deben hacer frente anualmente, es **muy elevada**. Para hacerse una idea de lo que supone esta contribución fiscal, si descontamos los 1.700 millones de los impuestos a la producción que ya van destinados a cubrir los costes regulados del sistema, el total de impuestos por un importe de 2.900 millones de euros equivale a pagar los peajes de acceso de 10,1 millones de hogares.

Al margen de la lógica corresponsabilidad que tienen nuestras empresas con la financiación de la hacienda pública, por su importante contribución a la economía y por ser un sector que no sólo aporta riqueza sino también empleo cualificado, de calidad y, por tanto, sostenible, no deja de tener una serie de elementos que son discutibles. La existencia de los impuestos a la generación es una importante distorsión que incrementa artificialmente los costes de explotación de las empresas, con efectos sobre la rentabilidad. Pero además, la proliferación de impuestos pseudo-ambientales, con fines únicamente recaudatorios y escaso o nulo beneficio ambiental, siendo una parte importante de ellos los que afectan la actividad del parque termonuclear, elevan la carga fiscal por encima de la mayoría de sectores productivos.

Quisiera finalizar destacando que **para conseguir el objetivo máximo de la reforma eléctrica, que es devolver la estabilidad económica y financiera al Sistema Eléctrico, es necesario contar con el apoyo de todos los agentes involucrados**, empresas, consumidores y, en definitiva, la sociedad en su conjunto; tal como se puso de manifiesto cuando se acometieron las grandes reformas del sector, ya hace más de quince años y que se concluyeron con éxito.

El sector tiene que adaptarse a la situación de la economía, caracterizada por una demanda de energía eléctrica negativa, pero requiere de una planificación concreta a largo plazo para mantener los niveles de calidad y seguridad de suministro con los que hoy contamos.

No podemos comprometer el futuro del sector a la delicada situación económica que estamos atravesando.



Energías Renovables y Eficiencia Energética

Luis Ciro Pérez Fernández

Jefe del Departamento de Coordinación
y Apoyo a las Renovables
INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN
Y AHORRO DE LA ENERGÍA (I.D.A.E.)



Durante 2013, el consumo de energía primaria ha experimentado en España una reducción importante con respecto al año anterior, a la par que el consumo de energía final, aunque en menor medida, también ha registrado una reducción significativa. Igualmente, en el sector eléctrico ha tenido lugar una acusada disminución de su producción en relación con el año 2012.

Por su parte, las energías renovables, en un año de abundantes recursos hidráulicos y eólicos, han aumentado su contribución al consumo de energía primaria, al consumo final bruto de energía y a la generación de electricidad.

Desde comienzos de la pasada década, y especialmente en su segunda mitad, se produjo un importante crecimiento de las energías renovables en España, sobre todo en tecnologías de generación eléctrica como la eólica, y en menor medida la solar fotovoltaica y la solar termoeléctrica, así como en el consumo de biocarburantes para el transporte.

Ahora bien, el mayor crecimiento de estas energías se ha producido en el sector eléctrico, y precisamente es en ese sector donde ha confluído una serie de desequilibrios, que se han intensificado en los últimos años: sobrecapacidad del sistema, déficit de tarifa y primas al régimen especial (cogeneración, renovables y tratamiento de residuos) más elevadas de las previstas, y que se han visto agudizados por las reducciones registradas en la demanda eléctrica.

En este contexto y ante la insuficiencia de las medidas adoptadas anteriormente para controlar el déficit de tarifa, se inició en 2012 un proceso de reforma energética, con la aprobación de una serie de normas, entre las que, sin ánimo de exhaustividad, cabe citar: el 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; la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética; el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adop-

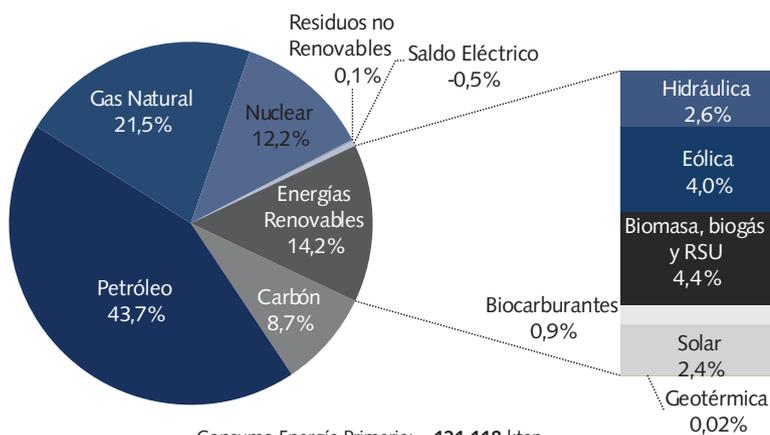
tan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico; y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. A finales de 2013, el proceso de reforma seguía su curso y se encontraba en avanzado estado de elaboración el real decreto de regulación de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y la orden de parámetros retributivos de las instalaciones tipo, previstos de acuerdo con la nueva regulación.

Resultados 2013: Consumo de energía y producción de electricidad

El consumo de energía primaria ascendió en 2013 a 121.118 ktep, un 6% inferior al de 2012. De ese consumo, 17.210 ktep procedían de energías renovables, lo que representa una contribución de estas fuentes al consumo de energía primaria del 14,2%, frente al 12,4% del año anterior.

RESULTADOS 2013

Energía Primaria

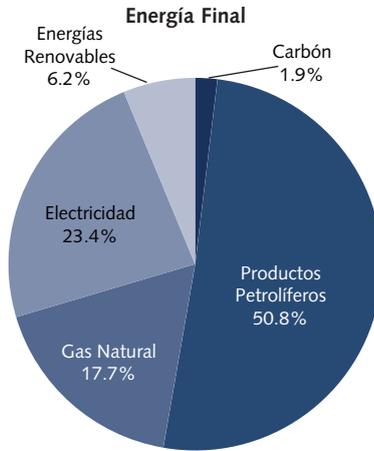


Consumo Energía Primaria: **121.118 ktep**

▲ - 6,0% respecto a 2012

- Consumo Renovables: **17.210 ktep**
- Contribución Renovables sobre el total de energía primaria: **14,2%** (12,4% en 2012)

RESULTADOS 2013



Consumo Energía Final: **85.436** ktep

▼ -4,0% respecto a 2012

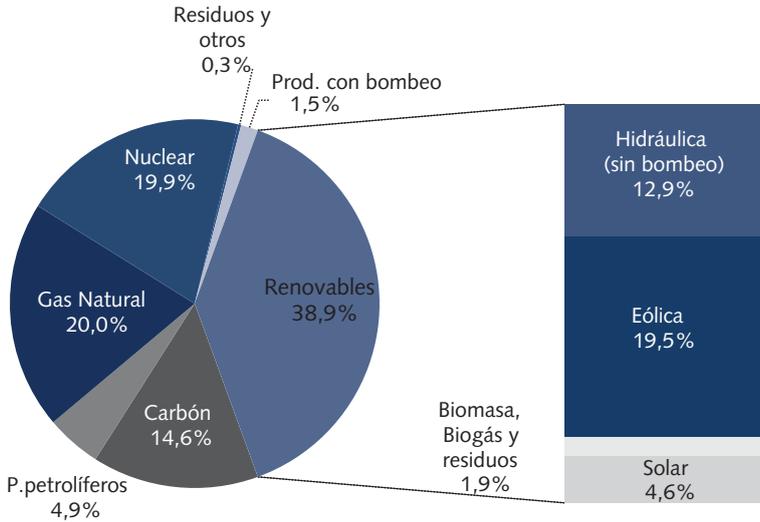
- Consumo Renovables Térmicas: **5.329** ktep
- Contribución Renovables al Consumo Final Bruto de Energía (Directiva 2009/28, de Energías Renovables): **≈ 15,5%**.

El consumo final de energía se situó en 2013 en 85.436 ktep, un 4% inferior al de 2012. A su vez, la contribución de las energías renovables al consumo final bruto de energía, de acuerdo con la Directiva de Energías Renovables, alcanzó durante el pasado año alrededor del 15,5%.

Por lo que se refiere al sector eléctrico, la producción bruta de electricidad fue en 2013 de 285.258 GWh, lo que representa una disminución con respecto al año precedente del 4,1%, en consonancia con la reducción general de los consumos de energía registrada en 2013.

RESULTADOS 2013

Electricidad



- Prod. Bruta Electricidad: **285.258** GWh
▼ -4,1% respecto a 2012
- Prod. Renovable: 110.949 GWh
▲ +27,6% respecto a 2012
- Contribución Renovables:
38,9% en 2013 → **29,2%** en 2012

- El año 2013 se ha caracterizado por una mayor producción hidráulica y mayor recurso eólico, motivos por los cuales la producción renovable es mayor que en 2012
- Contribución Renovables al mix de generación cercana al 40%

Cabe destacar la importante generación de electricidad que durante 2013 tuvo su origen en fuentes de energía renovables, hasta alcanzar en ese año un 38,9% de la producción bruta de electricidad, casi diez puntos porcentuales por encima de la contribución de estas fuentes en el año 2012.

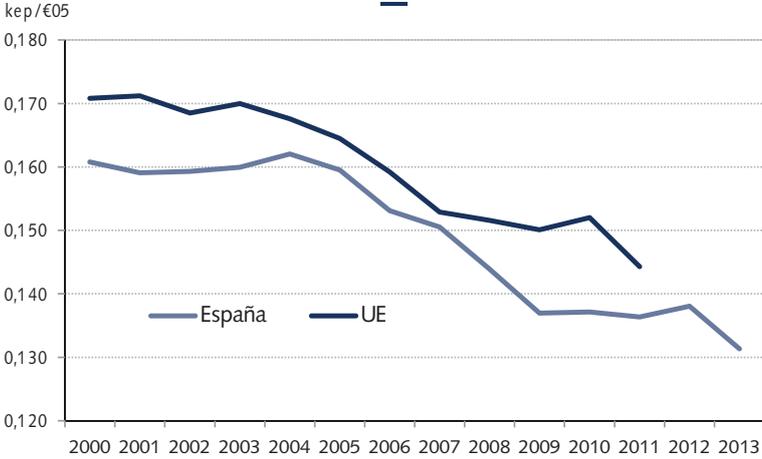
La abundancia de recursos hídricos y eólicos durante 2013 ha sido determinante para alcanzar esa elevada contribución, a la vez que ha intensificado la reducción del consumo de energía primaria, al requerir menos energías tradicionales para generación de electricidad.

Pero no sólo se ha registrado una importante disminución de los consumos de energía durante el pasado año. También se ha producido una acusada reducción de la intensidad energética, definida esta como la relación entre el consumo de energía —bien sea primaria o final— y el producto interior bruto. Pues bien, durante el pasado año se han registrado disminuciones, tanto de la intensidad energética primaria, como de la intensidad energética final, si bien el mayor descenso se ha producido en la intensidad primaria.

RESULTADOS 2013

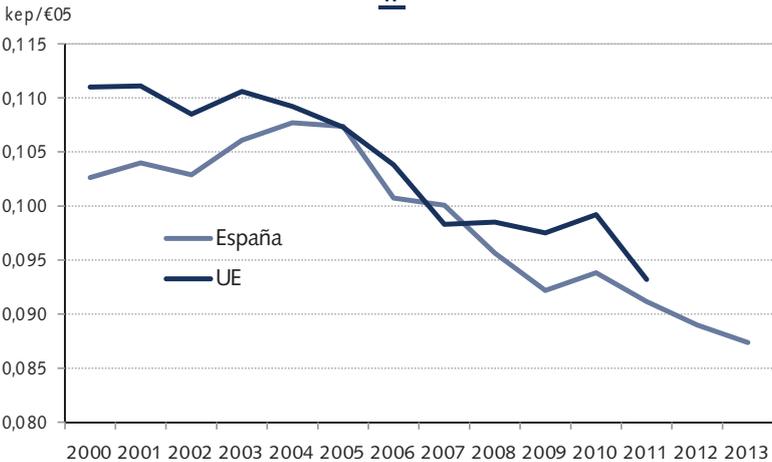
Intensidad Energética

IP



IP: ▼ -4,88% respecto a 2012

IF



IF: ▼ -1,81% respecto a 2012

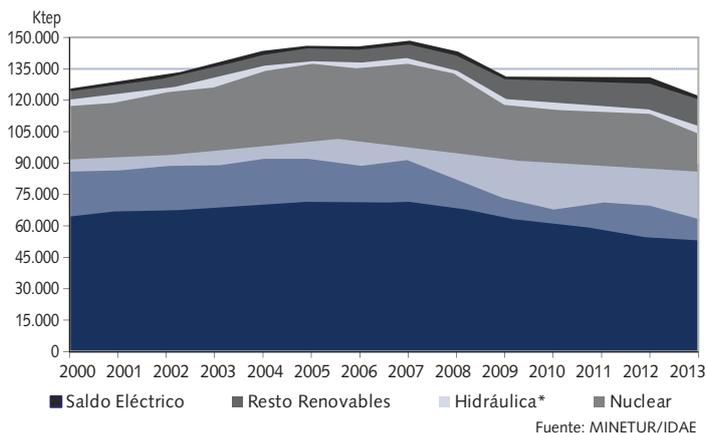
- Paralelismo en las tendencias en España y UE
- Tasa de mejora media anual 2004-2011:

	IP	IF
UE27:	-2,12% /año	-2,24% /año
España:	-2,46% /año	-2,35% /año

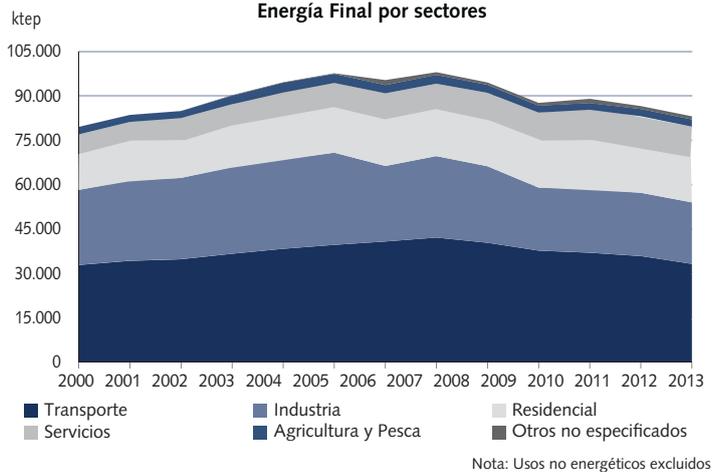
Como se puede observar en los gráficos de evolución del consumo de energía en España, desde mediados de la década pasada se viene produciendo una disminución del consumo de energía, tanto primaria como final, y una mayor diversificación de las fuentes que abastecen esos consumos.

EVOLUCIÓN CONSUMO DE ENERGÍA EN ESPAÑA

Energía Primaria por fuentes



Energía Final por sectores



ACTUACIONES EN CURSO

- PIVE 5 (Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente) y PAREER (Programa de Ayudas para la Rehabilitación Energética de Edificios existentes del sector Residencial), en el marco del Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020
- Programas BIOMCASA, SOLCASA, GEOCASA Y GIT, para financiación de instalaciones de producción térmica con energías renovables en edificios, a través de ESE's.
- FONDO JESSICA-F.I.D.A.E, para financiación de proyectos de eficiencia energética y energías renovables para usos térmicos o aislados de red.

Entre las actuaciones en curso en materia de eficiencia energética y promoción de las energías renovables, cabe señalar el Programa PIVE 5 (5ª convocatoria del Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente), el PAREER (Programa de Ayudas para la Rehabilitación Energética de Edificios existentes del sector Residencial -uso vivienda y hotelero-), ambos en el marco del Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020; los programas BIOMCASA, SOLCASA, GEOCASA Y GIT, para financiación de instalaciones de producción térmica con energías renovables en edificios, a través de empresas de servicios energéticos (ESE's), o el FONDO JESSICA-F.I.D.A.E, para financiación de proyectos de eficiencia energética y energías renovables para usos térmicos o aislados de red.

Resultados por tecnologías

A continuación se describe la situación actual y la evolución registrada por las diferentes tecnologías renovables en España hasta finales del pasado año.

Sector eólico

El sector eólico goza de una importante implantación en España, tanto por su capacidad instalada y producción, como por su contribución al tejido industrial de nuestro país.

España ha experimentado un fuerte desarrollo tecnológico asociado a esta energía y actualmente somos la tercera potencia europea, tras Alemania y Dinamarca, y nos situamos entre la quinta y la sexta potencia exportadora mundial de componentes y equipamiento eólico.

Nuestro país cuenta con un buen número de empresas del sector con presencia internacional, principalmente en Estados Unidos y China.

SECTOR EÓLICO

Potencia

- Acumulado 2013: **22.949 MW**
- Incremento (2013/12): **174 MW**

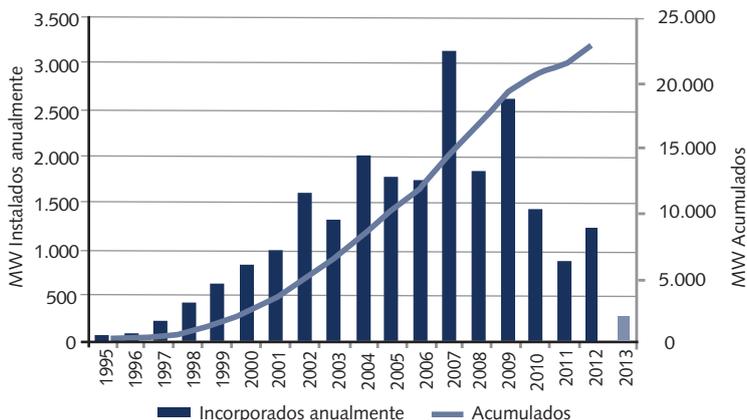
Cobertura

- Demanda eléctrica \approx **19,5 %** (2013)
- Energía primaria \approx **4,0 %** (2013)

Ratio Producción/Capacidad

- **2.400 h/año** (2013)

Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE. Datos 2013 provisionales.
Nota: No incluye las instalaciones eólicas aisladas de red.

En cuanto a la potencia eólica instalada en España, durante 2013 registró un aumento de 174 MW, y a finales de año la capacidad acumulada ascendía a 22.949 MW.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, la generación de electricidad con esta fuente fue muy elevada en 2013, representando el 19,5% de nuestra demanda eléctrica y el 4% del consumo de energía primaria, con un funcionamiento del parque eólico del orden de las 2.400 horas equivalentes durante el año.

Se trata de un sector que ha registrado un desarrollo equilibrado en nuestro país y cuyos costes de generación de electricidad se han acercado a los de las fuentes tradicionales, encontrándose en una posición ventajosa frente a ellas para la generación eléctrica en los sistemas insulares.

Sector biomasa, biogás y residuos (usos eléctricos)

Considerado en su conjunto, a finales de 2013 el sector de biomasa, biogás y residuos para generación de electricidad disponía de una potencia total acumulada en España de 1.106 MW, de los cuales 24,4 MW fueron instalados en ese año, y su producción eléctrica representó el 1,9% de la demanda eléctrica nacional.

SECTOR BIOMASA, BIOGÁS Y RESIDUOS (Usos eléctricos)

Potencia

- Acumulado 2013: **1.106 MW**
- Incremento (2013/12): **24,4 MW**

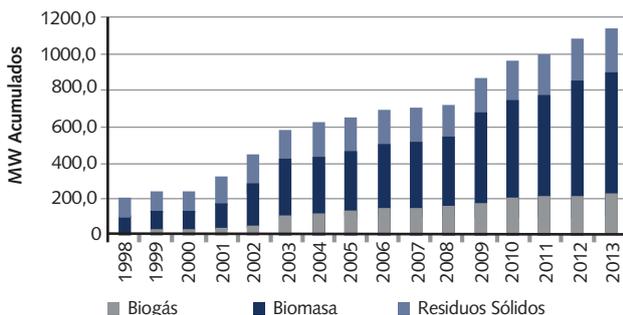
Cobertura

- Demanda eléctrica: **1,9 % (2013)**

Ratio Producción/Capacidad

- **4.782 h/año (2013)**

Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE

Aunque la contribución de estas fuentes a la cobertura de la demanda eléctrica es moderada, el sector tiene una importancia cualitativa mucho mayor que la que se desprende de su actual aportación cuantitativa, y ello por varios motivos, entre los que cabe destacar no sólo su repercusión en la generación de empleo y en la fijación de población en zonas rurales, y que represente un aliado indispensable de la política medioambiental, sino además el hecho de que se trata de un sector con una producción de electricidad en su mayor parte gestionable, y eso aporta ventajas diferenciales para la operación del sistema eléctrico.

Entre los principales retos a los que se enfrenta el sector, se siguen encontrando la movilización de un gran potencial de recursos de biomasa, especialmente los forestales, y el desarrollo de tecnologías de conversión.

Sector biomasa, biogás y residuos (usos térmicos)

Por lo que se refiere a sus usos térmicos, la biomasa, biogás y residuos alcanzaron un consumo de 3.462 ktep en 2013 — sin incluir el calor de la cogeneración—, lo que representó un incremento de 139 ktep con respecto al consumo de 2012. En total, el 4,3% de la demanda de energía final se cubrió el pasado año con estos recursos.

SECTOR BIOMASA, BIOGÁS (Usos térmicos)

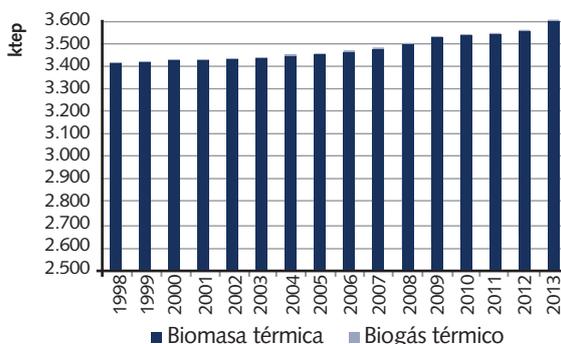
Consumo

- Acumulado 2013: **3.462 ktep**
- Incremento (2013/12): **139 ktep**

Cobertura

- Energía final: **4,3 %** (2013)

Evolución del consumo



Fuente: BDFER/IDAE

Nota: No incluye el calor útil de la cogeneración

El sector se está viendo impulsado por el desarrollo de las empresas de servicios energéticos (ESE's) a través de programas específicos, como es el caso de los programas BIOMCASA, o del Programa GIT, para grandes instalaciones, puestos en marcha en los últimos años por el IDAE, para promover los usos térmicos de estas fuentes en edificios a través de las mencionadas ESE's.

Entre los retos a los que se enfrenta el sector, merece la pena destacar los siguientes: desarrollo del mercado de la biomasa térmica en edificios y en aplicaciones industriales, en sectores como el agroalimentario, cerámico y forestal; impulso a las empresas de servicios energéticos; desarrollo del enriquecimiento del biogás; y fomento de la producción y uso de los combustibles sólidos recuperados.

Sector biocarburantes

A finales de 2013, la capacidad de producción de biocarburantes en nuestro país se elevaba a 4.136 ktep, con un incremento con respecto al año anterior de 326 ktep, rompiendo la tendencia decreciente de los últimos años.

A pesar de que durante el pasado año se produjeron cierres, aperturas y ampliaciones, el número de plantas existentes al finalizar 2013 era el mismo que un año antes: 4 plantas de bioetanol y 40 de biodiesel, además de producción de hidrobiodiésel (HVO) en coprocesamiento en refinerías.

Cabe hacer mención, así mismo, a la planta de demostración de bioetanol celulósico a partir de paja y residuos sólidos urbanos (RSU).

El consumo de estos carburantes de origen vegetal se situó en 2013 en 910 ktep, contribuyendo con ello en un 3,4% al consumo total de gasolinas y gasóleos en el transporte por carretera.

En cuanto a nuevos mercados, se ha abierto el de la aviación, dentro de la Iniciativa Española de Producción y Consumo de Bioqueroseno, en la que participa el IDAE.

Por otro lado, el sector sigue acusando el grave impacto de importaciones desleales, en especial de biodiésel, pero también de bioetanol.

SECTOR BIOCARBURANTES

Capacidad

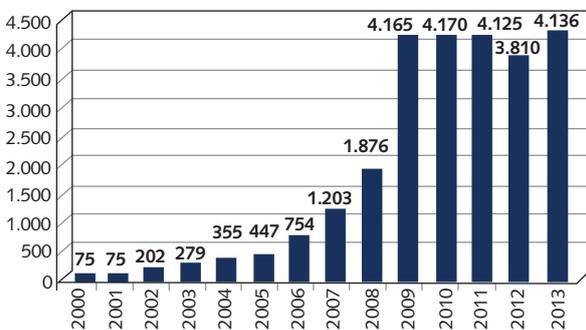
- Cap. acumulada 2013: **4.136 ktep (48.093 GWh)**
- Incremento (2013/12): **326 ktep**

Consumo

- Consumo 2013: **910 ktep**
- Contribución total gasolinas y gasóleos carretera \approx **3,4%**

Evolución de la capacidad instalada

Biocarburantes: capacidad de producción instalada en España (Ktep)



En cuanto a los retos a los que se enfrenta el sector, cabe destacar la estabilización económica, con cuotas de producción de biodiésel y procedimientos antidumping, la innovación tecnológica, con nuevos procesos que permitan usar nuevas materias primas (lignocelulosa, residuos, algas, etc.), y la implantación del Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el mecanismo de múltiple contabilidad

Sector solar térmico

La energía solar térmica alcanzó en 2008 su máximo de superficie anual instalada y desde entonces viene registrando disminuciones en los incrementos de esa superficie. Durante 2013 se instalaron cerca de 220.000 m², alcanzando una superficie total acumulada a finales del año del orden de 3.071.000 m². La ralentización en la superficie anual instalada responde principalmente a la caída en el número de nuevas edificaciones que se viene produciendo durante los últimos años.

En cuanto a la aportación de esta fuente al consumo de energía, la producción térmica de energía solar supuso en 2013 el 0,3% del consumo de energía final y el 0,2% del consumo de energía primaria.

SECTOR SOLAR TÉRMICA

Superficie

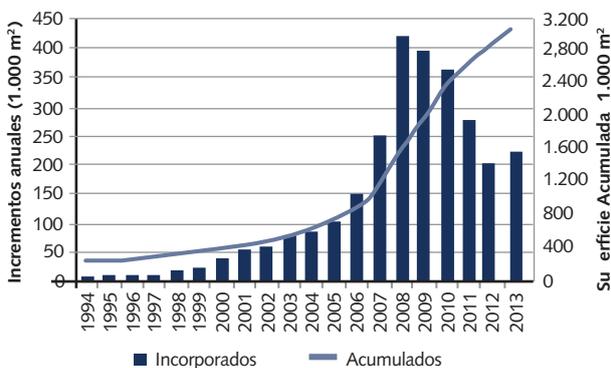
- Acumulado 2013: **3.070.745 m²**
- Incremento (2013/12): **219.745 m²**

Cobertura

- Energía final: **0,3% (2013)**
- Energía primaria: **0,2% (2013)**

Evolución de la superficie instalada

Biocarburantes: capacidad de producción instalada en España (Ktep)



Fuente: BDFER/IDAE

De cara a impulsar los usos térmicos de la energía solar en edificios a través de empresas de servicios energéticos (ESE's), se puso en marcha desde el IDAE el Programa SOLCASA.

En cuanto a los retos del sector, cabe citar el fomento de este tipo de energía en los sectores industrial (en aplicaciones de media y alta temperatura con concentración), y servicios (para climatización), una mayor

contribución al cumplimiento del objetivo comunitario de edificios de consumo casi nulo, la mejora del rendimiento de las instalaciones existentes, la internacionalización de empresas de fabricación e instalación de captadores solares y la incorporación de la energía solar térmica a las redes de calefacción de distrito.

Sector solar fotovoltaico

El sector fotovoltaico experimentó un fortísimo crecimiento de su capacidad instalada durante 2008, año en el que se instaló más de la mitad de la potencia total acumulada hasta la fecha. Potencia que, a finales de 2013, ascendía en España a 4.711 MW, con un incremento durante ese año de 108 MW.

La nueva regulación del sector iniciada a partir del Real Decreto 1578/2008 y, posteriormente, la aprobación del 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, han determinado que, desde 2009, el crecimiento de la potencia de energía solar fotovoltaica se haya situado en niveles muy inferiores y decrecientes durante los cuatro últimos años.

SECTOR SOLAR FOTOVOLTAICO

Potencia

- Acumulada 2013: **4.711 MW**
- Incremento (2013/12): **108 MW**

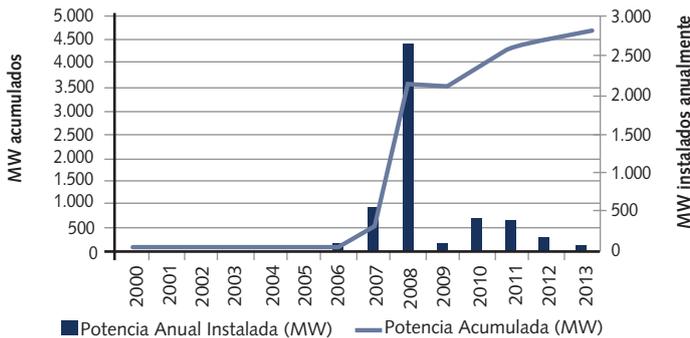
Cobertura

- Demanda eléctrica: **2,9 % (2013)**
- Energía primaria: **0,6% (2013)**

Ratio Producción/Capacidad

- **1.753 h/año (2013)**

Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE

Lamentablemente, el grueso de de la potencia fotovoltaica instalada en España se produjo en momentos en que los costes de esta tecnología eran aún muy elevados, con la consiguiente repercusión sobre los costes de generación del sistema eléctrico. Sin embargo, el sector ha experimentado una fuerte reducción de costes durante los últimos años, acercándolo a la competitividad con las fuentes tradicionales para la generación de electricidad, y situándolo en una posición favorable frente a ellas en los sistemas insulares.

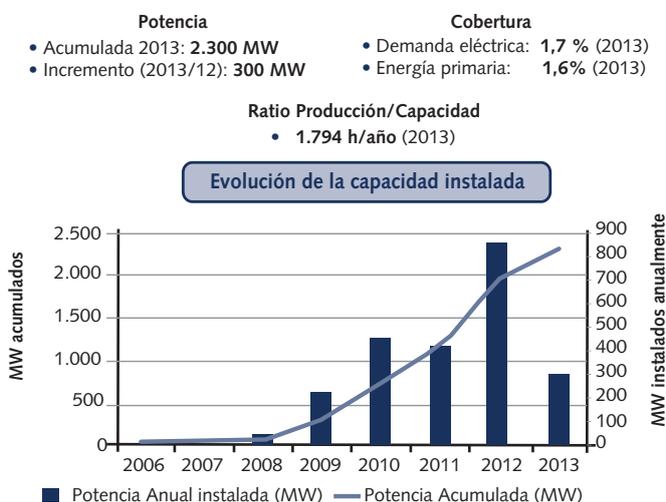
La generación de electricidad con esta fuente durante el pasado año cubrió el 2,9% de la demanda eléctrica nacional y representó un 0,6% del consumo de energía primaria.

Sector solar termoeléctrico

Tras el fuerte crecimiento de la potencia instalada del sector en el año precedente, la energía solar termoeléctrica ha tenido durante 2013 un crecimiento más moderado, con 300 MW nuevos, lo que sitúa la potencia total acumulada del área a finales del pasado año en 2.300 MW.

La electricidad generada con esta tecnología en 2013 representó el 1,7% de la demanda eléctrica nacional y el 1,6% del consumo de energía primaria.

SECTOR SOLAR TERMOELÉCTRICO



Fuente: BDFER/IDAE

España cuenta con empresas exportadoras de esta tecnología. Entre los retos del sector se siguen encontrando la necesidad de reducción de costes y el aumento de la gestionabilidad de las centrales, con tecnologías de almacenamiento e hibridación.

Sector hidráulico

La energía hidroeléctrica dispone de una tecnología madura, con una participación significativa en nuestro balance energético y en su gran mayoría es perfectamente gestionable. Hasta hace poco ha representado la mayor contribución de las fuentes renovables a la generación de electricidad en España, siendo actualmente la segunda, tras la energía eólica.

A finales de 2013, las centrales hidroeléctricas sumaban en España una potencia total acumulada de 19.650 MW, con un incremento de 1.100 MW con respecto al año anterior. La producción hidroeléctrica, exceptuada la procedente de centrales de bombeo, supuso el 12,9%% de la demanda nacional de electricidad y el 2,6% de nuestro consumo de energía primaria.

Igual que ocurrió con la energía eólica, 2013 ha sido un año excepcional desde el punto de vista de los recursos hídricos, siendo la producción muy superior a la de un año medio y, desde luego, a la del año anterior. Durante 2013, las centrales pequeñas y medianas (las de potencia inferior a 50 MW) funcionaron una media superior a las 3.400 horas/año.

SECTOR HIDRÁULICO Y MINIHIDRÁULICO

Potencia

- Acumulada 2013: **19.650 MW**
- Incremento (2013/12): **1.100 MW**

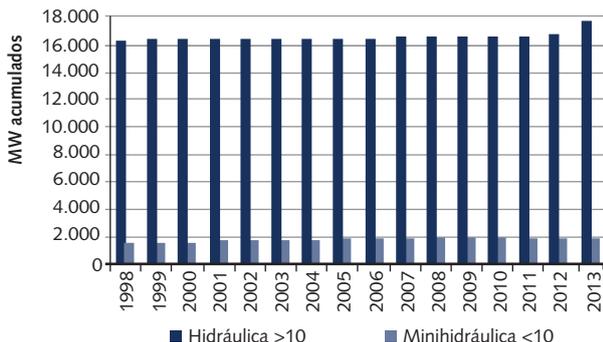
Cobertura

- Demanda eléctrica: **12,9 % (2013)**
- Energía primaria: **2,6 % (2013)**

Ratio Producción/Capacidad

- **3.416 h/año (2013) < 50 MW**

Evolución de la capacidad instalada



La energía hidroeléctrica cuenta con una tecnología consolidada, eficiente y en buena medida competitiva económicamente, cuyas instalaciones responden a una fabricación totalmente nacional. En la actualidad existen proyectos innovadores como es el caso de la central hidroéolica de la isla de El Hierro, con puesta en marcha prevista en 2014.

Sectores geotérmico y energía de las olas

La energía geotérmica de baja temperatura, aunque tiene una contribución moderada al balance energético de España, viene registrando incrementos crecientes de su capacidad instalada desde mediados de la década pasada.

En 2012, alcanzó una producción de 18,7 ktep y una cobertura del consumo de energía final del 0,02%.

La energía geotérmica de baja temperatura tiene un creciente tejido empresarial, apoyado por programas como GEOTCASA, puesto en marcha por el IDAE, para la promoción de los usos térmicos de la energía geotérmica en edificios a través de empresas de servicios energéticos. Programa complementario de BIOMCASA, para el área de biomasa, SOLCASA para la solar térmica y GIT, para grandes instalaciones en las tres áreas.

SECTOR GEOTÉRMICO

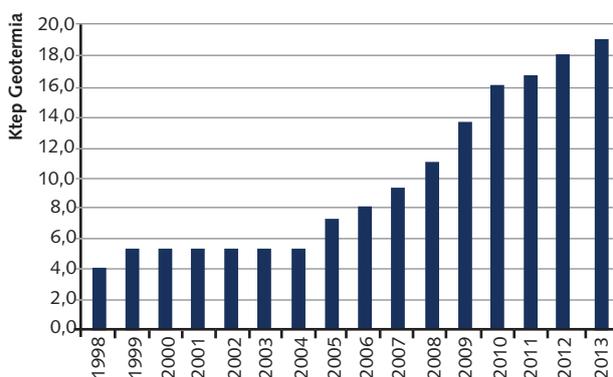
Producción

- Prod. Térmica 2013: **18,7 ktep**
- Incremento (2013/12): **2,2 ktep**

Cobertura

- Energía final: **0,02 %** (2013)
- Energía primaria: **0,02 %** (2013)

Evolución de la capacidad instalada Producción térmica con geotermia



ENERGÍA DE LAS OLAS

Potencia

- Acumulada 2013: **0,3 MW**
- Incremento (2013/12): **0 MW**

Cobertura

- Demanda energía final: **0%**
- Demanda energía primaria: **0%**



Para acabar el repaso a los resultados por tecnologías, hay que hacer referencia a la energía undimotriz o energía de las olas, que se encuentra en un estado incipiente en España, en fase de I+D. En el año 2011 se puso en marcha la central pionera de Mutriku, con una potencia cercana a los 300 kW, no registrándose la incorporación de capacidad de generación adicional durante el pasado año 2013.

Se encuentra en ejecución la Plataforma Marina BIMEP del Ente Vasco de la Energía (EVE) y el IDAE, con puesta en marcha prevista en 2014, y la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN).

Perspectivas

Finalmente, a la hora de hablar de las perspectivas en materia de energías renovables y eficiencia energética, hay que hacerlo en el marco del proceso de reforma energética, que a finales de 2013 se encontraba en avanzado estado de elaboración.

Por lo que se refiere a la eficiencia energética, se trata de continuar con su mejora en el marco del Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020 y de la Directiva 2012/27/UE, de eficiencia energética.

En relación con el compromiso comunitario en materia de eficiencia energética, medio ambiente y energías renovables (el denominado 20-20-20),

y en particular en relación con estas últimas, la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, de energías renovables, establece para España el objetivo del 20% de contribución de estas fuentes al consumo final bruto de energía en el año 2020 (con un 10% de energías renovables en el transporte), los mismos objetivos que la media de la Unión Europea,. En 2013, los datos de avance sitúan la contribución de las renovables en España al consumo final bruto de energía alrededor del 15,5%.

El apoyo a las energías renovables se enmarca en el proceso de reforma energética, en un contexto de reducción de costes del sistema y de intensificación de los usos térmicos de estas fuentes, en especial de la biomasa.

PERSPECTIVAS 2014

- Mantenimiento del compromiso 20-20-20 con la Unión Europea
- Continuar con la mejora de la eficiencia energética en el marco del Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020 y de la Directiva de eficiencia energética
- **Directiva de Energías Renovables:** 20% de la energía final bruta procedente de fuentes renovables en 2020. En 2013 este valor es \approx 15,5%
- **Apoyo a las energías renovables**, en un contexto de reducción de costes del sistema.
- Intensificación de los usos térmicos de las energías renovables, en especial de la biomasa
- Impacto favorable del **RITE** y **la Certificación Energética de Edificios** en la utilización de estas energías
- Mayor utilización de fuentes renovables para generación de electricidad en sistemas extrapeninsulares
- Sector exportador neto: Mantenimiento del **liderazgo internacional** en tecnologías renovables y de eficiencia

La Certificación Energética de Edificios y las revisiones del Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE) y del Código Técnico de la Edificación, favorecerán una mayor penetración de los usos térmicos de las energías renovables.

En cuanto a los usos eléctricos, cabe esperar una mayor utilización de las fuentes renovables para generación de electricidad en los sistemas extrapeninsulares, en los que energías como la eólica y la solar fotovoltaica

encuentran ventajas competitivas con respecto a la generación eléctrica convencional.

En el ámbito empresarial, España cuenta con un nutrido tejido industrial y de servicios en el sector de las energías renovables. Se trata de un sector exportador neto, entre cuyos retos se encuentra el mantenimiento del liderazgo y la expansión internacional en algunas tecnologías renovables, así como en tecnologías de eficiencia energética.



ASOCIADOS EJECUTIVOS



EDICIÓN Y DISTRIBUCIÓN:



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Paseo de la Castellana, 257
1ª Planta • 28046 Madrid
Tel: 91 323 72 21
www.enerclub.es
publicaciones@enerclub.es



PVP: 20€