

Balance Energético de 2014 y Perspectivas para 2015

ELECTRICIDAD

GARBÓN

PETRÓLEO

GAS

ENERGÍAS RENOVABLES



BIBLIOTECA
DE LA ENERGÍA

CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA



BIBLIOTECA
DE LA ENERGÍA

Balance Energético de 2014 y Perspectivas para 2015



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

La sesión dedicada al análisis del BALANCE ENERGÉTICO DE 2014 y PERSPECTIVAS PARA 2015 se celebró el 21 de abril de 2015 en el Salón de Actos del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de Madrid.

Como en anteriores ocasiones, esta reunión congregó a más de 250 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-24759-2015
ISBN: 978-84-606-9879-1
Impreso en España/Printed in Spain
Imprime: Green Printing

Índice

Presentación	7
Pedro Miró Roig <i>Presidente</i> <i>Club Español de la Energía</i>	
Introducción	13
Alberto Nadal Belda <i>Secretario de Estado de Energía</i> <i>Ministerio de Industria, Energía y Turismo</i>	
Balance Energético 2014	21
María Teresa Velasco Rincón <i>Subdirectora de Planificación Energética y Seguimiento</i> <i>Ministerio de Industria, Energía y Turismo</i>	
Petróleo	33
Federico Molina Félix <i>Presidente</i> <i>Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP)</i>	
Carbón	49
Óscar Lapastora Turpin <i>Presidente</i> <i>CARBUNIÓN</i>	
Gas	59
Antoni Peris Mingot <i>Presidente</i> <i>Asociación Española del Gas (SEDIGAS)</i>	
Electricidad	75
Eduardo Montes Pérez del Real <i>Presidente</i> <i>Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)</i>	
Energías Renovables y Eficiencia Energética	93
Luis Ciro Pérez Fernández <i>Jefe del Departamento de Coordinación y Apoyo a Energías Renovables</i> <i>Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)</i>	

Presentación

Pedro Miró Roig
Presidente
CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA



Muy buenas tardes a todos y bienvenidos a la presentación del “**Balace energético 2014 y perspectivas para 2015**”, acto anual de referencia para el sector energético español que cumple hoy su **vigésimo octava edición**.

Quisiera comenzar agradeciéndoos vuestra presencia a todos los que os habéis reunido hoy aquí con nosotros. También a los ponentes su amabilidad y disposición para compartir los datos e indicadores más actualizados de la estructura energética española, así como los principales acontecimientos que han tenido lugar este año y lo qué se espera del 2015 en el ámbito del Petróleo, el Carbón, el Gas, la Electricidad y la Eficiencia Energética y las Energías Renovables.

En especial quisiera darle las gracias al Secretario de Estado de Energía, **Alberto Nadal**, por acompañarnos en este acto, lo cual supone un privilegio para todos nosotros.

2014 se ha caracterizado por una serie de hechos o aspectos en los que no me gustaría entrar en detalle, más aún conociendo que durante la próxima hora y media así lo harán los ponentes que nos acompañan, pero sí mencionar por encima algunos de ellos para ponernos en contexto a la información que seguirá.

En el ámbito internacional, creo que la evolución de los precios del crudo de petróleo, con un descenso de cerca del 60% entre enero y diciembre de 2014, ha protagonizado la actualidad económica internacional durante buena parte del año. La influencia y repercusión de dichos precios, se está sintiendo actualmente en los mercados, y les confiere un relevante protagonismo que hace que sean seguidos muy de cerca por todos nosotros. También hemos sido testigos durante el pasado año de ciertas tensiones en áreas geográficas con importantes recursos energéticos, que han vuelto a replantear, sobre todo en el ámbito europeo, cuestiones tan relevantes como es la necesidad de garantizar la seguridad de suministro.

En el ámbito europeo, creo que probablemente el hecho más destacado ha tenido que ver con el nuevo marco de clima y energía a 2030, y la puesta en marcha de la nueva Comisión Europea, que con las últimas Comunicaciones publicadas en febrero de 2015, muestran su empeño hacia una verdadera Unión Energética Europea basada en 5 aspectos fundamentales:

1. La seguridad energética, solidaridad y confianza
2. Un mercado interior de la energía plenamente integrado
3. La eficiencia energética como contribución a la moderación de la demanda de energía
4. La descarbonación de la economía
5. Y una Unión de la Energía al servicio de la investigación, la innovación y la competitividad

Además, también se ha puesto de manifiesto la relevancia de otros aspectos como la 21ª Conferencia de las Partes de Naciones Unidas que va a tener lugar en diciembre de este 2015 en París, y el papel que Europa quiere jugar en este gran reto como es la lucha contra el cambio climático; o el empeño por conseguir desarrollar aquellas infraestructuras necesarias para lograr un mercado único de la energía, como es el caso de las interconexiones entre España y nuestros vecinos del norte.

Centrándonos ya en nuestro país, cabe mencionar que en 2014 ha continuado la tendencia descendente de la demanda interna respecto al año anterior en el ámbito de la energía eléctrica, el gas y el petróleo.

La regulación ha constituido probablemente el mayor objeto de análisis en el ámbito energético, con la puesta en marcha de muchas de las medidas adoptadas en julio de 2013, incluyendo la nueva Ley 24/2013 del sector eléctrico que entró en vigor en diciembre de ese mismo año. También en el ámbito del gas, el Decreto-Ley 8/2014 de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia ha tenido importantes repercusiones. Y como todos conocen, el anteproyecto de ley de hidrocarburos, actualmente en trámite parlamentario será también un elemento relevante para el sector del oil&gas.

Todos estos aspectos, con mucho mayor detalle y rigurosidad serán analizados a continuación, por la Secretaría de Estado de Energía, AOP, Carburión, Sedigas, UNESA y el IDAE.

Creo que en este acto se pone de manifiesto una de las características diferenciales más interesantes del Club Español de la Energía, y es el poder de aglutinar a los representantes de todas las fuentes energéticas y tener el privilegio de conocer cómo, en su conjunto, el sector ha respondido a los diferentes factores económicos, técnicos, sociales, regulatorios o climáticos que se han ido presentando. Esta particularidad hace de nuestra Asociación un lugar de encuentro y debate único en su categoría.

No quisiera ocupar más tiempo. Espero sinceramente que el evento sea de gran interés para todos vosotros.

Concluyo, en nombre de Enerclub, reiterando mi agradecimiento a ponentes y asistentes, dándole la palabra al Secretario de Estado de Energía que hoy nos acompaña, y reiterándole nuestro ofrecimiento de colaboración amplia y transversal hacia el mantenimiento de diálogo abierto y constructivo, conscientes de que la voluntad de entendimiento entre los agentes del sector es el elemento fundamental para resolver nuestras dificultades y asegurar un suministro energético seguro, competitivo y sostenible a las generaciones futuras.

Introducción

Alberto Nadal Belda

Secretario de Estado de Energía
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO



Muchísimas gracias a todos por venir esta tarde, es siempre para mí un gran placer participar en este acto de presentación del Balance Energético de España, gracias a Pedro Miró como Presidente del Club Español de la Energía y a todos ustedes por la participación en lo que es seguramente uno de los días en los que una buena parte del sector energético se reúne en un único punto, no solamente electricidad sino también hidrocarburos y gas.

Lo primero que me gustaría decir es que, por primera vez en más de una década, las cuantías del déficit tarifario han dejado de ser el problema principal del sistema energético español. Durante diez años hemos vivido, con la espada de Damocles de la inestabilidad financiera en el sistema, fundamentalmente en el sistema eléctrico pero también en el sistema gasista o el butano. Una política energética en la que no se acompañaban los costes con los ingresos y en la que las retribuciones de los distintos sectores regulados no respondían a reglas claras, nos había llevado a una situación insostenible. Esta situación ha cambiado de forma radical.

Se puede compartir o no algunos elementos de la reforma, pero desde luego lo que no se puede negar es la necesidad de la misma para acabar con uno de los problemas que, en mayor medida, desestabilizaban el sistema energético español y amenazaban la estabilidad y el crecimiento de la economía española.

A partir de ahí, y una vez estabilizado el sistema, y no voy a ahondar en los motivos que nos llevaron a esa situación o a los elementos de la reforma, pues son de todos conocidos, hay que mirar hacia delante, hay que pensar en el futuro. ¿Cuál es el futuro energético de España?, ¿cuáles son nuestros compromisos con el resto de la Unión Europea y con el resto de los países de nuestro entorno?, ¿cuál es el *mix* energético que más conviene a nuestros intereses como país?, ¿cuál es la forma de distribuir los riesgos ante el futuro que tienen nuestras empresas?, ¿cómo es la forma de garantizar que la energía sea un factor de competitividad y al mismo tiempo garantice la sostenibilidad medioambiental?, ¿cuáles son los elementos claves que deben definir la política energética española para los próximos años?

Hay dos elementos que desconocemos, los desconoce el Ministerio, los desconoce la Secretaría de Estado y seguramente los desconocemos todos nosotros, pero están ahí presentes. Desconocemos cuáles van a ser los avances tecnológicos o, mejor dicho, el ritmo de avance tecnológico que vamos a vivir durante los próximos años, ¿cuál va a ser la curva de costes de determinadas tecnologías emergentes?, ¿y de la fotovoltaica y la eólica?. Desconocemos en qué medida el almacenamiento de energía va a cambiar la estructura de los mercados, esta es una incógnita a nivel mundial y que va a condicionar en gran medida los precios relativos de las distintas formas de generar energía. Como desconocemos exactamente cuál va a ser el ritmo de avance tecnológico, hay que estar preparados frente a ellos, hay que hacer una regulación flexible que permita adaptarse en cada momento a los cambios que se van a producir.

El segundo elemento que desconocemos y esto es específicamente español, es qué hemos aprendido desde el punto de vista energético los españoles, los consumidores españoles, sean empresas o sean familias, de la crisis. Voy a ejemplificar esto. Si a cualquiera de los funcionarios del Ministerio que se dedican a la planificación, o cualquiera de los trabajadores de la CNMC o de las empresas eléctricas les hubieran preguntado hace unos años cuál era la elasticidad de la demanda eléctrica al crecimiento del PIB, la respuesta hubiera sido cercana a uno o por encima de uno, porque la serie histórica hacia atrás indicaba que el crecimiento de la demanda eléctrica se situaba paralelo al crecimiento del PIB o ligeramente por encima.

En los años del boom económico, llamémoslo así por no llamarlo burbuja, estos datos incluso superaban en 1,3-1,4. Esto era lo que podíamos ver de elasticidad de la demanda eléctrica y de la demanda energética en general al crecimiento del PIB. Sin embargo vemos los datos de 2013, de 2014 y lo que llevamos de 2015 y lo que observamos es un panorama radicalmente diferente. En una economía que está creciendo por encima del 2,5%, hay que recordar que el cuarto trimestre del año pasado y el primer trimestre de este año estamos creciendo a ritmos cercanos casi al 3%, la demanda eléctrica, aislada de temperatura y de efecto de laboralidad, está creciendo a ritmos del entorno del 1%. Es decir estaríamos hablando de elasticidades del 0,3. Seguramente esto no sea real y con el tiempo irá aumentando, pero nos plantea una fuerte incertidumbre de cara a saber cuáles son los objetivos en la planificación energética para los próximos años.

Por otra parte hay factores que determinan las empresas libremente, si cierran o abren un ciclo combinado, cuánta producción realizan en una planta de carbón o si hacen mayores inversiones o no en generación. Esto es algo que deciden libremente las empresas, pero en última instancia, detrás de las empresas está una decisión sobre cuál va a ser la demanda eléctrica en los próximos años.

El Gobierno tiene que tomar dos decisiones de planificación importantes: una es cuál es el volumen de redes que necesitamos para los próximos años, tanto eléctricas como gasistas en la medida en que se necesite gas para los ciclos combinados para cubrir la diferencia en el hueco térmico que no pueda cubrir el carbón y en segundo lugar, cuánta energía renovable necesitamos para cubrir los objetivos de 2020.

Esto es interesante, porque lo que nos están empezando a mostrar los primeros datos es que el consumo en energía del crecimiento del PIB es muy inferior al que teníamos en los años anteriores, parte porque el PIB está creciendo en componentes distintos de los que crecieron en los años anteriores a la crisis, hay sectores menos intensivos en energía que tienen un mayor protagonismo en el crecimiento económico, y en segundo lugar porque el consumidor ha adaptado su comportamiento y se ha hecho mucho más eficiente. La eficiencia energética está presente en las empresas, está presente en las familias, lo cual obliga a las empresas energéticas a también hacer una oferta de servicios mucho más rica de la que hasta ahora estaba realizando.

Nosotros podemos hacer hipótesis y la planificación eléctrica que estamos elaborando en estos momentos y que está en tramitación, establece una hipótesis razonable sobre lo que creemos que va a ser la demanda eléctrica de los próximos años. Pero es cierto que el comportamiento final de cómo los españoles han cambiado su forma de consumir energía sólo lo vamos a conocer cuando llevemos dos o tres años de crecimiento económico, que se irá acelerando en los próximos años con la recuperación y con la creación de empleo. Hay sectores que todavía están rezagados y tardarán en entrar en el crecimiento del PIB y cuando entren, nos darán la figura completa de cuáles son los nuevos hábitos de consumo de los consumidores españoles y en función de eso, habrá que tomar las decisiones de política energética. Hay algunas cuestiones que quedan pendientes de la reforma como pueden ser los pagos por capacidad, hibernación o los concursos posibles que se puedan hacer en las energías renovables hacia el futuro, que van a depender críticamente de la información que obtengamos en los próximos años de cuál es el comportamiento real de la economía española.

La otra parte también es enormemente importante. En qué medida la electrificación del transporte va a ir ganando peso dentro de la economía española, en qué medida el almacenamiento de energía puede reducir la diferencia de precio entre la punta y el valle en el sistema eléctrico, en qué medida los avances tecnológicos pueden reducir el coste de algunas energías que ahora todavía necesitan ser subvencionadas para ser rentables, pero quizás en poco tiempo dejen de tener que serlo.

Nosotros no podemos prever el futuro, pero sí podemos establecer una legislación, y ese ha sido el objetivo de la última parte de la legislación, que sea lo más flexible posible para adaptarse al cambio, porque aquellas

naciones que sean capaces de adaptarse al cambio con mayor celeridad, que puedan prever en la mayor medida de lo posible los cambios tecnológicos que se están produciendo, las que mejor se posicionen, tanto desde el punto de vista de la inversión de la infraestructuras como desde el punto de vista de la regulación a adoptar estos cambios tecnológicos que se están produciendo, ganarán una ventaja competitiva fantástica frente al resto del mundo. Y un país como España, que es enormemente dependiente de la importación de un porcentaje muy elevado de su energía, es fundamental que tenga elementos de flexibilidad. Nosotros no dependemos afortunadamente de una única fuente de energía, ni de un único mercado exportador, pero tenemos que ser capaces de permitir que el sistema bascule de forma flexible hacia aquellas oportunidades que nos vayan surgiendo en el futuro.

La apuesta por las energías renovables en España ha sido muy importante, aunque, como he dicho en numerosas ocasiones, quizás demasiado pronto. Cuando se observa la curva de precios, por ejemplo la fotovoltaica, y uno ve que en España el 75% de la fotovoltaica se introdujo en el año 2007-2008, que es la punta de precios en los últimos diez años, se da cuenta que no hicimos siempre las cosas bien. Pero ya tenemos una potencia instalada de energías renovables importante, que alcanza casi el 40% del total de la energía eléctrica producida. Desde el punto de vista de energía primaria, en 2014 estamos en el 17% de penetración de renovables, muy cerca del objetivo del 20% a alcanzar para 2020. Ahora hay que saber administrar este recurso de manera inteligente, hay que saber aprovechar al máximo las ventajas que la curva de aprendizaje de las tecnologías nos está dando en estos momentos y saber introducir fuentes renovables para cumplir con nuestros objetivos de lucha contra el cambio climático, pero combinarlos con los avances tecnológicos de manera que sepamos reducir al máximo los costes.

Respecto al mercado del gas, cabe indicar que el gas siempre va a jugar un papel fundamental en el *mix* energético en la medida en que los crecimientos de demanda se van a cubrir con una combinación de gas y renovables. España tiene una gran ventaja debido a la cantidad y la diversificación de fuentes de gas que pueden entrar en la Península Ibérica, pero necesitamos, como en el caso de la electricidad, una mayor interconexión con Europa.

Necesitamos que el mercado español, que es dependiente en gran medida de la importación de gas procedente de Argelia (aunque tenemos muy diversificada la base importadora), pueda conectarse con los mercados del centro y del norte de Europa, cuyo gas procede de Rusia y de Noruega. Si lográramos interconectar ambos mercados dentro de la Unión Europea solucionaríamos muchos de los problemas, desde el punto de vista del suministro, de la diversificación de fuentes y de la capacidad de negociación con nuestros proveedores.

En el caso de la electricidad, la interconexión también juega un papel fundamental de cara al futuro, no podemos crear un mercado interior de la energía sin simultáneamente tener infraestructuras físicas que permitan la creación de dicho mercado. Hubo un avance muy importante en el Consejo europeo de octubre pasado, que se confirma en la Cumbre entre España, Francia y Portugal junto con la Comisión Europea el 4 de marzo pasado y, por primera vez tenemos en España un verdadero plan, una verdadera hoja de ruta para conseguir interconexiones hasta 8.000 MW de capacidad con Francia que nos permitan igualar los precios de los mercados y solventar buena parte de los problemas de aislamiento energético que tenemos.

Básicamente España necesita exportar electricidad en la primera parte del año en la que tenemos capacidad de producción de renovables muy importante e importar la electricidad en la segunda mitad del año donde los factores meteorológicos hacen que la falta de viento y agua al final del verano nos hagan netamente importadores. Se trata de intercambiar energía renovable y energía sobrante en un momento determinado a cambio de energía deficitaria en otro momento posterior.

Nuestras inversiones en redes tienen que seguir siendo un pilar fundamental en el esfuerzo de renovación e incremento de la calidad del sistema energético español, tanto en lo que se refiere a redes gasistas, no tanto troncales, puesto que buena parte de la red troncal ya se ha realizado, pero sobre todo en la distribución para aumentar la demanda potencial de gas en España, que es muy importante.

En el caso de electricidad, todo esfuerzo para mejorar la calidad es poco, tanto en la red de transporte como en la red de distribución, pero con lógica, porque como todo el mundo sabe las planificaciones anteriores eran una especie de carta a los Reyes Magos, en el que todo el mundo introducía las infraestructuras que quería hacer y no había un orden jerárquico lógico de cómo realizar estas infraestructuras ni de cuáles llevar a cabo. Creo que esto ha cambiado de forma importante en esta legislatura y ahora es importante ordenar las inversiones de manera que se hagan primero aquellas que son más eficientes y más necesarias para el país desde el punto de vista de la seguridad de suministro y reducción de costes.

Por último, la introducción de energía renovable, como decía antes, hay que hacerla con cabeza. Eso implica dos cosas: una, que el proyecto más competitivo, de menor coste sea el que entre en el sistema. Es decir sea un proceso de concurrencia competitiva (tal y como establece la nueva Ley del Sector Eléctrico) y no un sistema en el que el primero que tenía la documentación alcanzaba la prima, que era lo que teníamos hasta ahora. En segundo lugar hay que empezar por aquellas partes del sistema en las cuales la introducción de renovable produce ahorros netos para el mismo, como

es por ejemplo la eólica en Canarias, donde cada MW que se introduzca de eólica, reduce el coste del sistema en su conjunto debido a que en las islas estamos produciendo con fuel, más caro que la producción eólica.

Y por último en la península hay que introducir renovable donde tenemos más capacidad de ganar eficiencia, como puede ser la renovación del parque eólico ya que algunos de nuestros mejores parques disponen de máquinas muy antiguas que merece la pena renovar; o en sectores en que todavía cabe una gran posibilidad de crecimiento y creación de empleo y con un impacto medioambiental muy favorable para España, como puede ser la biomasa, tanto para generación eléctrica como térmica. En este sentido probablemente conozcáis que la CNMC ha mandado ya para trámite de audiencia una orden ministerial en la que por primera vez en esta legislación, se abre la posibilidad de 700 MW adicionales de energía renovable, 500MW para renovación de parques eólicos y 200 MW para biomasa y cogeneración de biomasa.

Se trata por tanto de cumplir nuestros objetivos, pero con el menor coste para el consumidor eléctrico y con el mayor efecto arrastre para la economía española, tanto desde el punto de vista de creación de empleo como medioambiental. Si profundizamos en esta línea y al mismo tiempo hacemos una regulación flexible que permita adaptarse a los cambios tecnológicos, podemos convertir a España en uno de los países punteros desde el punto de vista de aprovechamiento de recursos y permitir que la energía sea para nosotros uno de los factores de competitividad clave. Pero hay que hacerlo cuando el momento oportuno haya llegado y cuando exista la madurez suficiente de las tecnologías para que los costes sean los adecuados y se beneficien todos los actores, tanto la empresa que invierte y que toma el riesgo de invertir en nueva generación o en nuevos proyectos de inversión de redes, como el consumidor que se beneficia de un sistema con mayores índices de calidad, menores costes y una energía más limpia.

Balance Energético 2014

María Teresa Velasco Rincón

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

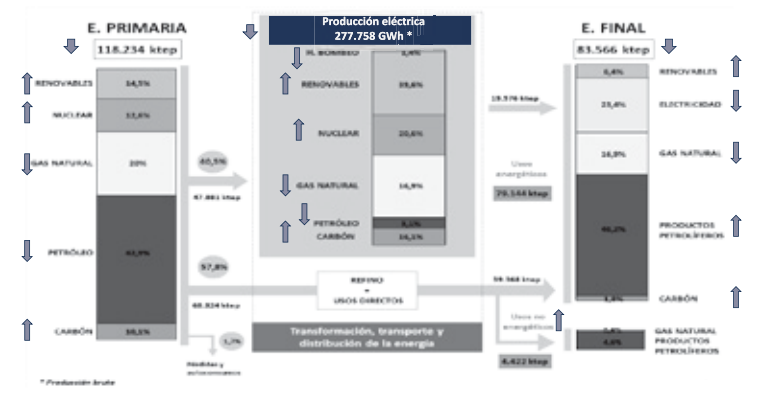


En primer lugar, desde la Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento, perteneciente a la Dirección General de Política Energética y Minas bajo la Secretaría de Estado de Energía, queremos dar nuestro sincero agradecimiento al Club Español de la Energía quien todos los años alberga y auspicia este foro de encuentro donde se dan cita los principales actores de todo el sector energético, lo cual no es fácil puesto que nuestros quehaceres del día a día nos hacen reunirnos con aquellos sectores en los cuales cada uno de nosotros trabajamos. Muchísimas gracias por esta oportunidad.

Una vez esbozado por el Secretario de Estado cuál es en suma el balance energético 2014 y las perspectivas para 2015, solamente me resta a mí el ir perfilando e ir dando los matices, los datos y las cifras tan esperados sobre el balance 2014. Comenzamos por tanto con ellos.

Tenemos aquí, en esta primera gráfica, la fotografía de todo el panorama energético en el año 2014, la estructura energética de España, sus distintos componentes, cómo se aprovisionan, cómo se transforman y cómo llegan al consumo final. Así por ejemplo, en el año 2014 la energía final fue de 83.566 ktep. Descendió respecto a años precedentes. ¿En qué utilizamos esta energía final?. Prácticamente el 46% de esa energía fue dedicada a productos petrolíferos, principalmente el sector transporte, un 16,9% al gas natural, un 23,4% al importante vector energético que es la electricidad, y un 6,4% a renovables de uso final. Iremos viendo y analizando detalladamente cada una de estas estructuras.

ESTRUCTURA ENERGÉTICA ESPAÑOLA 2014



En cuanto a los usos de la energía primaria, ésta en el año 2014 fue de 118.234 ktep, descendió también respecto a años anteriores, aunque a tasas inferiores; luego veremos las variaciones. La energía primaria se estructuró de la manera siguiente: la mitad, un poco menos del 43%, fue petróleo, gas natural un 20%, nuclear un 12,6% y renovables aumentó hasta llegar al 14,5% de la estructura. El carbón se sitúa en el 10,1%.

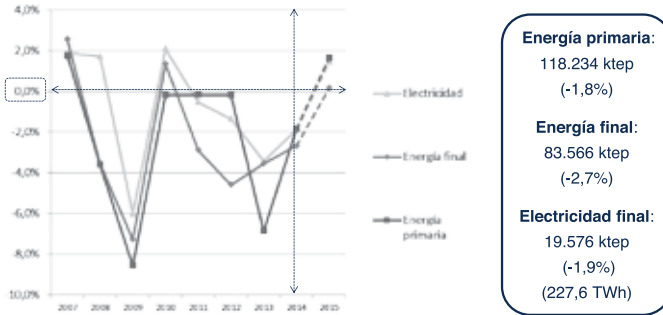
De todas estas fuentes de aprovisionamiento de energía primaria aproximadamente un 40% de las mismas va directamente a la transformación en energía eléctrica y un 60% va a refino y usos directos. De esta totalidad aproximadamente el 94% es en usos energéticos, sin embargo hay aproximadamente un 6% en usos no energéticos (estos son gas natural y productos petrolíferos).

Centrándonos ya en lo que son las variaciones respecto a años anteriores vemos que en los últimos años estamos siempre en incrementos negativos, descendiendo, contrayendo nuestra demanda energética. La energía primaria ha descendido un 1,8% respecto a años anteriores. En años precedentes incluso la variación había sido muchísimo más notable, del orden de 4%, ahora estamos en una tasa del 1,8%, mientras que la energía final supuso una reducción del 2,7%. El motivo de variar de forma distinta la energía primaria y la energía final es que también se introducen dentro de estas variaciones lo que son las eficiencias asociadas a los procesos de transformación con cada una de las fuentes de energía.

La electricidad final fue de 19.576 ktep y descendió un 1,9% respecto al año precedente, con 227,8 TW/h en el año 2014. Red Eléctrica de España maneja valores inferiores de electricidad final con un 1,2%, sin embargo aquí estamos teniendo en cuenta ya no solamente el sistema peninsular

sino también las islas y el tema de los autoconsumos, por lo tanto no son cifras directamente comparables.

EVOLUCIÓN DEMANDA ENERGÉTICA 2007- 2014

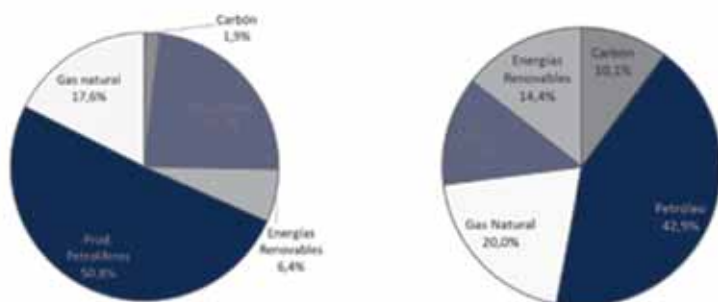


Todos los consumos agregados de energía final y primaria así como el consumo final de electricidad bajan en 2014 aunque a tasas inferiores a los descensos acusados en 2013, siendo el menos acusado el de energía primaria, debido a la estructura de generación eléctrica.

Tampoco se introduce aquí el efecto de la temperatura, puesto que si el año pasado hubiese sido como el precedente, realmente estas tasas de descenso no habrían sido tan acusadas, sino más suaves. Hay que pensar en un orden de aproximadamente 0,3 puntos debido a unas condiciones climáticas más suaves que en años precedentes. En resumen, todos los consumos agregados de energía primaria y final, así como el consumo final de electricidad disminuyen. Los descensos son menos acusados que el año precedente y las diferencias son sobre todo debidas a la estructura de generación eléctrica.

Pasamos ahora a analizar los distintos porcentajes de la energía final y de la energía primaria. Así, una vez vista la evolución global de la demanda, ésta es la estructura que tiene la demanda energética final: descienden todos los consumos: gas, electricidad, hidrocarburos, excepto el de las energías renovables que aumentan respecto a años precedentes y vuelve a recuperar la senda de crecimiento, tras el descenso acontecido en el año 2013 por el cambio transitorio en la normativa sobre biocarburantes. Recordamos que por real decreto se establecieron nuevos e inferiores porcentajes mínimos de biocombustibles para el transporte, lo que hizo descender súbitamente su porcentaje en lo que es la estructura de la energía final. Este año se empieza a recuperar.

ENERGÍA FINAL 2014 / ENERGÍA PRIMARIA 2014



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.

Como anunciaba antes el Secretario de Estado de Energía, con tasas positivas de PIB se observan contracciones de la energía final. Esto nos da idea de que los sectores que han tenido un efecto tractor sobre ese PIB no son los más intensivos en energía eléctrica ni en energía en general y que todavía se necesita un cierto tiempo para mover carteras de pedidos en los sectores netamente consumidores de productos energéticos.

En cuanto a la estructura de la energía primaria total, lo más destacable es la subida del carbón, con un porcentaje del 10,5% e incremento de un 5,1% respecto a años precedentes. Este incremento ha sido debido prácticamente en su totalidad a la mayor generación de energía eléctrica con respecto a años precedentes. También es notable el descenso del gas natural que se sitúa en 20% del consumo total de la energía primaria y que, sin embargo, el último año ha visto descender su tasa en un 9,3% debido a la caída en la utilización de gas para generación eléctrica.

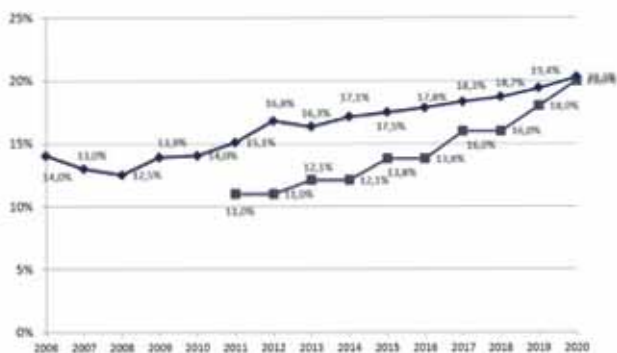
Comentaba antes el Secretario de Estado de Energía la importancia de ver con cierta perspectiva cuál es la contribución de cada fuente y cómo avanza la senda de cumplimiento de energías renovables sobre la energía final bruta. En la línea inferior de la gráfica se muestran los hitos mínimos que la directiva de renovables marca para el conjunto de los países y que se deben cumplir del año 2011 hasta el 2020. Así, para este año 2014, la directiva fija un hito del 12,1%. En España estamos exactamente cinco puntos por encima de este hito, es decir que tenemos un margen de maniobra de cinco puntos por encima, solamente nos restan 2,9 puntos para llegar al cumplimiento de este 20% de energías renovables sobre energía final bruta. Recordemos que el objetivo se marca sobre energía final bruta, y no estamos hablando de porcentajes sobre electricidad. Tendremos, por

tanto, que acompañar las políticas energéticas para lograr estos tres puntos de diferencia en estos siete años que restan del período.

Importante también decir que en estos momentos están pendientes de aprobación los criterios de sostenibilidad para los biocarburantes que se recogen en los artículos 17 y 18 de la directiva de renovables, por lo que, sin considerar éstos, estaríamos en un porcentaje de cumplimiento en 2014 que nos situaría en el 15,9%.

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 17,1% en 2014, con aumentos tanto en generación eléctrica como en usos finales.

¿Cómo vamos a cubrir este 20% de energías renovables en el 2020?. Estimamos que se alcance en un 12,1% por renovables para generación eléctrica, en un 2,8% por renovables para el transporte y en un 5,3% en renovables directas en usos térmicos, es decir la electricidad es realmente una parte muy importante para el cumplimiento de este objetivo de energías renovables pero no es la totalidad sino que tenemos a nuestra disposición otra serie de elementos con los que podemos llegar a este cumplimiento.

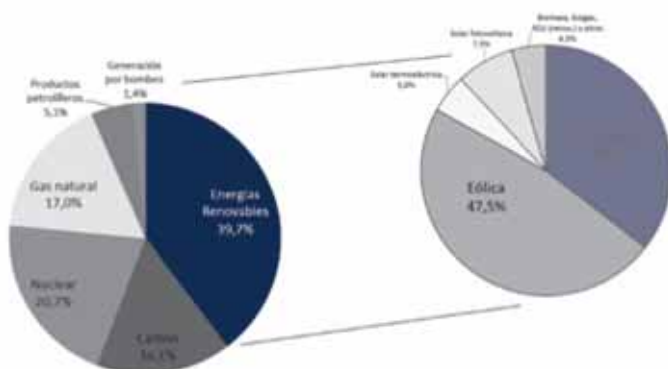
PARTICIPACIÓN ENERGÍAS RENOVABLES



Las renovables para generación eléctrica tienen la mayor aportación al objetivo 2020.

Antes, cuando veíamos la energía primaria y la energía final, me refería a la parte que se transforma a través del refino y a través de la energía eléctrica. Haciendo un zoom a esta última, tenemos la estructura de generación eléctrica desglosada en sus distintas componentes: gas natural, el pasado año, el 17%, nuclear un 20,7%, carbón 16,1%, productos petrolíferos un 5,1%, una leve presencia de la generación por bombeo y prácticamente un 40% de energías renovables. Haciendo un nuevo zoom de esta parte de energías renovables el 47,5% es eólica, el 35,5% hidroeléctrica, solar fotovoltaica se mantiene en el 7,5% y solar termoeléctrica el 5%. Destacar también la caída del gas natural para generación de energía eléctrica en 17,6%, la leve subida de la generación nuclear en 1%, el aumento del carbón en un 5,5% y el aumento del global de las energías renovables en un 1,2%.

ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

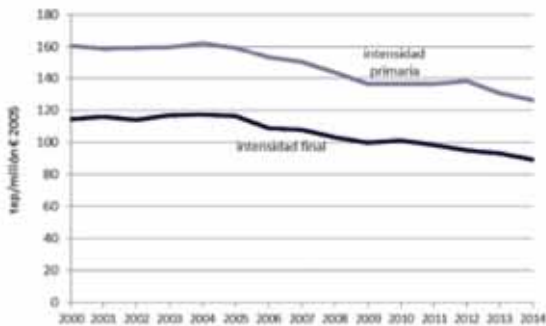


En 2014 la estructura de la generación eléctrica ha venido condicionada por el descenso de la demanda eléctrica final y circunstancias climáticas (recuperación de la hidraulicidad y ligero descenso de la generación eólica).

Resaltar que en tres años estamos hablando de un incremento de 10 puntos de energías renovables sobre el total de generación de energía eléctrica.

Una vez analizadas cuáles son las principales variables y sus componentes pasamos ahora a ver algunos indicadores. Tenemos aquí las intensidades energéticas, la intensidad energética primaria y la intensidad energética final, es decir, el consumo dividido por el PIB. Vemos la senda descendente de ambas gráficas, tanto de intensidad primaria como de intensidad final, sobre todo a partir del año 2004 continúan esta senda descendente, año en el que se empiezan a tomar medidas de ahorro y eficiencia energética con la E4. Estas medidas han continuado hasta la actualidad con distintos planes y programas y, salvo un leve repunte de los años precedentes debido a un incremento de las exportaciones en estos años, han continuado la tendencia de mejora, bajando las toneladas equivalentes de petróleo que necesitamos para cada unidad del PIB.

INTENSIDADES ENERGÉTICAS 2000 – 2014 (CONSUMO / PIB)

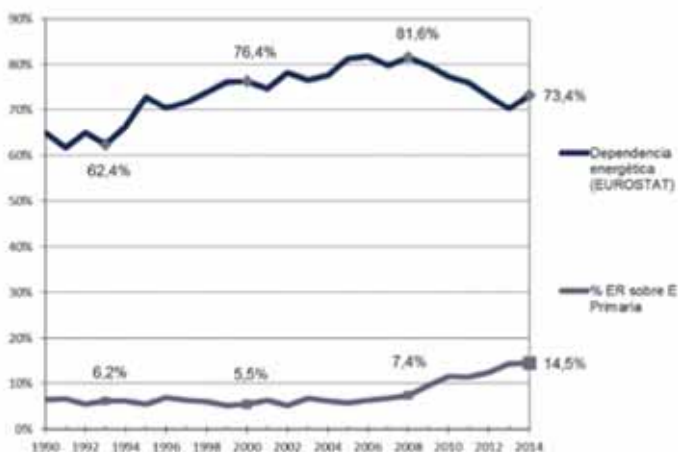


La intensidad energética final continúa la tendencia decreciente iniciada en 2004.
La intensidad primaria también baja, aunque con el efecto del mix de generación eléctrica.

Mejóro significativamente la intensidad energética final, un 4% y, la primaria, 3,2%. El por qué es distinta se debe a que la energía primaria recoge los distintos rendimientos atribuidos a la transformación con cada una de esas tecnologías.

En cuanto a la dependencia energética estamos en órdenes de magnitud equivalentes a aquellos dos años precedentes a la crisis. Es decir, continúa la tendencia de reducción de la dependencia energética que se inició en 2008 con un ligero repunte respecto al año 2013. Esto ha sido debido al saldo importador de productos petrolíferos que se ha incrementado en el último año. En cualquier caso esta tendencia de mejora de la dependencia viene motivada por dos cuestiones: primero porque aumentamos el numerador y segundo porque disminuimos el denominador. Incremento de la participación de renovables en el numerador y descenso de demanda energética final en el denominador, por dos motivos: la situación económica del año pasado y por la bajada del consumo debido a las medidas puestas en marcha de eficiencia energética.

DEPENDENCIA ENERGÉTICA



El incremento de la participación de renovables en el *mix* energético junto con el descenso de las demandas finales, reduce paulatinamente nuestra dependencia energética, con ligero repunte respecto a 2013.

Y concluyo con aquellos aspectos más destacables del pasado año: la demanda energética en 2014 continúa su caída y esta reducción en el consumo primario ha afectado principalmente al gas natural y al petróleo; la participación de las renovables sigue progresando y, en particular, el pasado año ha habido aumentos de hidroelectricidad, de energía eólica y de termosolar, la generación térmica convencional registró la recuperación de las centrales de carbón, con bajada de las de gas. Los indicadores de intensidad y de dependencia energética siguen la tendencia sostenida de mejora de los últimos. En 2015 se anticipa ya este cambio de tendencia estable con indicios de recuperación económica y vuelta a tasas de crecimiento de las demandas energéticas positivas. Ya no estamos ante un escenario con incrementos negativos de demanda: el consumo de carburantes para el transporte ha crecido en los últimos meses y, si nos fijamos en otra variable importante a considerar como es la demanda eléctrica, con unas condiciones climáticas muy similares a las del año anterior, se está recuperando con crecimientos del 1,3% desde el inicio del año y con unas condiciones climáticas prácticamente iguales a las del año anterior.

CONCLUSIONES

- La demanda energética en 2014 ha continuado su caída. La reducción en el consumo primario afecta a gas natural y petróleo.
 - 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 y termosolar.
 - La generación térmica convencional registró recuperación de las centrales de carbón, aunque siguió bajando en las de gas.
 - Los indicadores de intensidad y dependencia energética confirman la tendencia sostenida de mejora de los últimos años.
 - En 2015 se anticipa ya el cambio de tendencia estable, fruto de la recuperación económica, y la vuelta a tasas de crecimiento de la demanda energética positivas:
 - El consumo de carburantes para el transporte ha crecido en los últimos meses.
 - La demanda eléctrica se está recuperando (+1,3% desde inicio del año) con condiciones climáticas similares a las del año 2014.
-

Petróleo

Federico Molina Félix

Presidente

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE OPERADORES DE PRODUCTOS
PETROLÍFEROS (AOP)

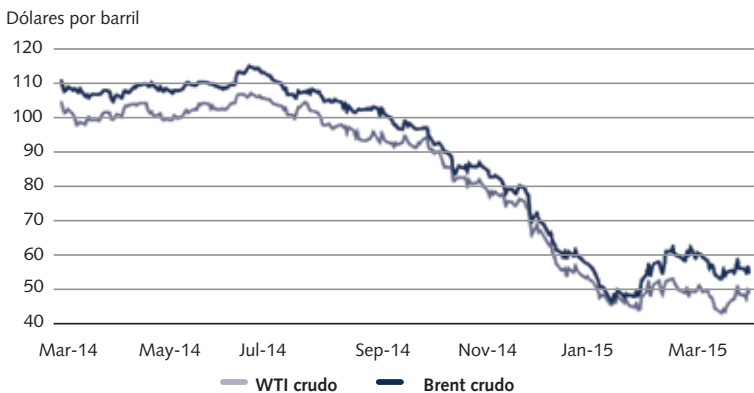


Presentación

En primer lugar me gustaría agradecer la invitación de Enerclub y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, dándonos la oportunidad de compartir un año más nuestra visión de los acontecimientos más relevantes en el sector del petróleo en 2014 y las perspectivas para 2015, tanto en el mundo como en España.

La caída del precio del petróleo en el segundo semestre, hasta los niveles más bajos de los últimos años, ha sido el hecho más significativo de 2014. Nadie predijo su desplome

Evolución de precios de los futuros del crudo (a un mes)



Fuente: EIA, Short-Term Energy Outlook, April 2015 (Bloomberg)

El hecho más importante que se produjo el año pasado fue sin duda la caída del precio del petróleo en la segunda parte del año, a principio del ejercicio nadie predijo ni su caída, ni el alcance de la misma. Los mercados de futuros en el mes de junio solo indicaban caídas a un año de 6 \$/barril.

En la primera parte del año, los precios continuaron relativamente estables en el rango de 105-115 \$/barril el Brent, similar al que estuvieron oscilando desde finales del año 2010. Desde los precios máximos del año alcanzados a mediados de junio, el crudo inició una carrera descendente hasta la segunda quincena de enero de este año.

La media anual del Brent fue de 99 \$/barril, 10 \$/b menos que el año anterior. Es importante resaltar la correlación inversa entre el dólar y el crudo, a medida que éste fue cayendo, el dólar se fue revalorizando frente a otras monedas y entre ellas el €. La media anual fue de 75 €/barril en 2014, comparada con los 82€ de 2013.

Es preciso tener en cuenta que cuando el crudo alcanzó su nivel mínimo de 45 \$/barril en enero de 2015, el € se había depreciado alrededor de un 20 % desde su nivel más alto, esto ha contrarrestando parte de su caída en dólares.

Hoy el crudo cotiza a niveles por encima de 60 \$/bbl aunque los mercados a un año aprecian el crudo en 5,5 \$/bbl

El diferencial Brent-WTI es un factor que favorece al refino norteamericano, ya que sus costes de aprovisionamiento son menores.

La menor demanda mundial, el exceso de producción y la decisión de la OPEP de no recortar la producción fueron los factores que desencadenaron la caída

Balance mundial producción/consumo de combustibles líquidos



El equilibrio entre la oferta y la demanda está lejos de alcanzarse a corto plazo, la sobreproducción actual ronda los 2 millón barriles/día. Los recortes en inversiones no se traducirán en una menor producción hasta dentro de algunos meses.

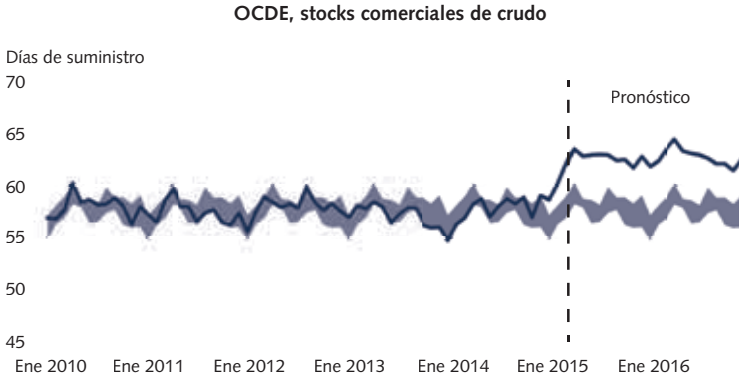
Fuente: EIA (Short-Term Energy Outlook, April 2015)

A principios de año la AIE y el EIA pronosticaban que el incremento de la demanda de crudo mundial sería de 1,2 m B/D. A medida que transcurrían los meses fueron corrigiendo sus previsiones a la baja debido al enfriamiento de las economías china, otros emergentes y de la europea. Paralelamente, los aumentos de producción en EEUU no dejaban de aumentar, ello hizo que, a pesar de la inestabilidad en Oriente Medio, especialmente debida a los conflictos de Libia y Siria, los precios comenzaran una tendencia bajista.

La sobreproducción en el segundo semestre de más de 2 millones de B/D y la decisión de la OPEP, liderada por Arabia Saudita, de no rebajar sus cuotas y mantener su participación en el mercado en su reunión de noviembre, alimentaron las bajadas. La demanda mundial de petróleo fue de 92 millones de B/D, con un aumento de 0,9 m B/D sobre el año anterior.

El equilibrio entre la oferta y la demanda está lejos de alcanzarse a corto plazo, la sobreproducción actual sigue en los 2 millones barriles/día. Los recortes en inversiones que han anunciado la gran mayoría de compañías internacionales y los productores de no convencionales no se traducirán en una menor producción hasta dentro de varios meses. Los pequeños productores tienen coberturas financieras para la producción a corto plazo, por lo que serán reacios a su retirada.

Altísimo nivel de inventarios, actualmente en niveles máximos de los últimos 5 años. La estructura de contango incentiva el almacenamiento



Nota: la franja coloreada alrededor de los stocks de crudo en días de aprovisionamiento representa el rango entre el mínimo y el máximo de días de aprovisionamiento observado desde enero 2010 - diciembre 2014

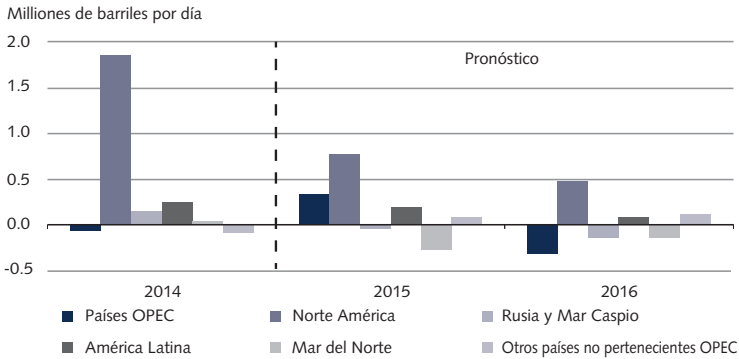
Fuente: EIA (*Short-Term Energy Outlook, April 2015*)

Un factor que tiene una influencia en el precio del barril en el corto plazo es la acumulación de inventarios que se ha producido en los últimos meses, alimentada no solo por el nivel de sobreproducción, sino también por la estructura de contango de los precios a futuro (cuando los precios a plazo son más caros que al contado y existe un diferencial suficiente que cubra los costes de almacenamiento y financieros), esta estructura incentiva las compras al contado, almacenar el producto y vender a largo plazo.

El problema puede llegar si la sobreproducción permanece o la demanda no crece lo suficiente y sigue entrando producto en los tanques, podría llegar un momento en que se agotase la capacidad de almacenamiento. Actualmente la tasa de ocupación es altísima, aproximadamente del 85%. Esta situación supone un factor de contención en los precios.

Norteamérica ha sido responsable de los aumentos de producción en los últimos tres años y, previsiblemente, lo será también en el corto plazo

Aumentos anuales de producción mundial de crudo y combustibles líquidos



Los recursos no convencionales son los principales responsables de los aumentos de producción en EEUU, a los más de 3 millones de barriles/día de tight oil hay que sumarle otros 3,5 millones de condensados del GN.

Fuente: EIA (Short-Term Energy Outlook, April 2015)

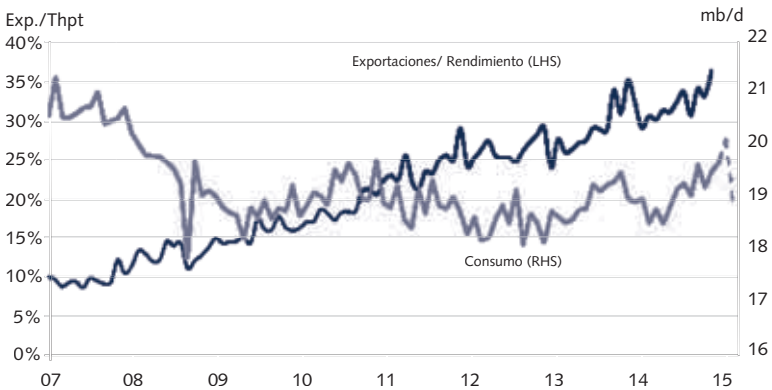
A lo largo de los tres últimos años hemos presenciado cómo los aumentos de producción provenían mayoritariamente de los recursos no convencionales de EEUU (*tight oil*) y de Canadá (arenas bituminosas). En 2014 casi alcanzaron los 2 millones de B/D, el resto de las regiones productoras han aportado volúmenes mucho más reducidos, pero habría que destacar a Brasil y Colombia.

En EEUU la producción de líquidos de origen no convencional (*tight oil*) ha aumentado más de 3 millones de B/D, que sumados a los aumentos del Golfo de México han llevado la producción a 9,2 millones de B/D. Si a esto le añadimos los casi 3,5 millones de B/D procedentes de los yacimientos de GN y de *shale gas*, lleva la producción total a unos niveles de 14 millones B/D frente a una demanda interna de 19, lo que significa que tanto las importaciones de petróleo como de gasolina hayan disminuido sensiblemente.

Para el refino europeo, que ha sido un tradicional suministrador del deficitario mercado norteamericano de gasolinas, supone un problema añadido para colocar sus excedentes. Por otra parte, muchos de los crudos ligeros y dulces que antes surtían al refino norteamericano ahora están disponibles para el refino europeo.

El diferencial del precio de GN con respecto a Europa hace que el refino norteamericano exporte más del 30 % de su producción, en concreto, se ha convertido en un exportador muy competitivo de gasóleo

Las exportaciones representan el 30% de la producción de las refinerías de EEUU



Fuente: EIA Petroleum Supply Monthly, EIA Weekly Petroleum Status Report (for Jan-Mar,15), Barclays Research

Analizando la situación del negocio de refino y de los derivados vemos cómo el refino situado en la costa del Golfo de México se ha convertido en exportador de gasóleo a Europa, con cantidades que llegan a alcanzar entre 1 y 1,5 millones de tm mensuales. El bajo impacto del flete y la cantidad de almacenamiento disponible en Europa los posibilitan. Son los nuevos competidores que se benefician de un coste de barril de su crudo de referencia WTI inferior como ya vimos y del GN que es la tercera parte que el europeo. Tampoco tienen costes asociados al CO₂.

Las exportaciones de productos desde las nuevas refineras Sauditas son también un problema para el refino europeo

La puesta en marcha en Arabia Saudita de dos macro refineras de 400.000 bbl/día de capacidad de destilación: Yanbu, JV con Sinopec en la costa oeste, y Jubail, JV con Total en la costa este, van a incrementar las exportaciones al mercado europeo.

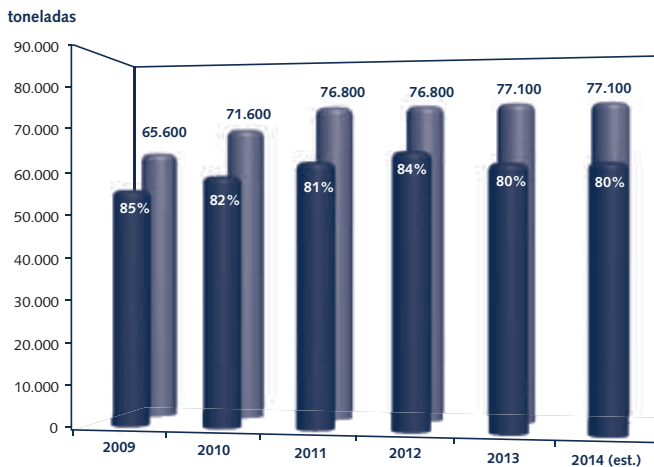
Exportaciones de productos refinados en Arabia Saudí aumentan proporcionalmente

Mbb/día	2003	2008	2013	2014	% var 14-03
Exportaciones de crudo	6,76	7,13	7,54	7,11	5%
Exportaciones de productos refinados	0,43	0,36	0,60	0,86	99%

Fuente: Barclays Research

Varios países productores, entre ellos Arabia Saudita, han optado por construir mega refineras y aprovechar sus bajos costes de materia prima y de energía. Sus consumos internos han aumentado mucho en los últimos años y además quieren exportar productos derivados y añadir más margen en su cadena de valor. Hay más proyectos en marcha que entrarán en funcionamiento en los próximos años.

La utilización de la capacidad de destilación de las refinerías en España fue similar a la de 2013, es previsible que mejore. Las unidades de conversión trabajaron próximas al 100 %



Fuente: AOP y CORES

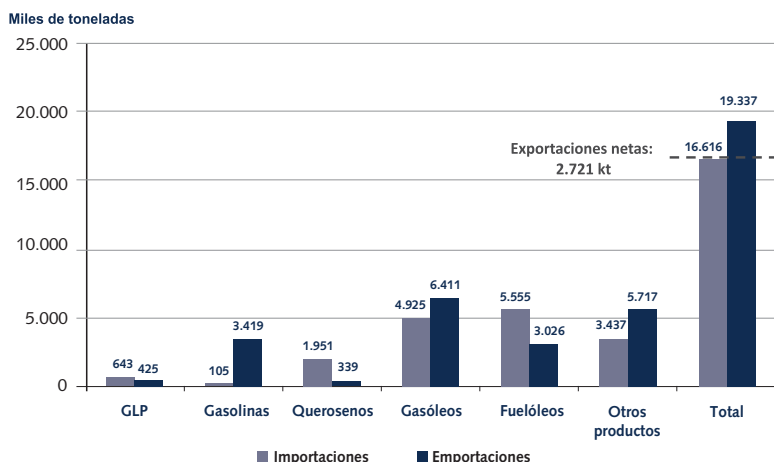
En cuanto al refino en España, la utilización de la capacidad de destilación de las refinerías en 2014 ha sido similar a la del año anterior. La tendencia a lo largo de los últimos meses del año y primeros de 2015 es de mejoría, ya que el entorno internacional de márgenes de refino ha mejorado por la caída de la materia prima y del precio del GN.

Independientemente de las unidades de destilación atmosférica, las unidades de conversión si han trabajado prácticamente al tope de su capacidad.

Hay que señalar que como resultado del ciclo inversor de todas las empresas refinerías, la capacidad de destilación y conversión ha aumentado de forma significativa en los últimos años. Dicho aumento, además, ha coincidido con el desplome de la demanda, que ha pasado de 75 millones de tm en 2007, a 54,4 el año pasado.

Aumentó la exportación de productos con respecto a 2013 (800 kt) , el saldo neto fue inferior (4.218 kt en 2013) por el mayor aumento de las importaciones (2.300 kt). Contribución positiva de 14.200 millones de € al balance por cuenta corriente

Importaciones y exportaciones de productos petrolíferos en 2014



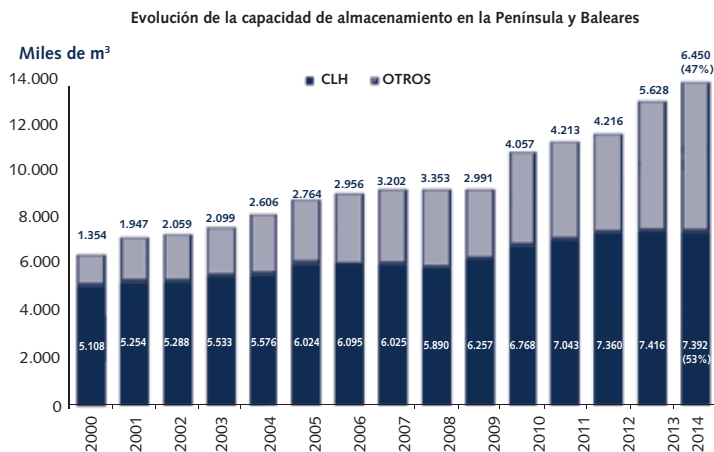
Fuente: CORES

Dado el desplome del mercado local de productos petrolíferos en el que la demanda cayó un 26% desde su máximo alcanzado en 2007, a los refineros españoles no les queda otro remedio que exportar sus excedentes.

Este año se ha consolidado la tendencia y la exportación de productos aumentó con respecto a 2013 en 800 kt, el saldo neto exportador fue de 2.721 kt, algo inferior a los 4.200 kt de 2013, por el mayor aumento de las importaciones que crecieron en 2.300 kt hasta los 16.600 kt.

Las exportaciones han tenido una contribución positiva de 14.200 millones de € al balance por cuenta corriente.

La capacidad de almacenamiento de las terminales que posibilitan las importaciones, tanto de CLH como de otras alternativas, no ha dejado de crecer en los últimos 15 años



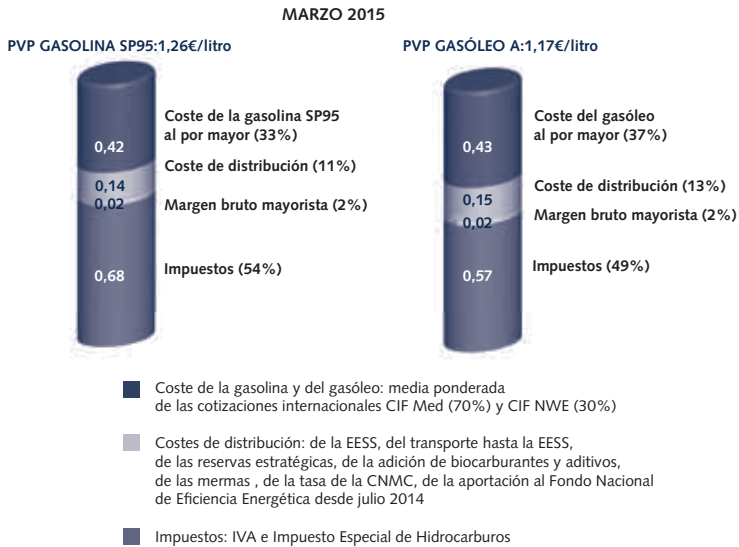
Fuente: CLH y CNMC

Precisamente, las importaciones en España tienen muy fácil su entrada, ya que se dispone de un parque de almacenamiento de gran capacidad, situado a lo largo del litoral peninsular, que no ha dejado de crecer en los últimos 15 años. El mayor incremento procede de otros operadores logísticos, que actualmente disponen del 47 % del total de la capacidad en Península y Baleares.

Dado que el acceso está garantizado por Ley y en las mismas condiciones para todos los operadores, el sistema español es capaz de absorber importaciones de productos de distintos orígenes, como los mencionados anteriormente, más producto procedente de Rusia, de la India y de otros países de la UE que compiten con el producto refinado local en términos de igualdad de condiciones. Estamos ante un verdadero mercado global en el que la competencia es feroz.

La producción local tiene que competir en igualdad de condiciones con las importaciones que llegan a España, concretamente, en el caso del producto de mayor consumo, el gasóleo, se ha pasado de importar más de 15 mt en 2007 (35 % de la demanda) a 5 mt en 2014.

Estructura de precios de los carburantes auto. Los impuestos y los costes de distribución, aproximadamente 64 % del precio, amortiguan las variaciones de los costes al por mayor



Fuente: Boletín petrolero UE y cotizaciones internacionales

En el terreno de la distribución de carburantes queremos señalar que la campaña emprendida desde distintos ámbitos contra el sector es totalmente injustificada. En la estructura actual de precios de los carburantes auto, los impuestos y los costes de distribución, suman aproximadamente el 64 % del precio total, los costes del producto al por mayor que oscilan diariamente solo representan un 36 % del precio final, por ello pretender que las bajadas de precios se trasladen en la misma proporción que los precios del crudo es una verdadera aberración matemática.

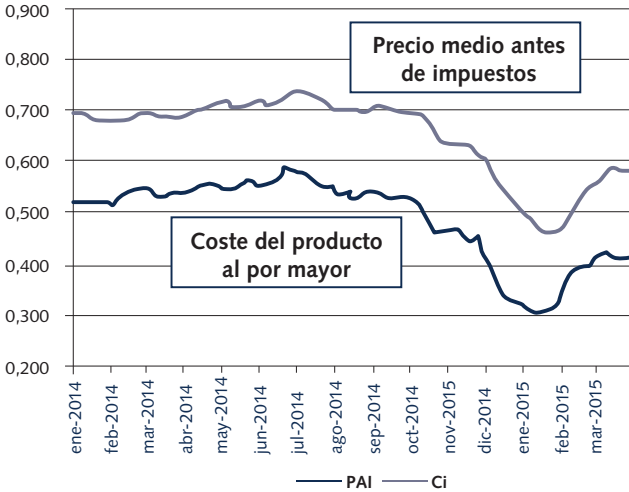
Los impuestos amortiguan las variaciones de los costes al por mayor tanto en las subidas como en las bajadas.

Los márgenes de los operadores mayoristas son aproximadamente de 1 a 2 cts €/litro, como determinó en su momento la CNE.

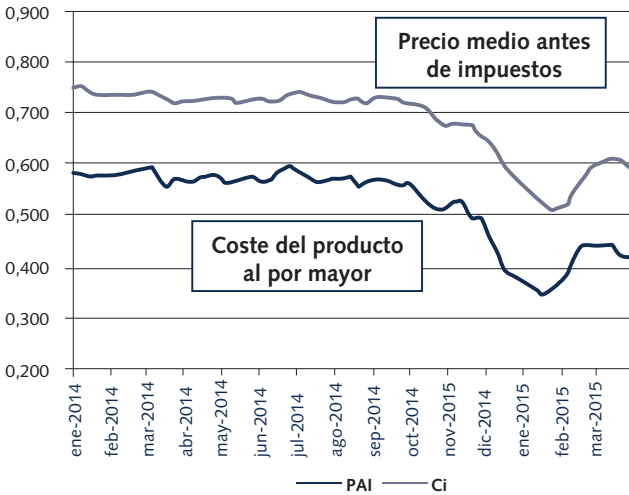
Hay que tener en cuenta que la venta media en España por estación de servicio ha disminuido de 3,5 millones de litros en 2007 a solo 2,4 en 2014. Hay casi 2.000 puntos de venta adicionales y menos litros que vender, por lo que los costes unitarios de distribución han crecido. En los mercados comparables de la UE en estos años se ha producido la tendencia contraria, los puntos de venta han disminuido de forma acusada y la demanda se ha mantenido.

En los carburantes auto no hay efecto pluma ni efecto cohete, evolución PAI - Ci

Gasolina sin plomo 95 (euros/litro)



Gasóleo A (euro/litro)



PAI= Precios medios Antes de Impuestos de Península y Baleares.
 Ci= Coste del producto: cotización internacional, media ponderada 70% CIF Mad/30% CIF NWE.

Fuente: Boletín petrolero UE y cotizaciones internacionales

Estas dos gráficas comparativas de la evolución de los costes del producto al por mayor, medidos por la Cotización Internacional en los mercados de referencia y la media de los Precios Antes de Impuesto, demuestran cómo hay un paralelismo casi milimétrico y desmonta el tópico de los cohetes y las plumas.



Las acusaciones generales en este sentido las consideramos faltas del debido rigor, superficiales e injustas hacia un sector responsable y en el que existe competencia real y efectiva.

El mercado español es transparente, con publicación en tiempo real de los precios en todas las estaciones de servicio, cosa que no existe en ningún otro sector de la distribución. No existe ningún oligopolio, las asociadas a AOP tienen una cuota del 60 % del total de los 10.700 puntos de venta, solo fijan el precio de venta en menos del 20 % de las mismas por la modificación de la Ley de Hidrocarburos de 2013. Hay competencia en marcas y formatos con la aparición de nuevos competidores como los hipermercados, las cooperativas que venden al público, nuevos operadores no integrados, agrupaciones de estaciones independientes, acuerdos comerciales de todo tipo con cadenas de distribución, descuentos a través de los medios de pago y medios de fidelización diversos.

La demonización que se ha hecho del sector es injusta.

Trasposición de la Directiva de Eficiencia Energética, Ley 18/2014, poca voluntad de diálogo con el sector

- El consumo de energía primaria en 2012 en España ya excede el objetivo de ahorro proyectado para 2020 (26% vs 20%). Ni las proyecciones de consumo realizadas en 2007 a nivel general, ni los objetivos nacionales, tuvieron en cuenta la caída de la demanda energética producida en el periodo 2009-2013, especialmente evidente en España.

- Según la DEE, cada EM designará, con arreglo a criterios objetivos y no discriminatorios, a las partes obligadas entre los distribuidores de energía y las empresas minoristas de venta de energía que operen en el territorio nacional y podrán incluir a distribuidores o minoristas de combustible para transportes que operen en su territorio.

- Pues bien, la Ley hace caso omiso a estos mandatos y designa como partes obligadas a los operadores al por mayor de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo y ello se intenta justificar por la "atomización existente en la comercialización final de estos productos". Esto supone una discriminación, se coloca en inferioridad a los mayoristas frente a otros participantes en el mercado.

- La implantación de un sistema de obligaciones generalizado de EE a todos los sectores energéticos es un mero instrumento recaudatorio. Se debería haber utilizado una figura tributaria. Solicitamos que se estudie esa posibilidad.

CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

- La caída del precio del petróleo, de mantenerse por un periodo largo de tiempo, tendrá indudablemente un efecto muy positivo para la economía mundial y ,en particular, para la española. Tiene un reflejo inmediato en la inflación. Mayor poder adquisitivo de familias y menores costes empresariales.

- El mundo debe al liderazgo tecnológico norteamericano la caída de los precios, cambio estructural, ahora hay dos productores con flexibilidad para modular la producción mundial, EEUU y Arabia Saudita. Menor dependencia de la OPEP.

- La posible vuelta de Irán al mercado es un factor bajista, si se produjese, a finales de 2016 podrían añadirse unos 700 k barriles/día de producción adicional.

- La demanda es previsible que mejore con los bajos precios, aunque hay dudas sobre la inelasticidad en los países en desarrollo, sus monedas se han devaluado frente al dólar y se ha aprovechado para eliminar subsidios (India, China, Indonesia, Egipto) y el comportamiento en los países desarrollados por las mejoras de eficiencia.

- En España hay competencia, los precios reflejan la evolución de los precios al por mayor, no hay cohetes ni plumas. Los carburantes son un producto energético fiscal, 16.550 M € recaudados en 2014 en IEH e IVA.

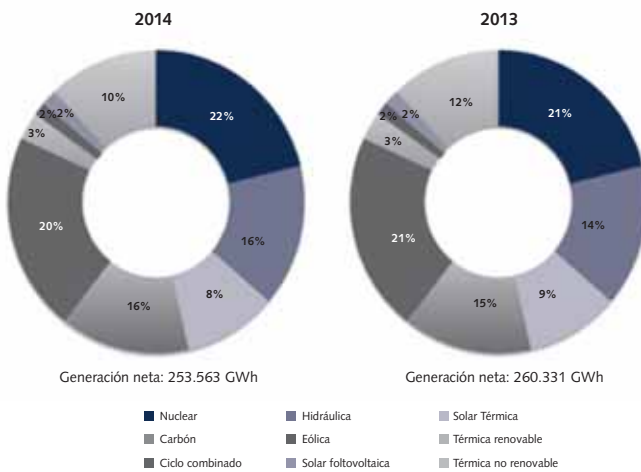
Carbón

Óscar Lapastora Turpin
Presidente
CARBUNIÓN



En primer lugar mi agradecimiento y el de todos los asociados de Car-buni3n al Club de la Energ3a por organizar esta jornada y por darnos la posibilidad de exponer la situaci3n del sector en el a3o 2014 y las perspectivas para el ejercicio 2015 que comenzamos.

Cobertura de la demanda por tecnolog3a 2013-2014



Fuente: RED. Elaboraci3n propia.
 En 2014, con un hueco térmico similar al que hubo en 2013, se incrementó ligeramente la participaci3n del carb3n en la generaci3n neta de electricidad.

En 2014 la demanda y en este caso tengo que especificar que me voy a referir al sistema eléctrico peninsular porque sino va haber discrepancias con los datos que ha presentado antes la subdirectora de planificaci3n, la demanda eléctrica ha caído o ha mantenido su tendencia decreciente en 2014 respecto 2013, decreciendo 1,2% en este ejercicio. La hidraulicidad y la eolicidad se mantuvieron en unos niveles similares a los de 2013, lo que hizo que el hueco térmico fuera muy parecido al que hubo en 2013.

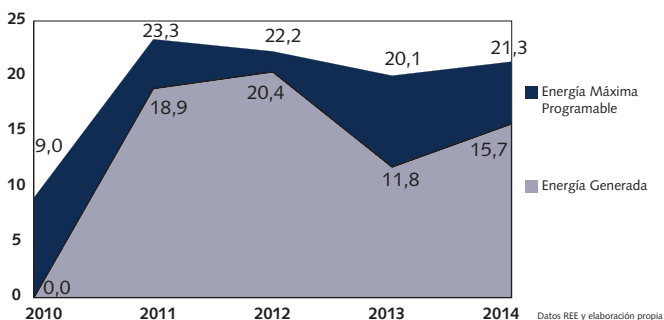


Con carbón se generaron 44 TW/h, lo que supuso aproximadamente un 16% de la generación de electricidad y de esos 44 TW/h un 37% se produjeron en las centrales adscritas al régimen de restricciones por garantía de suministro que utilizan carbón autóctono, mientras que el 63% restante fue generada por las centrales que consumen carbón de importación.

Como ven el hueco térmico en el año 2013 fue cubierto por carbón y por gas, que supuso aproximadamente un 23%, en 2014 fue aproximadamente 24% y el carbón autóctono la tercera posición detrás de la energía nuclear y del viento, de la energía eólica, y a un nivel muy similar al de la energía hidráulica.

El 2014 fue para nuestro sector el último año de aplicación del real decreto de restricciones por garantías de suministro, ese real decreto pretendía preservar el funcionamiento de las centrales térmicas de carbón que consumían carbón autóctono por razones de seguridad de suministro y el grado de cumplimiento en ese ejercicio fue de 74% aproximadamente del máximo de la energía programada. Dicho porcentaje fue superior al 59% de 2013, pero inferior a los niveles de cumplimiento de los ejercicios precedentes. Sin embargo, ese grado de cumplimiento en lo que a producción eléctrica se refiere no supuso un nivel similar en el grado de cumplimiento en cuanto a compras de carbón por parte de las empresas eléctricas. Como consecuencia de los stocks acumulados en los parques de las centrales, los suministros de carbón ascendieron a 3,2 millones de toneladas frente a los 5,6 millones que estaban previstas en la resolución de restricciones por garantías de suministro.

Balance del Mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro



En los dos primeros años de aplicación del Real Decreto, el grado de cumplimiento en cuanto a la energía programable fue superior al 80%. Sin embargo en 2013 bajó al 59%, y en 2014 se ha situado en el 74% de la energía máxima prevista en las correspondientes resoluciones.

Sin embargo, los stocks acumulados en las centrales en los años anteriores por el desfase entre la energía máxima programable y la real ha hecho que el nivel de compras por parte de las empresas eléctricas se haya reducido de forma importante en este ejercicio.

Además en este último año de aplicación del real decreto de restricciones por garantías de suministro, se resolvió el último recurso que quedaba en el Tribunal General de la Unión Europea contra la decisión de la Unión Europea que daba soporte a este real decreto, con lo cual quedaron resueltas de forma favorable todas las dudas que se plantearon sobre dicho mecanismo y sobre el reconocimiento de las centrales de carbón nacional con un elemento importante en términos de seguridad de suministro y del carbón nacional como único combustible autóctono en este sentido.

Si vemos aquí los cuatro años que ha estado funcionando el real decreto, como ven el año 2011 y 2012 el nivel de cumplimiento de energía programada estuvo relativamente cerca de la energía máxima permitida por el mecanismo, en el año 2013 ese cumplimiento bajó significativamente y en el año 2014, aunque se ha recuperado algo respecto al año anterior, no alcanzó los niveles previstos. Eso, además, hizo que al cumplirse las compras de carbón previstas en los ejercicios precedentes, las centrales eléctricas acumularan stocks. En el último año dichos stocks hicieron que, a pesar de que el déficit de generación eléctrica fuera éste, el nivel de compras por parte de las empresas eléctricas se haya reducido, digamos que, el hueco es mucho mayor a lo que representa la diferencia entre energía programada y energía programable máxima.

Distribución geográfica de la producción de carbón. Año 2014



Datos Minetur y elaboración propia

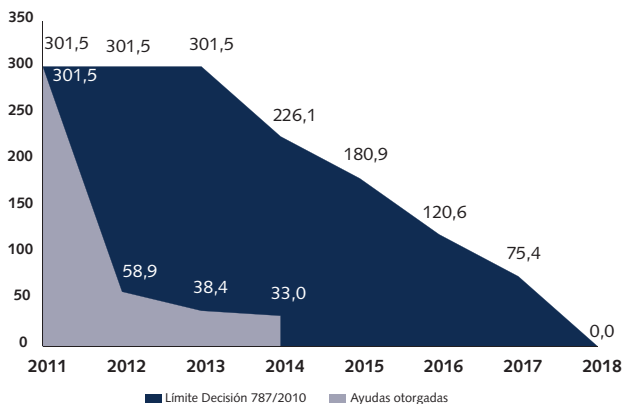
Hulla y Antracita: 2,66Mt	Lignitos Negros: 1,23 Mt	Producción total 2014 3.891.000 toneladas
Asturias 0,84 Mt Castilla y León (León y Palencia) ... 1,22 Mt Castilla la Mancha (Ciudad Real) ... 0,60 Mt	Aragón 1,23 Mt	

Como consecuencia de la disminución de las compras de carbón, las empresas mineras tuvieron que ajustar sus producciones a la baja, de modo que en 2014, se produjeron en total 3.891.000 toneladas, un 11 % menos que en 2013.

Con todo ello, como consecuencia de esas disminuciones de carbón, las minas tuvieron que parar varios meses su actividad del año y eso llevó a que la producción total de carbón del año haya sido de 3,9 millones de toneladas. De esos 3,9 millones de toneladas, 2,66 corresponden a hulla y antracita y 1,23 corresponden a lignitos negros. Dividiendo por comunidades autónomas, la producción de hulla y antracita fue la siguiente: Asturias produjo 840.000 toneladas, Castilla y León produjo 1.220.000 toneladas y Castilla la Mancha 600.000 toneladas. Los lignitos negros fueron completamente producidos en Aragón con 1.230.000 toneladas.

En cuanto a las ayudas a la producción en 2014, dichas ayudas a las empresas fueron convocadas el mes de septiembre. Para el ejercicio 2014 suponían una media de 25 euros por tonelada producida en minería subterránea y una media de medio euro por tonelada en las toneladas producidas en las explotaciones a cielo abierto. Con esos niveles de producción y suministro que hemos visto antes, el importe global de las ayudas en el año ha ascendido a 33 millones de euros, de los cuales 27,4 millones han sido pagados en el mes de enero de 2015 y 5,6 millones de euros se encuentran todavía pendientes de pago a la fecha. Además, señalar que a partir del 1 de enero de 2015 las explotaciones a cielo abierto ya no recibirán ningún tipo de ayuda a la producción.

Evolución de la Ayudas a la Producción



El importe de las ayudas de 2014 supone un descenso de las mismas en un 89% de lo que suponían las mismas en 2011. La Decisión 787/2010, establecía una reducción de las mismas del 25% a finales de 2014.

En cuanto a la evolución de las ayudas que estamos viendo, la decisión europea 787/2010 que establecía el cierre de las minas de carbón no competitivas, establecía una tendencia decreciente de las ayudas que debería andar en torno al 25% a finales de 2014, 40% a finales de 2015, 60% a finales de 2016 y 75% en 2017 para llegar a cero en 2018. La realidad es que en tres años que llevamos las ayudas han bajado prácticamente un

90%, estamos actualmente en 33 millones frente a los 300 millones que eran hace tres años, con lo cual estamos ya por debajo de los niveles que la decisión preveía para el ejercicio 2017.

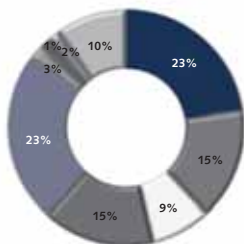
Como hemos visto, el 31 de diciembre terminó la aplicación del real decreto de restricciones por garantía de suministro y el marco de actuación de la minería. El plan sectorial para el período 2013-2018 contemplaba la existencia de dos mecanismos a partir del 1 de enero de 2015: un mecanismo en el que el Gobierno nos decía que Red Eléctrica estaba trabajando para permitir mantener un hueco térmico suficiente para carbón nacional dado su carácter único de combustible autóctono, capaz de contribuir a la seguridad de suministro en casos excepcionales y que ese hueco térmico se establecía en torno a 7,5% y por otra parte el mismo marco contemplaba la aprobación de medidas de apoyo a las compañías eléctricas para la realización de inversiones medioambientales exigidas por la directiva de emisiones industriales y que encaminarán su actuación al mantenimiento de una industria competitiva del carbón que garantice las seguridades suministro. Estas medidas de apoyo llevarían aparejadas necesariamente compromisos de compras a las empresas mineras, con un seguimiento por parte del Ministerio de Industria. No obstante lo anterior, evidentemente a fecha de hoy tampoco tenemos estos mecanismos el funcionamiento. Actualmente tenemos una propuesta de orden por la que se regula un mecanismo por capacidad para la mejora medioambiental de determinadas instalaciones de producción de electricidad que recibimos el pasado viernes y que en un primer análisis señala unos niveles de producción de carbón, o unos compromisos de compra por parte de las compañías eléctricas no inferiores a los que necesita sector para mantener su actividad. Sin embargo, en cuanto a la tramitación de esta normativa (que tiene que tener autorización de Bruselas) entendemos que no será tan complicado como en su día fue la actualización del real decreto puesto que ahora Bruselas ya tiene unas directrices en cuanto a las obligaciones que tienen que cumplir este tipo de incentivos en la Unión Europea.

PERSPECTIVAS PARA 2015

En cuanto a 2015 los datos del primer trimestre auguran un mejor comportamiento para el sector del carbón: en el primer trimestre del año pasado tan sólo había 14% de energía generada por gas y por carbón, de los cuales el 6% era carbón y el 8% era gas, y en el primer trimestre de 2015 el carbón ha generado el 15% de la energía producida frente al 9% del gas. Sin embargo, esta tendencia a una posible mayor utilización del carbón como fuente de producción de electricidad, se ve dificultada por la caída de los precios del carbón internacional.

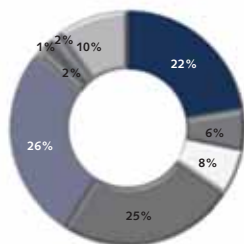
El 2015 ha comenzado con un ligero crecimiento de la demanda

31/03/2015



Generación neta: 67.913 GWh

31/03/2014



Generación neta: 66.323 GWh

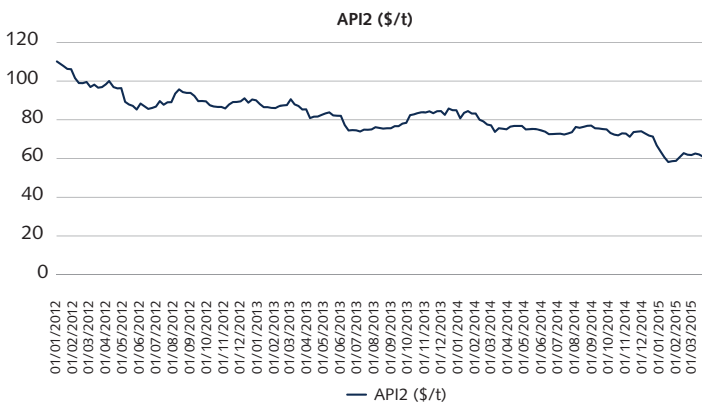
Datos REE y elaboración propia



La demanda de electricidad ha crecido en el primer trimestre de 2015 un 2,6% respecto del mismo periodo del año anterior.

En este trimestre, el hueco térmico ha sido mayor que en el mismo trimestre del año anterior y la participación del carbón en la generación neta de electricidad ha sido del 15%, frente al 6% del 2014.

El precio del carbón internacional en mínimos de los últimos años



El precio del carbón internacional se ha situado en este primer trimestre en torno a los 60 \$/t y, si bien la bajada se ha visto suavizada por la evolución del tipo de cambio euro/dólar, nos encontramos en el nivel de precios más bajo de los últimos años.

Actualmente estamos en niveles de precios del carbón internacional de mínimos de los últimos cuatro o cinco años, estamos en un nivel de precios en torno a los 60 dólares por tonelada y si bien la evolución del tipo de cambio del dólar frente al euro ha favorecido esta situación, lo cierto

es que el carbón autóctono está en unos niveles de precio que no pueden competir actualmente con estos niveles de carbón internacional.

Con lo cual, por estos factores y como hemos comentado, por el retraso en la puesta en marcha del mecanismo que asegure el funcionamiento de las centrales térmicas que incentive la realización de las inversiones por parte de las compañías eléctricas, nos encontramos ante un año complicado en el que además no vemos todavía que pueda haber una cierta estabilidad en los niveles de suministro de carbón por parte de las minas a las empresas eléctricas.

Curiosamente hace un año en este mismo foro decíamos que había que despejar las incertidumbres que pesan sobre el sector de la minería, decíamos que había que establecer el papel del carbón en el *mix* energético futuro, que había que poner en marcha el mecanismo de red eléctrica para generar ese hueco térmico para carbón en cuanto al 7,30%, que había que clarificar qué centrales térmicas iban a acometer las inversiones para adaptarse a la directiva europea de emisiones, que teníamos que negociar acuerdos de suministro de carbón a largo plazo con las empresas eléctricas, que teníamos que buscar la aprobación definitiva por Bruselas del plan presentado por el Estado español y había que fijar una estrategia ante Bruselas para pedir la no devolución de las ayudas de aquellas unidades mineras que siendo competitivas pudieran seguir en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2019.

Pues bien, un año después las mismas incertidumbres siguen pesando sobre el sector del carbón y lamentablemente llevamos un año tratando de despejar estas incertidumbres, con lo cual la situación de las empresas es cada vez más complicada y la situación del sector más deteriorada.

Gas

Antoni Peris Mingot

Presidente

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DEL GAS (SEDIGAS)



El año 2014 se cierra con un escenario donde destaca la publicación de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Esta normativa, que tiene como finalidad paliar el incipiente déficit del sector gasista español, sienta la bases que permitirán a la industria del gas continuar con sus planes de expansión, al hacer posible un escenario de estabilidad regulatoria para los próximos años.

El sector gasista todavía tiene un potencial de crecimiento importante. Concretamente, en el sector doméstico-comercial, el 78% de la población española vive en municipios con acceso a gas, aunque sólo el 30% de las viviendas cuentan con suministro. Estas cifras son especialmente significativas si se comparan con la media europea, donde un 50% de la población consume gas natural.

En relación con el consumo de gas, las altas temperaturas han jugado un papel fundamental, muy especialmente en el sector doméstico-comercial, donde se ha producido un menor encendido de calefacciones —el 2014 fue el año más cálido de la historia desde que existen registros—. No obstante, cabe mencionar el impulso que ha adquirido la demanda en tránsito del sistema, con un crecimiento del 40%, impulsada por la actividad de recarga de buques —que ha aumentado en un 89% respecto al año anterior—.

Este ejercicio también se ha caracterizado por los trabajos desarrollados para la creación de un mercado organizado del gas en la Península Ibérica, cuya entrada en funcionamiento se prevé para finales de 2015.

Finalmente, cabe destacar el impulso fundamental que ha adquirido nuestro país para constituirse como puerta de entrada de gas hacia Europa, a raíz del conflicto con el gas ruso a su paso por Ucrania. Este hecho ha puesto de manifiesto la necesidad de mejorar el aprovisionamiento energético europeo, y el papel que puede desempeñar España como parte de la solución.

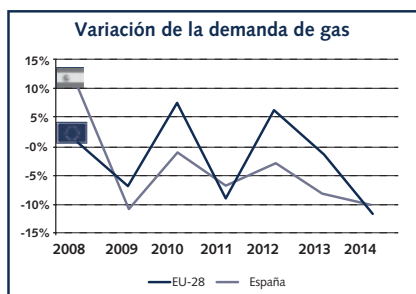
CONSUMO EN EL CONTEXTO EUROPEO

La Climatología —caracterizada por las altas temperaturas— ha sido un aspecto fundamental que ha marcado el consumo de gas, no solo en España, sino también a nivel europeo.

El consumo de los países que conforman la Unión Europea ha seguido una línea descendente en 2014. Entre los principales motivos que propician esta tendencia se encuentra una menor generación eléctrica a gas a causa, especialmente, de los bajos precios del carbón —procedente, principalmente del mercado americano—, también los bajos precios del CO₂, y una mayor presencia de las renovables en la matriz eléctrica. Por su parte, el consumo de gas en la industria muestra síntomas de recuperación.

Evolución del consumo de gas en España y Europa

La demanda de gas en España sigue el mismo patrón de comportamiento que en Europa por las condiciones climáticas



Fuente: Sedigas; Eurogas

2014 fue un año de los más cálidos

- Record en Alemania, España, ...
- El más cálido en 50 años en R.Checa, ...

La demanda para generación disminuye: precios del carbón, del CO₂ y renovables

La industria empieza a recuperarse

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA NACIONAL

Demanda eléctrica

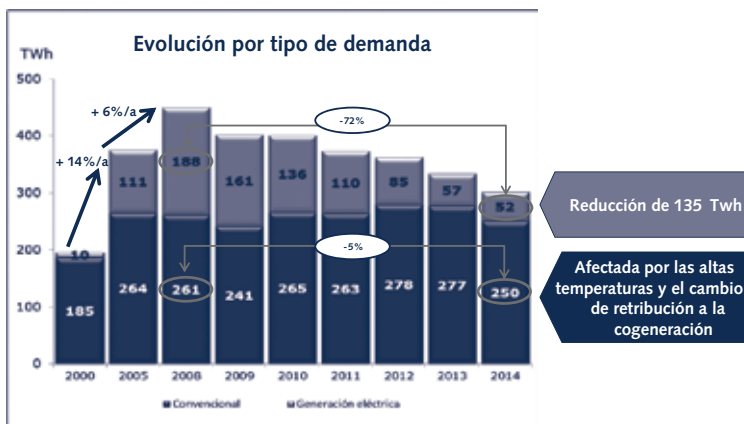
El gas natural sigue siendo importante en la producción de energía eléctrica en España, tanto a través de las centrales térmicas de ciclo combinado, como mediante la tecnología de la cogeneración. Sin embargo, ambas tecnologías han seguido una tendencia descendente en 2014.

Por un lado, el consumo de gas en los ciclos combinados ha ido descendiendo desde el año 2008, hasta alcanzar un menor consumo del 72% —un total de 135 Twh—. En este sentido, la demanda de gas en España para generación en centrales de ciclo combinado, que en 2008 representaba el 42%, en 2014 ha alcanzado el 17%. Esto ocurre en un escenario donde el 8,5% de la cobertura de la demanda se produce con estas centrales de generación.

Por su parte, la energía vertida a la red a través de la cogeneración —utilizada mayormente por la industria— ha descendido en un 20% a causa, principalmente, del cambio de retribución a la cogeneración materializada durante el ejercicio.

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 acoplan perfectamente a las características de las energías renovables, facilitando su desarrollo en el mercado a la vez que garantizan la seguridad de suministro.

A partir del 2008, la demanda de gas en España sufre el impacto de la reducción de hueco térmico en ciclos combinados



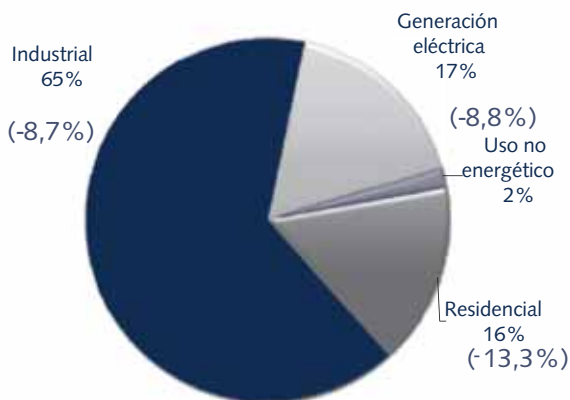
Fuente: Sedigas

Demanda convencional

La demanda convencional, con un 83% del consumo total de gas en España, continúa siendo el motor del sector gasista, donde destaca la industria, con un 65% del gas consumido, seguida del doméstico-comercial, que alcanza el 16%. Por su parte, el 17% restante, corresponde a la generación eléctrica a través de las centrales de ciclo combinado.

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

Consumo de gas 2014 (25,4 bcm)



(%2014/2013)

Fuente: Sedigas

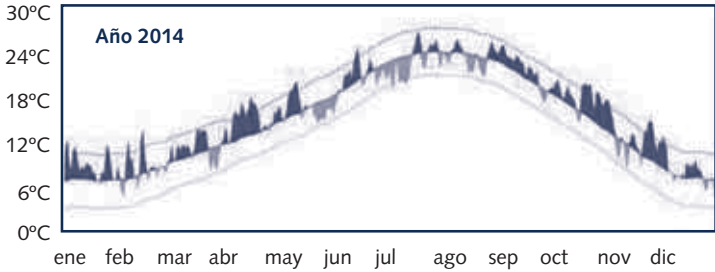
El sector industrial se mantiene como el primer consumidor de gas

El año 2014 se ha caracterizado por ser el más cálido de toda la historia, desde que existen registros de temperaturas. Esta situación climatológica, ha incidido especialmente en el sector residencial, a través de un menor encendido de calefacciones y, por lo tanto, menor consumo de gas.

El año 2014 fue el más cálido registrado desde 1880

Disminución de 13 TWh por efecto de las temperaturas

- Las temperaturas en el año 2014 han sido superiores a las normales
- El año 2014, en su conjunto, se clasifica como MUY CÁLIDO



Temperatura de referencia Sistema Gasista

Fuente: GTS

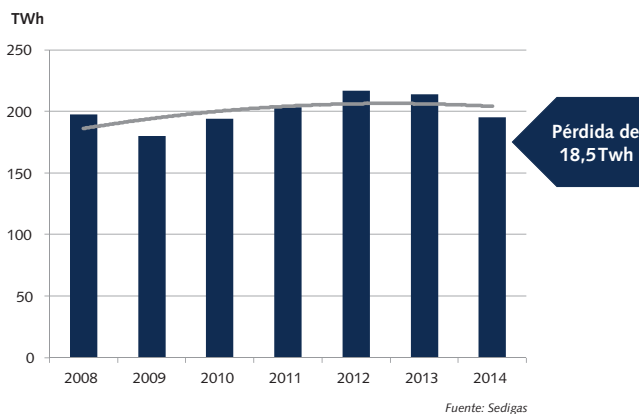
Por su parte, el gas que consume la industria tiene un doble destino: su utilización en procesos productivos, y la generación térmica y eléctrica a través de la cogeneración, una técnica que se caracteriza por alcanzar rendimientos de hasta el 90%.

Sin embargo, la nueva regulación eléctrica ha incidido en el cierre de varias cogeneraciones en 2014, elemento que ha provocado un menor consumo de gas por parte de estas instalaciones —18,5 Twh menos—.

La cogeneración aporta competitividad a la industria: permite el autoabastecimiento energético del sector industrial, bajando los precios de la energía y favoreciendo su viabilidad. La implantación de cogeneraciones puede suponer un menor consumo —de hasta el 40%— en energía primaria.

La demanda industrial acusa el cierre de varias cogeneraciones por la nueva regulación eléctrica

Evolución demanda industrial



La utilización de gas en la industria mejora la competitividad

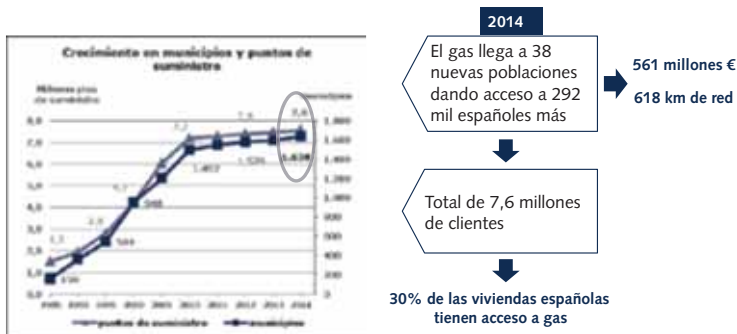
PRINCIPALES MAGNITUDES

Durante el año 2014, el gas ha llegado a 1.638 municipios, 38 más que el año anterior, lo que supone que cerca de 300.000 nuevos habitantes tienen acceso a esta energía. Pero, además de los nuevos municipios, el sector también ha continuado expandiéndose en otros donde ya estaba presente, superando los 82.000 nuevos puntos de suministro.

Este crecimiento ha sido posible gracias al despliegue de redes de transporte y distribución de gas, que en 2014 han llegado a los 81.806 km. Esta cifra ha experimentado un crecimiento importante durante los últimos 15 años, al verse duplicada, con el fin de continuar llegando a aquellos ámbitos donde todavía existe potencial de crecimiento, como los hogares, los grandes edificios de servicios, el sector industrial o el transporte.

El número de clientes de gas natural sigue aumentando hasta llegar a los 7,6 millones

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



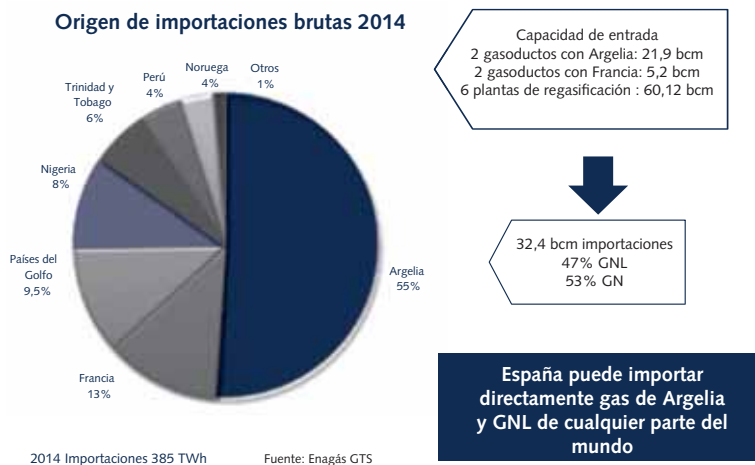
SEGURIDAD DE SUMINISTRO

España continúa siendo uno de los países más diversificados y seguros de Europa. En 2014, recibió gas de 11 orígenes distintos, situación que contrasta con la de la Unión Europea donde, actualmente, existen 6 países que dependen exclusivamente del gas ruso.

El 47% del gas entró en forma de gas natural licuado, mediante buque metanero —a través de las 6 regasificadoras activas con que cuenta el sistema—, mientras que el 53% restante lo hizo por gasoducto, procedente en su mayor parte del norte de África. Además de Argelia (que supone el 55% del gas entrado en España), destacan otros países aprovisionadores como Francia (13%), los países del Golfo (9%), Nigeria (8%), Trinidad y Tobago (6%), y Perú y Noruega, con un 4% en ambos casos.

España tiene la posibilidad de importar gas por gasoducto directamente de Argelia y GNL de cualquier lugar del mundo. En este sentido, su capacidad actual de entrada supone 27,1 bcm —a través de los dos gasoductos con Argelia y Francia— y 60,12 bcm si se utilizan las 6 plantas de regasificación activas.

El sistema gasista español es el más diversificado y seguro de Europa



MAGNITUDES ECONÓMICAS

El sector gasista continúa siendo uno de los motores económicos de España, al representar una aportación estable al PIB del 0,5% y dar trabajo a más de 150.000 trabajadores, tanto directos como indirectos.

Esto es posible a los cerca de 15.000 millones de euros que llevan invertidos las compañías gasistas españolas, desde el año 2000, lo que se traduce en una capacidad de inversión media que supera los 1.000 millones de euros anuales

Pero además, la industria del gas tiene la capacidad de activar otros sectores de la economía, como es el caso de los instaladores. En este sentido, el despliegue de 285.000 nuevos consumidores de gas en España para 2015, puede suponer para el colectivo de los instaladores un impacto económico de 855 millones de euros, así como la creación de 1.000 nuevos puestos de trabajo, que se sumarían a las ya 100.000 personas en toda España que trabajan para este sector. Se trata de pequeñas y medianas empresas que tienen una media de 6 trabajadores en plantilla, así como autónomos.

Este cálculo está basado en la previsión del sector gasista español de creación de 285.000 nuevas altas de gas en 2015, cifra que supone un crecimiento del 21% en relación con el año pasado.

Con el fin de hacer llegar el gas a estos nuevos consumidores, en su mayoría relacionados con el sector doméstico-comercial, el sector del gas español invertirá cerca de 500 millones de euros.

El sector gasista sigue consolidado como uno de los motores económicos de España, con un ritmo inversor de 1.000 millones/año, siendo el 0,5% del PIB y empleando a 150.000 personas

El impacto económico total de la industria muestra la relevancia que ha alcanzado el sector y su capacidad de crear riqueza

Impacto económico total



Fuente: AF Mercados EMI, 2012

Transformación primaria: actividades de generación y cogeneración de electricidad
 Rama principal: actividades de comercialización, distribución, transporte, regasificación y almacenamiento

0,5% del PIB ⁽¹⁾

- Sector generador de riqueza.
- Además activa otros sectores de la economía constituidos por pymes (instalaciones, mto, ...)

(1) Datos 2011
 PIB: 1.048.057 millones €
 VAB: 4.948 millones €

EXPANSIÓN DEL GAS

Al sector del gas en nuestro país todavía le queda camino por recorrer. Además de las interconexiones con Europa, su expansión vendrá acompañada por una mayor penetración en los hogares, dado que sólo el 30% de las viviendas españolas tiene suministro de gas. También en la industria, principal consumidor de gas en nuestro país, y en los grandes edificios de servicios, como hoteles, centros comerciales, hospitales o edificios públicos.

Pero además, existen otros mercados potenciales como el del transporte. En el caso de las ciudades, el gas natural vehicular ya tiene presencia en autobuses urbanos o camiones de recogida; sin embargo, nos encontramos en un momento interesante donde su uso en vehículos particulares o flotas de taxi empieza a ser una realidad.

En el caso del transporte marítimo, el gas natural tiene un futuro importante tanto en la propulsión de los buques, como para la alimentación de los motores auxiliares destinados a la generación eléctrica, que precisan los barcos cuando están atracados en los puertos.



El gas natural es la energía tradicional más respetuosa con el medioambiente. En este sentido, reduce las emisiones de óxidos de nitrógeno (en un 80%), las partículas en suspensión (más del 95%) y los óxidos de azufre (cerca del 100%). También reduce las emisiones de CO₂ (25%), principales responsables del efecto invernadero.

El sector gasista sigue trabajando para la expansión del gas en sus múltiples aplicaciones dada sus características de eficiencia energética, económicas y medio ambientales

5 El gas natural en España tiene potencial de crecimiento

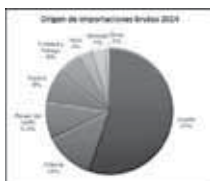


4 GNV y GNL son una alternativa limpia y eficiente para el transporte

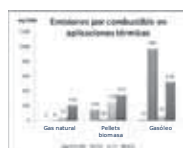


Expansión del sistema gasista

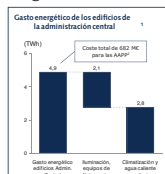
La diversificación de fuentes y la ampliación de conexiones de suministro, en curso y futuras



1 Las características únicas de sostenibilidad medioambiental, eficiencia



2 ... Eficiencia energética en edificios



ESPAÑA EN EL MARCO EUROPEO

España es un país de la Unión Europea, políticamente estable, que puede garantizar un tránsito de gas continuo y seguro hacia sus socios europeos. La Península Ibérica disfruta de una posición geoestratégica privilegiada al encontrarse entre el eje del Mediterráneo y el Atlántico, y al estar conectada con Europa vía Francia.

A este elemento se le deben sumar los trabajos que está realizando la Unión Europea para la consolidación de un Mercado Único de la Energía, interconectado y con normas de gestión comunes. Con un incremento en las conexiones internacionales entre la Península Ibérica y Francia, Europa se podría ver beneficiado de la amplia seguridad de suministro de nuestro país, a la vez que España podría disfrutar de otro punto de aprovisionamiento importante.

Europa trabaja para lograr la integración de los mercados

Un mercado europeo interconectado y con normas de gestión comunes, facilitará que España se posicione como puerta de entrada de gas de Europa



El 4 de marzo de 2015, se llegó a un acuerdo entre España, Portugal, Francia y la Comisión Europea relacionado con el posible aumento del nivel de interconexiones energéticas de la Península Ibérica con el resto de Europa.

El proyecto Midcat, que uniría España con Europa a través de Catalunya en 2020 —según el Ministerio de Industria, Energía y Turismo— se sumaría a las dos interconexiones que ya existen en la actualidad, a través de los Pirineos Navarro y Vasco, posicionando a España como puerta de entrada de gas a Europa.

A día de hoy, la capacidad de interconexión es de 5,36 bcm y, al finalizar 2015, llegará a 7,1 bcm, con la culminación de la ampliación del gasoducto Irún-Biriatou.

Posicionamiento de España como puerta de entrada de gas natural y gas licuado a Europa

El 4 de marzo asistimos al compromiso de la construcción de las interconexiones España-Francia



Actualmente, España es el país europeo con mayor capacidad de regasificación. De las 22 plantas instaladas en el continente europeo (otras siete se encuentran en construcción), seis están operativas en territorio español, con una capacidad que en 2014 alcanzó los 3.316.500 m³ de GNL. Este volumen representa el 36,5% de la capacidad de almacenamiento de GNL en Europa.

El GNL se presenta como parte de la solución a la seguridad de suministro europea; España con sus plantas puede formar parte de esa cadena a través del almacenamiento, la carga de buques y el bunkering.

El GNL formará parte de la solución europea

España dispone de toda la infraestructura necesaria para ser parte de la cadena de suministro europea

MADRID, 23 Mar. (EUROPA PRESS) -

El comisario de Energía y Acción Climática, Miguel Arias Cañete, prepara un plan europeo que potenciará el gas natural licuado (GNL) y que permitirá convertir las regasificadoras españolas en una alternativa al gas natural que llega al continente a través de gasoductos



Electricidad

Eduardo Montes Pérez del Real

Presidente

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (UNESA)



Una 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.

El ejercicio 2014, se ha caracterizado por ser el primer año en el que se ha aplicado la nueva Ley 24/2013 del sector eléctrico, cuyo objetivo fundamental es garantizar un marco regulatorio estable que permita la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, al mínimo coste posible y dentro de los principios de protección medioambiental. Desde 2002 se habían venido acumulando importantes desajustes en el sistema que han dado lugar a un elevado déficit, la diferencia entre los ingresos y costes del sistema, que era importante corregir al poner en riesgo la viabilidad económica y financiera del sector.

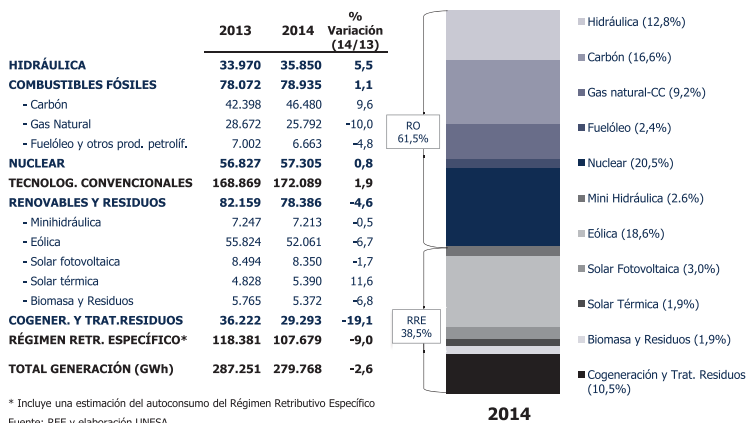
Después de una batería regulatoria de leyes, reales decretos leyes, reales decretos y órdenes ministeriales, sobre todo de los últimos tres años, tendentes a corregir este desajuste, se está ante el primer año que se espera, casi con certeza, que el déficit sea nulo.

Los recortes de ingresos de las distintas actividades eléctricas han supuesto la consabida caída de los beneficios e ingresos de las empresas. Ahora que la reforma está dando sus frutos, es preciso plantearse que las compañías deben tener margen suficiente para acometer las necesarias inversiones que garanticen que se siga prestando un suministro de calidad.

BALANCE ELÉCTRICO

Producción de electricidad

Producción Bruta. Total España 2014



La producción bruta de energía eléctrica en España en 2014 registró un total de 279.768 GWh, un descenso del 2,6% respecto al año anterior. De la producción bruta total, el 61,5% lo generaron las instalaciones de producción convencionales y el 38,5% restante se corresponde con las instalaciones acogidas al régimen retributivo específico que incluyen, las energías renovables, como la minihidráulica, la eólica, la solar o la biomasa, así como la cogeneración y el tratamiento de residuos.

Respecto a la estructura de producción de las centrales convencionales por tipo de combustible, las tecnologías que más caída han registrado respecto al año anterior son el ciclo combinado de gas natural y el fuelóleo. El descenso más acusado, con un 10%, corresponde a la generación de los ciclos combinados de gas natural, con una participación del 9,2% del total y acumulando un descenso en su producción por sexto año consecutivo. Por su parte, el fuel descendió un 4,8%, representando el 2,4% de la producción total.

Para acabar con los combustibles fósiles se destaca la mayor aportación de las centrales de carbón, con un incremento del 9,6%, representando el 16,6% del total, en parte debido a la aplicación del Real Decreto 134/2010 en el que se da preferencia el funcionamiento de las instalaciones de producción que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas.

Este año la generación nuclear prácticamente no ha variado respecto al año 2013 y ha sido la tecnología que con el 20,5% más ha producido sobre el total producido durante el año. Por su parte, las centrales hidráulicas han aumentado su producción en un 5,5% respecto al año anterior. El producible hidráulico se situó un 18% por encima del valor medio histórico y prácticamente igual al de 2013.

Todas estas cifras suponen que la generación de las instalaciones convencionales se cuantifique en 172.089 GWh y se registre una variación positiva del 1,9% respecto al ejercicio anterior.

Producción de instalaciones con régimen retributivo específico

En relación con la producción estimada del régimen retributivo específico, a finales de 2014 se cuantificó en 107.679 GWh, registrándose una disminución del 9,0% respecto al año anterior. De esa cantidad, el 72,8% corresponde a las energías renovables y los residuos y el 27,2% restante corresponde a la cogeneración y al tratamiento de residuos. Estos últimos están perdiendo peso relativo por su menor producción, registrándose una disminución del 19,1% respecto al año 2013.

Del total producido con energías renovables y residuos, 78.386 GWh, destaca un año más, la aportación de la producción eólica con 52.061 GWh que representa el 48,3% del total de producción del régimen retributivo específico, a pesar de registrar un descenso del 6,7%, ya que la eolicidad ha sido menor que el año anterior. Durante 2014, también ha disminuido la producción con biomasa en un 6,8%, y la producción solar fotovoltaica en un 1,7%. De este régimen, la única tecnología que ha incrementado su producción ha sido la solar térmica en un 11,6%.

Emisiones de CO₂

En relación con las cuestiones medioambientales, según las estimaciones de UNESA para 2014, las emisiones de CO₂ del Sector Eléctrico se han situado en 69 millones de toneladas, un valor ligeramente inferior al año anterior.

Intercambios de electricidad

Balance de Energía Eléctrica. Total España 2014

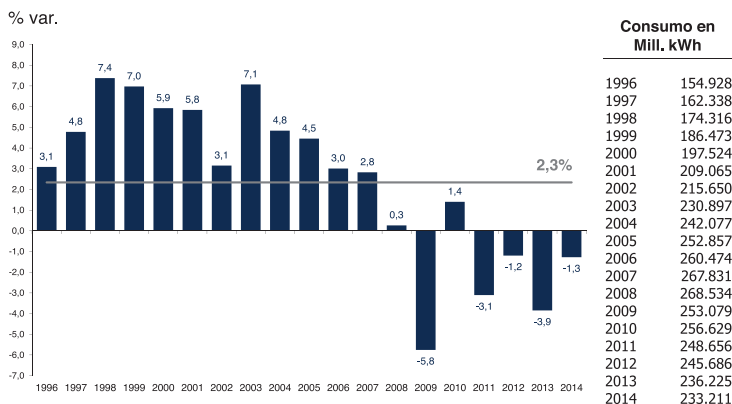
	2013	2014	% Variación (2014/2013)
PRODUCCIÓN BRUTA	287.251	279.768	-2,6
Consumos propios	11.737	11.468	-2,3
PRODUCCIÓN NETA	275.514	268.300	-2,6
Consumo en Bombeo	5.958	5.330	-10,5
Saldo Internacional	-6.732	-3.406	-49,4
ENERGÍA DISPONIBLE MERCADO	262.824	259.564	-1,2
Pérdida en Transporte y Distribución	26.599	26.353	-0,9
CONSUMO NETO	236.225	233.211	-1,3

Fuente: REE y elaboración UNESA

En cuanto a los intercambios de electricidad realizados con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos, se mantiene el saldo neto exportador de 3.406 GWh, aunque significativamente inferior en un 49,4% respecto al año 2013. Este descenso se ha debido, sobre todo, a que el saldo exportador con Portugal ha disminuido un 67,5% y el saldo importador con Francia se ha incrementado en un 108,9%. Con Marruecos y Andorra se mantienen los saldos exportadores, con variación negativa con Andorra en un 18,4% y una pequeña variación positiva con Marruecos del 8,6%. Por otro lado, si se considera como referencia la energía eléctrica disponible para el mercado, situado en 259.564 GWh en 2014, el saldo neto de intercambios representó el 1,3% de esta energía.

Consumo neto de electricidad

Evolución Consumo de Electricidad. Total España 2014



*Datos provisionales 2014
Fuente: REE y elaboración UNESA)

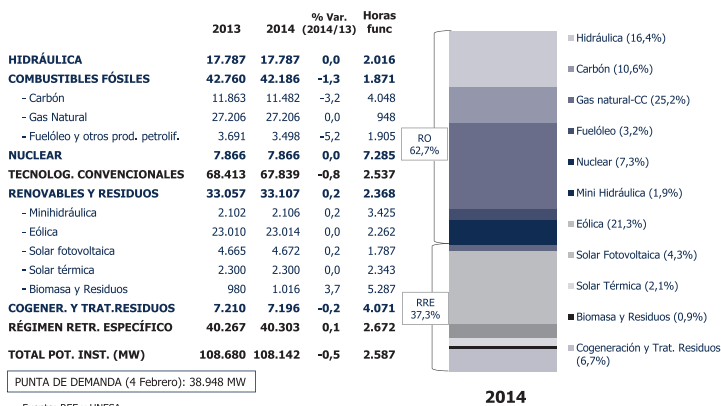
En relación con el consumo neto de electricidad en el total de España, según las estimaciones de UNESA para fin de año, se ha registrado una disminución del 1,3% alcanzando 233.211 GWh y, por tanto, se encuentra en un nivel algo superior al registrado en 2003. Esta cifra no es acorde con la situación de menor actividad económica, que en 2014 ya ha mostrado signos positivos de crecimiento.

Por otra parte, atendiendo a la evolución del mercado de electricidad en el periodo enero 2014 - diciembre 2014 en el sistema eléctrico español, de acuerdo a los datos facilitados por OMIE, el Operador del Mercado Ibérico - Polo Español S.A., para el conjunto del mercado de producción, la contratación de energía ha descendido a 239.882 GWh, lo que ha supuesto una disminución del 0,3% en energía. En cuanto a su volumen económico se ha producido una disminución del 5,2 % con respecto al periodo enero 2013 - diciembre 2013.

Respecto al precio medio horario final ponderado del periodo enero 2014-diciembre 2014 se situó en 55,00 €/MWh, lo que ha supuesto una disminución del 4,8% respecto al mismo periodo de 2013. En la formación de este precio final participan, además del precio del mercado diario, el coste de las restricciones técnicas, el mercado intradiario, los desvíos y los pagos por capacidad.

Potencia instalada

Potencia instalada. Total España 2014



La potencia instalada en España en 2014 se situó en 108.142 MW, con una disminución del 0,5% respecto al año 2013. La potencia de las instalaciones convencionales representa el 62,7% del total, mostrando un descenso de un 0,8% debido fundamentalmente a los cierres de centrales de carbón y de fuel. La potencia correspondiente al régimen retributivo específico representa el 37,3% restante y no presenta apenas variación significativa respecto al año anterior. Cabe señalar que el mayor incremento de potencia se ha registrado en la biomasa y los residuos con un 3,7. Los ciclos combinados con el 25,1% y la energía eólica con el 21,3% son las tecnologías con mayor potencia instalada en España.

En cuanto al número de horas de funcionamiento en 2014 de las centrales por tecnologías, destacan las centrales nucleares con 7.285 horas, seguidas por las centrales de biomasa y residuos y las centrales de carbón. Las centrales de gas natural han funcionado únicamente 948 horas, manteniéndose como centrales de respaldo, dado el carácter intermitente y no gestionable de buena parte de las energías renovables.

Las ampliaciones netas de potencia puestas en servicio en 2014 por las empresas de UNESA ascienden a 34,3 MW, mientras que las centrales que fueron dadas de baja alcanzaron 574,2 MW de potencia, siendo mayoritariamente centrales de carbón entre las que se encuentran la de Puertollano y la de Escucha.

ASPECTOS DESTACABLES DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS EN ESPAÑA DE LAS EMPRESAS DE UNESA DURANTE 2014

Hechos relevantes 2014

- La situación económico-financiera de las empresas de UNESA viene marcada por el impacto de la “reforma” eléctrica, que se consolida en los resultados:
 - Resultado bruto de explotación (8.428 M€) y resultado neto de explotación (4.417 M€), muy similares a los de 2013
 - Beneficio después de impuestos de unos 2.605 M€, que supone una rentabilidad sobre activos (ROA) del 3,6%, también en línea con 2013
-
- Primer año de aplicación de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico
 - Se elimina el déficit tarifario de carácter estructural
 - Saldo vivo de la deuda del déficit tarifario completamente titulado
 - Peajes de acceso ligeramente al alza y precios finales a la baja (-2,2%)

La situación económico-financiera de las empresas eléctricas de UNESA en España en 2014 ha venido marcada por el impacto que ha tenido la entrada en vigor de la nueva Ley 24/2013 del sector eléctrico, que ha coincidido con la puesta en marcha de otra serie de medidas que comprenden la llamada “reforma eléctrica” y que se ha desarrollado, en gran parte, a lo largo de este año.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) de las actividades eléctricas en España ha alcanzado una cifra de 8.428 millones de euros, un importe similar al del pasado ejercicio. Sobre él han incidido diversos factores en sentido positivo y negativo.

En sentido positivo:

- El descenso en los costes de aprovisionamientos, por la caída en los precios de las materias primas, los menores peajes y el mayor peso del componente hidráulico en el *mix* de producción;
- El esfuerzo realizado en la contención de los gastos fijos de explotación, compras de servicios y suministros externos y gastos de personal.

En sentido negativo, han repercutido sobre el EBITDA:

- La reducción de algunas retribuciones reguladas, pues el Real Decreto-ley 9/2013, que solo afectó a la segunda mitad de 2013, en 2014 ha tenido efectos durante todo el año sobre la remuneración de la distribución, sobre los pagos por capacidad o sobre los ingresos regulados de las instalaciones que producen con energías renovables;
- Un entorno operativo particularmente comprometido:
 - La demanda de electricidad continuó con la tendencia de los últimos años, descendiendo por cuarto año consecutivo y llegando a niveles próximos a los del año 2003. No obstante, 2014 mostró signos de recuperación, con algunos meses variando en positivo y con menores descensos;
 - El precio medio del pool también continuó su ciclo bajista, descendiendo en este caso por tercer año consecutivo, hasta los 42 €/MWh en el mercado diario. Además de factores coyunturales, como la situación climatológica que dominó en la primera parte del año, favorecedora de la producción hidráulica y renovable, o la caída de los precios de las materias primas en el último tercio del año, factores más estructurales, como la falta de impulso de la demanda, ayudan a explicar la caída de precios.
- La obligación de las empresas de UNESA de asumir en 2014 la mayor parte del coste del bono social, con un impacto de unos 180 millones en el resultado.

El resultado neto de explotación (EBIT), descontadas amortizaciones, provisiones y deterioros de activos, se situó en 4.417 millones de euros, similar a la de 2013. Su evolución ha sido algo más desfavorable que la del EBITDA debido al aumento de estos gastos que se explica por el reconocimiento del deterioro del valor de activos de generación y distribución.

El difícil entorno económico y las consecuencias negativas de las medidas regulatorias impuestas por el Gobierno han sido en parte contrarrestados por la mejora de la situación de los mercados financieros:

- Se ha producido un continuado descenso de las primas de riesgo de los países europeos en situación de mayor dificultad financiera, gracias al anuncio del presidente del Banco Central Europeo de su compromiso de actuar decididamente en defensa del euro;
- Las empresas de UNESA han podido aprovechar las mejores condiciones de los mercados recurriendo de manera frecuente a la realización de

emisiones de títulos de deuda que han permitido abaratar sus condiciones de coste y alargar sus vencimientos.

La colocación entre inversores institucionales de los derechos de cobro asociados al déficit de ingresos de las actividades reguladas generado en 2013 ha permitido disminuir las necesidades de financiación de las empresas. No obstante, los retrasos en la aplicación de la recaudación de los impuestos sobre la producción a la financiación de los desajustes de ingresos en 2014 representan todavía una carga innecesaria para la gestión financiera de las empresas de UNESA, así como de las otras empresas del sistema receptoras de ingresos regulados.

El beneficio después de impuestos de las actividades eléctricas realizadas en España por las empresas de UNESA en 2014 ascendió a 2.605 millones de euros.

COSTES REGULADOS DEL SISTEMA, TARIFAS DE ACCESO Y PRECIOS

Una de las principales preocupaciones sectoriales de los últimos años ha sido la existencia del déficit tarifario por la incapacidad que han tenido las tarifas de acceso de ajustarse a los costes regulados reconocidos por la Administración. Todo ello a pesar de las subidas de las tarifas de acceso que los consumidores han experimentado reiteradamente, pero que no han sido suficientes para alcanzar el nivel que evitase la aparición del déficit por el aumento significativo de algunos costes contenidos en las mismas y que, poco o nada tienen que ver con la actividad de suministro eléctrico.

Sin embargo, en 2014, y pese a no contar todavía con los resultados definitivos de la liquidación de los ingresos y costes regulados del sistema, se ha puesto fin a la aparición sistemática de estos déficits tarifarios. El ejercicio 2014, se ha caracterizado por ser el primer año en el que se ha aplicado la nueva Ley 24/2013 del sector eléctrico. Este podría ser el primer año en el que la posible aparición de un déficit tarifario responda exclusivamente a razones coyunturales y no estructurales como venía sucediendo desde 2002. Este hecho permitirá ir reduciendo paulatinamente la deuda pendiente de amortización como consecuencia de la aparición de estos déficits anuales y que todavía se sitúa por encima de los 25.000 millones de euros. Una cifra de la que ya las empresas de UNESA no tienen pendiente cantidad alguna de cobro dado que ha pasado a ser financiada íntegramente en los mercados financieros.

Del mismo modo, desde 2014 todos los agentes que participan en las actividades reguladas pasan a financiar los desajustes transitorios que se produzcan entre los ingresos y los costes regulados, de acuerdo a su participa-

ción en los costes regulados del sistema. Un modo de reparto mucho más ecuánime que no genera discriminación como lo hacía el sistema anterior.

No conviene olvidar que la consecución de este equilibrio tarifario ha sido posible gracias a las aportaciones provenientes de:

- Las medidas fiscales que obligan a las generadoras a pagar unos 3.000 millones de euros anuales, con un impacto especialmente alto en las instalaciones de generación nuclear e hidráulica;
- Las reducciones en las retribuciones tanto de actividades reguladas como liberalizadas, por un total de 4.500 millones de euros;
- La aportación de los presupuestos generales del Estado para cubrir el 50% de los sobrecostes de generación no-peninsular, por algo menos de 1.000 millones de euros;
- Y el incremento de las tarifas de acceso que pagan los consumidores por un importe de algo menos de 1.000 millones de euros.

Así pues, el principal esfuerzo ha recaído sobre los agentes del sector y, dentro de estos, las empresas de UNESA han sido las principales contribuidoras.

Una vez realizado este esfuerzo para alcanzar el equilibrio entre ingresos y costes regulados del sistema, las tarifas de acceso en 2014 que pagan los consumidores apenas han sido modificadas al alza, únicamente por el incremento del pago de las anualidades del déficit tarifario provocado en 2013, lo que para el consumidor final supuso un incremento de aproximadamente un 1% en el precio final de la electricidad. Sin embargo, a pesar de esta estabilidad en las tarifas de acceso, los precios de la electricidad han vuelto a ser protagonistas en 2014, por dos razones fundamentales: la primera es la aplicación de una nueva metodología de cálculo para el precio regulado de la electricidad, el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor o PVPC, que incluye en el precio que paga el consumidor el resultado del precio horario del mercado mayorista de electricidad y, la segunda es la revisión de la estructura de las tarifas de acceso en las que han variado los pesos relativos que tienen el componente fijo de la factura o término de potencia y el componente variable o término de energía.

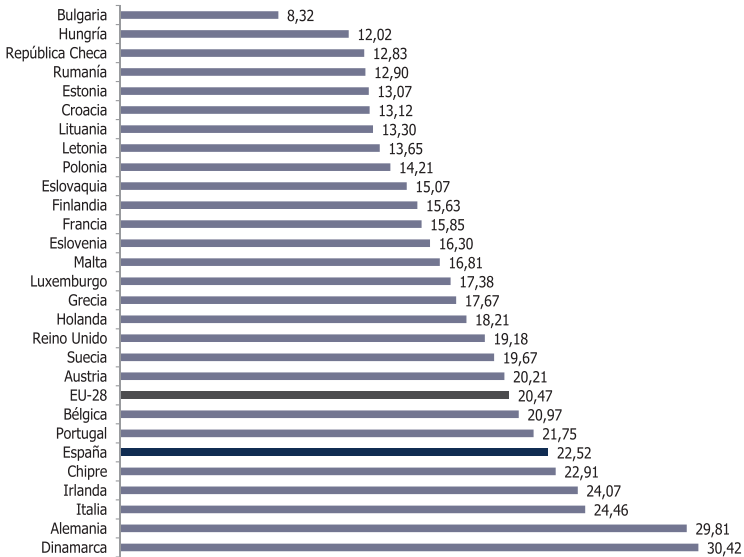
El nuevo sistema de precios horarios, en el que el precio de la electricidad cambia hora a hora, penaliza los consumos en las horas de mayor demanda y fomenta aquellos en horas de baja demanda. Además, el cambio de estructura en los pesos relativos de los componentes de las tarifas de acceso penaliza a las segundas viviendas y favorece a los hogares que hacen un uso más intensivo de la electricidad. Todo esto ha hecho que, una vez más,

la factura que pagan los consumidores, especialmente los domésticos, haya acaparado una notable atención, aunque en el cómputo del año, al margen de las subidas y bajadas puntuales que introduce el nuevo sistema, el precio de la electricidad ha bajado de media un 2,2% según nuestras estimaciones y en línea con lo que ha declarado el Ministerio de Industria.

Esta bajada en el precio se produce a pesar de que, como venimos denunciando, la factura eléctrica incluye un porcentaje muy importante de costes ajenos al suministro, resultado de incluir en el recibo políticas energéticas, sociales o medioambientales, así como una elevada carga fiscal, que hacen que la electricidad sea artificialmente cara.

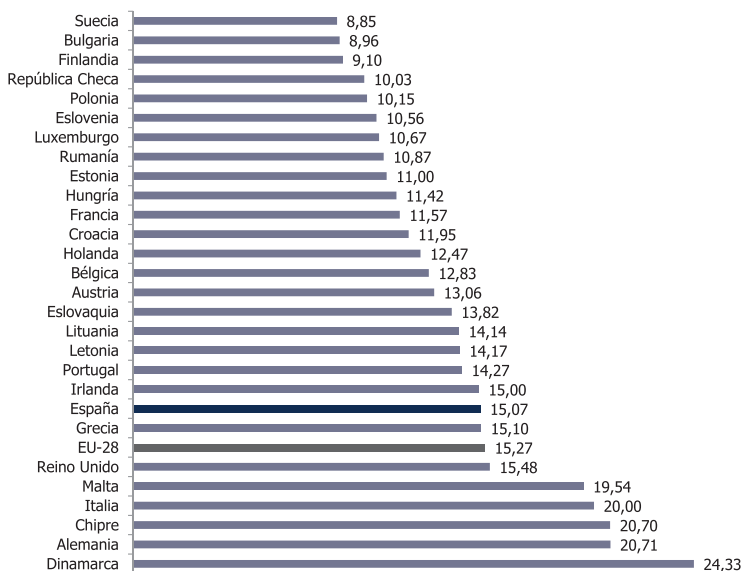
Precios de la electricidad en países de la UE para Usos Domésticos

(cent €/kWh, impuestos incluidos) Consumo anual entre 2.500 y 5.000 kWh (Primer semestre 2014) Eurostat



Precios de la electricidad en países de la UE para Usos Industriales

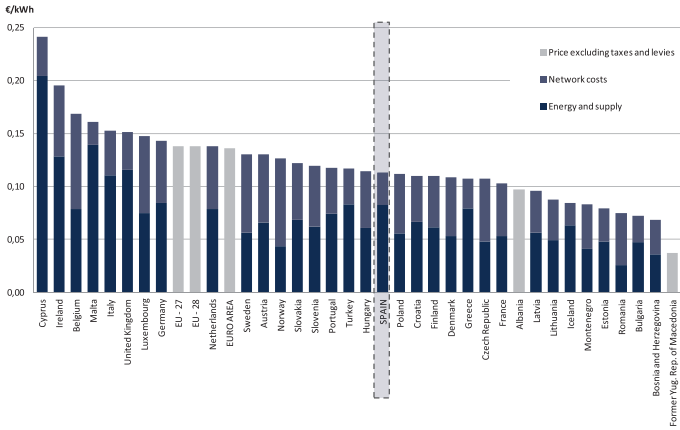
(cent €/kWh, impuestos incluidos) Consumo anual entre 500 y 2.000 MWh (Primer semestre 2014) Eurostat



Esto explica que sigamos observando 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 de servicios e industrias, se consolidan en la banda alta de los países con una fiscalidad y unos sobrecostes incluidos en el recibo que están claramente por encima de la media europea. Las consecuencias son obvias por su implicación tanto en la renta disponible de los hogares como en la competitividad de la industria y los servicios.

Comparativa de costes del suministro eléctrico en Europa

PRECIOS DE EUROSTAT CON GRAVÁMENES CORREGIDOS (EURELECTRIC)
Precios sin impuestos ni gravámenes 2012S2
Cliente doméstico DC (2.500 kWh < Consumo < 5.000 kWh)



Si excluimos impuestos y costes de política energética, y sólo comparamos los costes del suministro de energía, España sería más competitiva pasando de ocupar la 22ª posición a la 13ª en la UE

Si excluyésemos los impuestos y los costes de políticas públicas del recibo que pagan los consumidores finales, y únicamente comparásemos los costes de suministro eléctrico, España pasaría a ocupar una posición mucho más competitiva. Resulta paradójico comprobar una vez más cómo la electricidad, un servicio de interés económico general introduce una serie de cargos que se corresponden con la financiación de decisiones políticas, encareciendo artificialmente el precio final.

Perspectivas 2015

- Se congela la parte regulada del precio de la electricidad: la tarifa de acceso
- Previsión de mejora del consumo de electricidad
- Nueva interconexión con Francia: avance en la integración del MIBEL (física y operativa) con el resto de Europa
- Mejoras regulatorias propuestas desde UNESA
 - Liberalización completa del suministro: eliminación de precios regulados
 - Eliminación en el precio de los costes ajenos al suministro
 - Revisión de la fiscalidad : evitar duplicidades y medidas meramente recaudatorias
 - Impulso de las redes de distribución: retribución en valores razonables

Para 2015 se prevé que una vez alcanzado el equilibrio tarifario entre los ingresos y los costes regulados del sistema, la aportación de las anualidades no supondrá un incremento de la tarifa de acceso. Por lo que, con una expectativa razonable de recuperación de la demanda, tanto industrial como en los servicios y hogares, las tarifas de acceso permanecerán congeladas. Así pues, el recibo de la electricidad variará, al alza o a la baja, por los cambios que se produzcan en el mercado mayorista de electricidad, cambios fuertemente vinculados a la evolución del precio de los combustibles fósiles y, cada vez más, a la evolución climatológica del país, especialmente por las condiciones de viento y lluvia que se produzcan a lo largo del año.

En cuanto a la deseada interconexión del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) con Europa para que la península Ibérica deje de ser una isla eléctrica, parece que poco a poco va siendo una realidad. A finales de febrero se inauguró la nueva interconexión entre España y Francia, que estará en operación comercial en el próximo mes de junio, permitiendo duplicar la capacidad de intercambio entre ambos países, que pasará de 1.400 a 2.800 MW o, lo que es lo mismo, del 3% actual de la punta de demanda del sistema al 6%. Con esto se pone fin a 30 años en los que no se ha desarrollado ninguna interconexión con Francia y, por extensión, con los principales mercados europeos.

UNESA está convencida y comparte el objetivo de la nueva Comisión, presidida por Juncker, de que es necesario un gran acuerdo político, que obligue a los operadores a llevar a cabo las interconexiones y se agilicen los

permisos y trámites con las comunidades autónomas y los ayuntamientos. Además, es importante destacar el acuerdo alcanzado entre los operadores de transporte de España, Portugal y Francia como paso importante en el desarrollo de las interconexiones de la Península Ibérica.

Entre las mejoras regulatorias propuestas desde UNESA conviene destacar las siguientes:

- El mercado no sólo debe fijar los precios del mercado mayorista, sino que debe determinar también el precio que se cobra a los consumidores finales. Esto sólo es posible si los precios regulados vigentes en la actualidad desaparecen y todos los clientes pasan a escoger libremente a su suministrador de electricidad en función de sus necesidades y de las opciones que el mercado establezca. Una verdadera liberalización permite al consumidor escoger aquella oferta que le da más por menos precio. Adicionalmente, la progresiva instalación de contadores con telemedida y telegestión va a permitir activar toda una serie de opciones contractuales que hasta ahora no eran factibles. Sin duda, en la medida en que los consumidores valoren estas aportaciones, las ofertas disponibles en el mercado así lo recogerán.
- Reiteramos la necesidad de extraer del recibo que paga el consumidor todos aquellos costes que no están directamente relacionados con la actividad de suministro eléctrico, así como de buscar formas de financiación para los mismos que no penalicen a la electricidad. De la misma forma que creemos que la financiación por parte de las empresas de UNESA del bono social es una práctica que se aleja del objeto de la actividad y se superpone con las obligaciones de las administraciones públicas.
- En materia de fiscalidad seguimos encontrando la existencia de figuras impositivas que son poco o nada coherentes con la propia esencia que las define. Así, por un lado encontramos una doble imposición en algunos de los tributos que pagan las empresas del sector, replicados en el ámbito local y autonómico, del mismo modo que encontramos tributos con fines meramente recaudatorios y alejados de los principios medioambientales que los sustentan. Esta política fiscal aleja a las regiones de las inversiones que generan riqueza y empleo y, a su vez, encarece el suministro en el resto del país. Por lo que una fiscalidad coherente y acorde con los hechos gravables es un elemento esencial en la sostenibilidad del sector y de las actividades que lo forman.
- Finalmente, uno de los grandes retos en el medio y largo plazo es el impulso para la modernización y mejora de las redes de distribución de electricidad que permita avanzar hacia la “ciudad inteligente”. Esto no sólo permitirá la creación de empleo estable y sostenible en el ámbito

local, sino que puede representar una palanca de cambio para la economía en su conjunto a través del cambio tecnológico que posibilita. Pero, para ello es imprescindible que la retribución de la distribución se sitúe en unos valores razonables para poder fomentar el correcto desarrollo de las redes y que, de esta forma, faciliten la implantación de nuevos avances.

Energías Renovables y Eficiencia Energética

Luis Ciro Pérez Fernández

Jefe del Departamento de Coordinación
y Apoyo a Energías Renovables
INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN
Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE)



Quiero dar las gracias al Club Español de la Energía por invitar al IDAE, como en años anteriores, a participar en esta interesante jornada y a todos ustedes por asistir a ella. Para hacer un balance de las energías renovables durante 2014 y de sus perspectivas de evolución durante 2015, hay que hacer referencia en primer lugar al cambio que se ha producido en el marco regulatorio que afecta a la generación de electricidad con estas fuentes.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, inició el cambio del marco legal que regula la generación de electricidad con energías renovables, cogeneración y residuos, modificando la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para introducir los principios sobre los que se articularía el nuevo régimen jurídico y económico para esas instalaciones y habilitando al Gobierno para aprobar dicho régimen, a la vez que se concretaba la plasmación normativa del concepto de rentabilidad razonable.

Así, el Real Decreto-ley 9/2013 sustituye el anterior sistema de primas y tarifas reguladas a la generación de electricidad con energías renovables, cogeneración y residuos, por un sistema basado en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, complementada, en su caso, por una retribución específica adicional compuesta por un término por unidad de potencia instalada, denominada retribución a la inversión (Rinv), que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y un término a la operación, denominado retribución a la operación (Ro) que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo.

Cambio del marco regulatorio de la generación de electricidad con energías renovables, cogeneración y residuos

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

LEY 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

REAL DECRETO 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

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

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, integra los principios enunciados en el Real Decreto-ley 9/2013, sobre los que se articula el nuevo marco, que se desarrolla en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El nuevo régimen retributivo se basa en la asignación de una rentabilidad razonable a las distintas instalaciones afectadas, para lo que se define como una empresa eficiente y bien gestionada. Dicha rentabilidad razonable se asocia con la de las obligaciones del estado a diez años más 300 puntos básicos, lo que actualmente se sitúa en el entorno del 7,5%.

De esta forma, el nuevo marco retributivo se sustenta en la participación en el mercado y la asignación, en su caso, de una retribución específica que le permita a las instalaciones competir en igualdad de condiciones con el resto de las tecnologías.

Nuevo régimen retributivo: rentabilidad razonable para una empresa eficiente y bien gestionada

- Se garantiza una **rentabilidad razonable** basada en las Obligaciones del Tesoro a 10 años más 300 puntos básicos a lo largo de su **vida útil regulatoria** (actualmente en el entorno del 7,5%).
- Se basa en la participación en el mercado + retribución específica para competir en igualdad con el resto de tecnologías
- Por consiguiente, **se da continuidad al concepto de rentabilidad razonable** ya recogido para las instalaciones del antiguo régimen especial en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.
- La nueva **Ley 24/2013** del Sector Eléctrico ha fijado, para el primer periodo regulatorio, el valor sobre el que girará dicha rentabilidad razonable así como los criterios de su revisión.

Por consiguiente, el nuevo marco pretende dar continuidad al concepto de rentabilidad razonable y la nueva Ley del Sector Eléctrico fija el valor sobre el que girará esa rentabilidad razonable durante el primer periodo regulatorio que finaliza en 2019.

Por su parte, la Orden IET/1045/2014, establece los parámetros retributivos para el primer semiperiodo regulatorio (el comprendido entre la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el 31 de diciembre de 2016), de las instalaciones tipo correspondientes a dos grupos de instalaciones contemplados en el ámbito de aplicación de la orden (artículo 2): las instalaciones con derecho a percepción del régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013 (artículo 2.1), y las instalaciones a las que se conceda el régimen retributivo específico en virtud de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014 (artículo 2.2).

Orden IET/1045/2014, de parámetros retributivos: instalaciones tipo y vida regulatoria

Instalaciones tipo

• Se establece la **equivalencia entre las categorías grupos y subgrupos definidos con anterioridad y las nuevas categorías, grupos y subgrupos establecidas en el nuevo régimen.**

• Se han establecido **unas 1.500 instalaciones tipo** para recoger la casuística existente por cada tecnología, potencia, año de puesta en marcha, combustible empleado, sistema eléctrico y otras características técnicas

Vida útil regulatoria

• Se ha establecido una vida útil regulatoria para cada tecnología que no podrá en ningún caso ser revisada una vez asignada a cada instalación

TECNOLOGÍA	Vida útil regulatoria (años)	Nº instalaciones tipo
Cogeneración	25	479
Fotovoltaica	30	578
Termosolar	25	20
Eólica	20	46
Hidroeléctricas*	25	158
Biomasa	25	48
Biogás	25	66
Residuos	25	100
TOTAL		1.495

* Incluye 2 de energías del mar

Así mismo, se fija en la orden la equivalencia entre las categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, y las nuevas categorías, grupos y subgrupos establecidos en el citado real decreto, fijando para cada uno de estos últimos las diferentes instalaciones tipo (IT) y sus códigos correspondientes a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable.

La Orden IET/1045/2014 ha definido 1495 instalaciones tipo¹ (IT-00001, IT-00002, ...) diferentes, cada una de las cuales lleva asociado un conjunto de parámetros retributivos.

A su vez, la orden fija una vida útil regulatoria, durante la que se podrá percibir, en su caso, la retribución específica adicional. Esa vida útil regulatoria, que una vez asignada no puede ser revisada, se sitúa en 25 años para todas las tecnologías, salvo para la solar fotovoltaica, que se ha fijado en 30 años, y para la energía eólica, establecida en 20 años.

Finalmente, en la orden se completan los criterios para el cálculo de la retribución de las instalaciones híbridas definidas en el artículo 4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, de conformidad con el artículo 25 del referido real decreto.

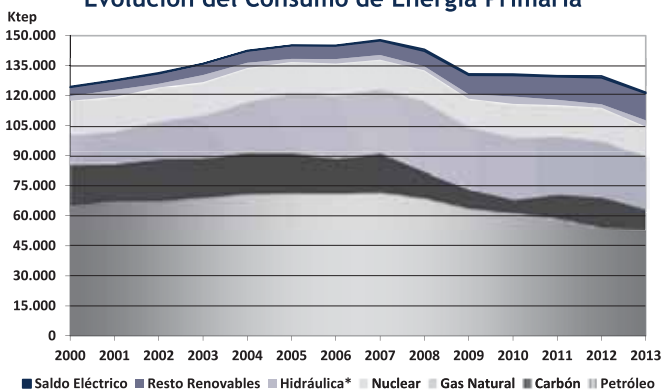
¹ Adicionalmente a esas instalaciones tipo se han definido otras 472 instalaciones tipo, de las cuales 440 corresponden a instalaciones de cogeneración y 32 a instalaciones de tratamiento de residuos. Estas instalaciones tipo están asociadas al subgrupo a.1.3 que acoge a las cogeneraciones que utilizan gas natural o derivados del petróleo cuando no cumplan los límites de consumo establecidos para los subgrupos a.1.1 ó a.1.2.

Resultados 2014: Consumo de energía y producción de electricidad

En cuanto a los resultados energéticos durante el pasado año, el consumo de energía primaria se redujo en España un 1,8% en 2014 con respecto al año precedente, continuando así con la tendencia que se viene registrando desde el año 2008 en nuestro país, cuando se produjo la inflexión en la evolución de un consumo que se venía incrementando de forma sostenida y significativa desde hacía más de dos décadas.

RESULTADOS 2014

Evolución del Consumo de Energía Primaria



- **Consumo Energía Primaria 2014:** 118.234 ktep
- ▼ - 1,8% respecto a 2013
- **Consumo Renovables 2014:** 17.096 ktep
- ▼ - 1,2% respecto a 2013

Contribución Renovables al Consumo Final Bruto de Energía (Directiva 2009/28, de Energías Renovables): ≈ 15,9% (*)

(*): sin considerar biocarburantes

Nota: Datos provisionales

Las medidas de eficiencia energética, los precios del petróleo y la crisis económica han contribuido a la disminución, no sólo del consumo de energía, sino también de la intensidad energética.

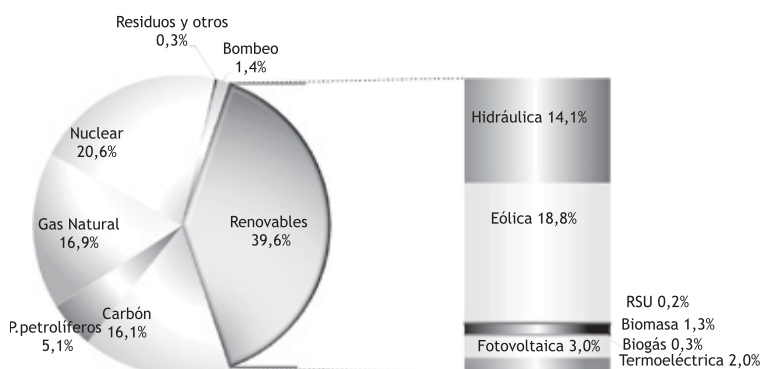
Por lo que se refiere a las energías renovables, también se redujo en 2014 su consumo en términos de energía primaria. En este caso, un 1,2% con respecto a 2013.

Ahora bien, de acuerdo con la metodología establecida en la Directiva de Energías Renovables, la contribución de estas fuentes al consumo final bruto de energía representó en 2014 el 15,9%, sin incluir los biocarburantes², cuyo consumo representa otro 1,2%.

2 Pendiente de cambio normativo que verifique su sostenibilidad.

Y por lo que respecta a la generación de electricidad, las fuentes de energía renovables aumentaron su contribución en 2014, mientras la producción bruta de electricidad se redujo durante ese año con respecto a 2013. El gráfico siguiente muestra la aportación de cada una de las fuentes a la generación de electricidad durante el pasado año.

ELECTRICIDAD: RESULTADOS 2014



- En 2014, la generación de electricidad con renovables ascendió a 109.960 GWh, cerca de 1.300 GWh más que en 2013. A su vez, la producción bruta de electricidad en 2014 ha sido algo inferior a la de 2013.
- Contribución Renovables al mix de generación cercana al 40%

Nota: Datos provisionales

Cabe destacar la importancia de la generación eléctrica que, durante 2014, tuvo su origen en fuentes de energía renovables, hasta alcanzar en ese año cerca del 40% de la producción bruta de electricidad, superando la elevada contribución del año anterior y más de diez puntos porcentuales por encima de la contribución de estas fuentes en el año 2012.

RESULTADOS POR TECNOLOGÍAS

A continuación se describe la situación actual y la evolución registrada por las diferentes tecnologías renovables en España hasta finales de 2014.

Sector eólico

Se trata de un sector con una importante implantación en España, tanto por su capacidad instalada y por su producción, como por su contribución al tejido industrial de nuestro país.

Como ha ocurrido en el resto de tecnologías, el aumento de la capacidad instalada durante el pasado año ha sido muy limitado, como consecuencia de la moratoria establecida en 2012³.

En el caso de la energía eólica, durante 2014 se ha registrado un incremento de la potencia instalada de 16 MW, la mayor parte de ellos correspondientes a una instalación, la primera que se pone en marcha en España sin régimen retributivo específico adicional al del mercado.

SECTOR EÓLICO

Potencia

- Acumulado 2014: **22.974 MW**
- Incremento (2014/13): **16 MW**

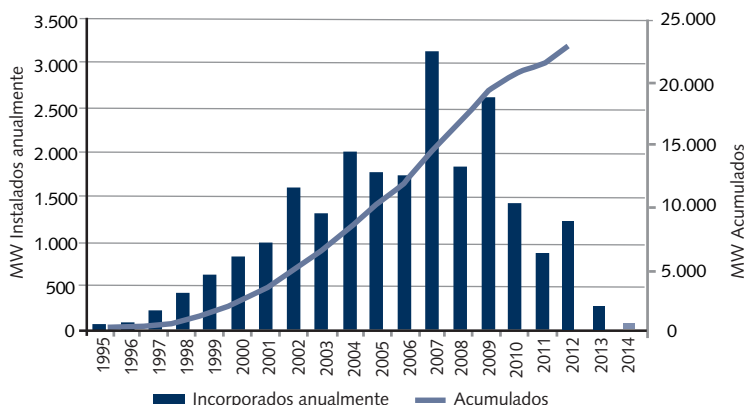
Cobertura

- Demanda eléctrica \approx **18,8 %** (2014)
- Energía primaria \approx **3,8 %** (2014)

Ratio Producción/Capacidad

- **2.275 h/año** (2014)

Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE. Datos 2013 provisionales.

Nota: No incluye las instalaciones eólicas aisladas de red.

³ 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 generación de electricidad con energía eólica representó durante el pasado año cerca del 19% de la demanda eléctrica nacional y contribuyó con el 3,8% al consumo de energía primaria de nuestro país, con un funcionamiento medio del parque eólico del orden de las 2.275 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 y en ciertas áreas del sistema peninsular.

Sector biomasa, biogás y residuos (usos eléctricos)

Considerado en su conjunto, a finales de 2014 el sector de biomasa, biogás y residuos para generación de electricidad disponía de una potencia total acumulada en España de 1.126 MW, con una disminución de la capacidad de 29 MW con respecto al año anterior, y su producción eléctrica representó el 1,8% de la demanda eléctrica nacional.

SECTOR BIOMASA, BIOGÁS Y RESIDUOS (Usos eléctricos)

Potencia

- Acumulado 2014: 1.126 MW
- Incremento (2014/13): -29 MW

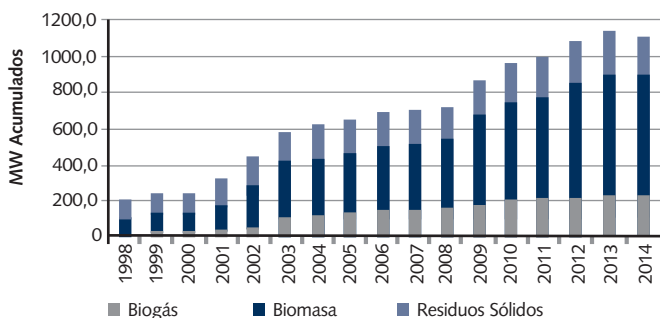
Cobertura

- Demanda eléctrica: 1,8 % (2014)

Ratio Producción/Capacidad

- 4.408 h/año (2014)

Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE

Cuando se analizan los datos de este sector, es obligado recordar que aunque su contribución a la cobertura de la demanda eléctrica es moderada en nuestro país, el sector tiene una importancia cualitativa mucho mayor que la que se desprende de su actual aportación cuantitativa, y ello por varios

motivos, algunos de los cuales trascienden el ámbito de la energía, como su repercusión en la generación de empleo y en la fijación de población en zonas rurales, o el hecho de que represente un aliado indispensable de la política medioambiental. Desde el punto de vista energético, 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.

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

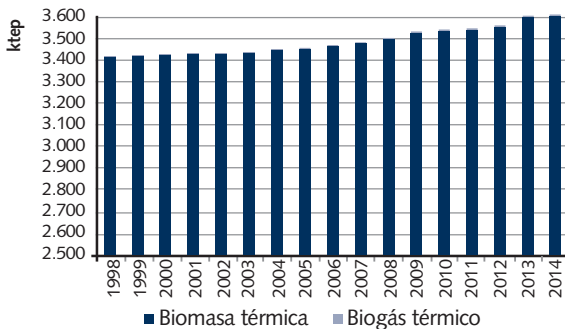
Sector biomasa, biogás y residuos (usos térmicos)

Por lo que se refiere a sus usos térmicos, la biomasa, biogás y residuos alcanzaron un consumo de 3.430 ktep en 2014 —sin incluir el calor de la cogeneración—, contabilizándose una ligera disminución con respecto al consumo de 2013. En total, el 4,1% de la demanda de energía final se cubrió el pasado año con estos recursos.

SECTOR BIOMASA, BIOGÁS (Usos térmicos)

- Consumo
 - Acumulado 2014: **3.430 ktep**
 - Incremento (2014/13): **-11 ktep**
- Cobertura
 - Energía final: **4,1 % (2014)**

Evolución del consumo



Fuente: BDFER/IDAE

Nota: No incluye el calor útil de la cogeneración

Durante los últimos años, el IDAE ha puesto en marcha programas como el BIOMCASA, o el Programa GIT para grandes instalaciones, para promover los usos térmicos de estas fuentes en edificios a través de empresas de servicios energéticos (ESE's).

Así mismo, como continuación de los anteriores programas PAREER, el IDAE ha puesto en marcha durante 2015 el Programa PAREER-CRECE,

con el fin de incentivar y promover la realización de actuaciones de reforma que favorezcan el ahorro energético, la mejora de la eficiencia energética, el aprovechamiento de las energías renovables y la reducción de emisiones de dióxido de carbono, en los edificios existentes. La sustitución de energía convencional por biomasa en las instalaciones térmicas, es una de las actuaciones previstas en el programa.

Sector biocarburantes

A finales de 2014, la capacidad de producción de biocarburantes en nuestro país se elevaba a 4.767 ktep, con un incremento con respecto al año anterior de 218 ktep.

Como ocurre en otras áreas, el gráfico muestra, en este caso desde el año 2000, la evolución registrada de los incrementos anuales de capacidad, así como de la capacidad total acumulada en cada año.

SECTOR BIOCARBURANTES

Capacidad

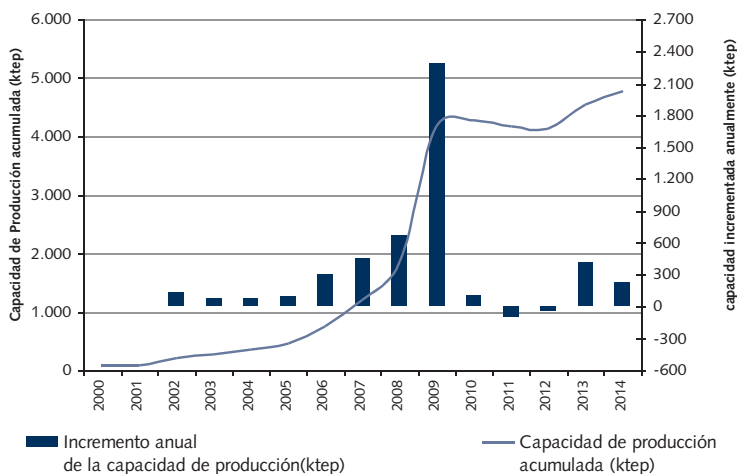
- Cap. acumulada 2014: **4.767 ktep (48.093 GWh)**
- Incremento (2014/13): **218 ktep**

Consumo

- Consumo 2014: **969 ktep**

Evolución de la capacidad instalada

Biocarburantes: capacidad de producción instalada en España (Ktep)



En cuanto al consumo de biocarburantes en España durante 2014, representó cerca de un millón de toneladas equivalentes de petróleo.

Sector solar térmico

La energía solar térmica alcanzó en 2014 una superficie total instalada del orden de 3.343.000 m², con un aumento con respecto a 2013 de unos 255.000 m².

Tras el año 2008, en que se alcanzó el máximo de superficie instalada en un año, hasta 2013 se habían venido registrando disminuciones en los incrementos anuales de superficie solar, tendencia que se modificó ligeramente durante el pasado año.

En cuanto a la aportación de esta fuente al consumo de energía, la producción térmica de energía solar supuso en 2014 el 0,3% del consumo de energía final y el 0,2% del consumo de energía primaria.

SECTOR SOLAR TÉRMICA

Superficie

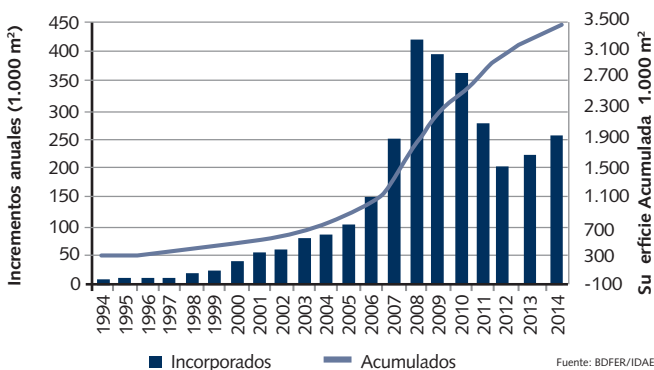
- Acumulado 2014: **3.343.000 m²**
- Incremento (2014/13): **255.090 m²**

Cobertura

- Energía final: **0,3%** (2014)
- Energía primaria: **0,2%** (2014)

Evolución de la superficie instalada en 10³ m²

Biocarburantes: capacidad de producción instalada en España (Ktep)



De forma análoga a lo que ocurrió en el sector de la biomasa con el Programa BIOMCASA, el IDAE puso en marcha el Programa SOLCASA, destinado a impulsar los usos térmicos de la energía solar en edificios a través de empresas de servicios energéticos (ESE's),

El fomento de este tipo de energía en los sectores industrial (en aplicaciones de media y alta temperatura con concentración), y servicios (para climatización), sigue figurando entre los retos del sector.

Sector solar fotovoltaico

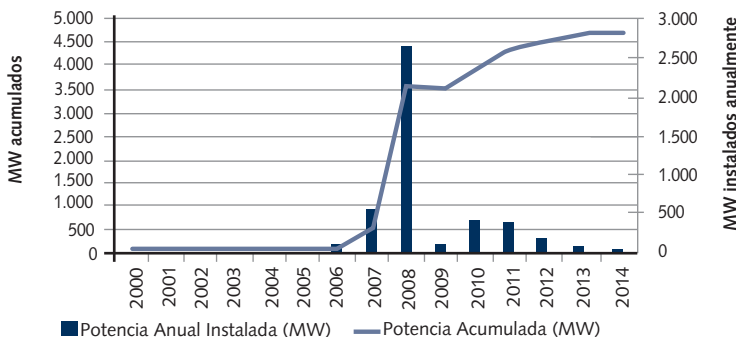
El sector fotovoltaico, que a mediados de la pasada década apenas había despegado en España, experimentó un fortísimo crecimiento de su capacidad instalada durante 2008, año en el que se instaló más de la mitad de la potencia total acumulada hasta la fecha. A finales de 2014, la potencia acumulada en ascendía en España a 4.772 MW, con un incremento de 6,2 MW con respecto a 2013.

Los cambios en la regulación del sector introducidos a partir del Real Decreto 1578/2008 y, posteriormente, la moratoria establecida por el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, han tenido su reflejo en la evolución de la potencia instalada que se recoge en el gráfico de este sector.

SECTOR SOLAR FOTOVOLTAICO

- | | |
|---|--|
| <p>Potencia</p> <ul style="list-style-type: none"> • Acumulada 2014: 4.772 MW • Incremento (2014/13): 6,2 MW | <p>Cobertura</p> <ul style="list-style-type: none"> • Demanda eléctrica: 3,0 % (2014) • Energía primaria: 0,6% (2014) |
|---|--|
- Ratio Producción/Capacidad**
- **1.718 h/año (2014)**

Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE

El sector fotovoltaico 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. Lamen-

tablemente, el grueso de la potencia fotovoltaica instalada en España se produjo en momentos en que los costes de esta tecnología eran aún muy elevados.

La generación de electricidad con esta fuente durante el pasado año cubrió el 3% de la demanda eléctrica nacional y representó un 0,6% del consumo de energía primaria.

Sector solar termoeléctrico

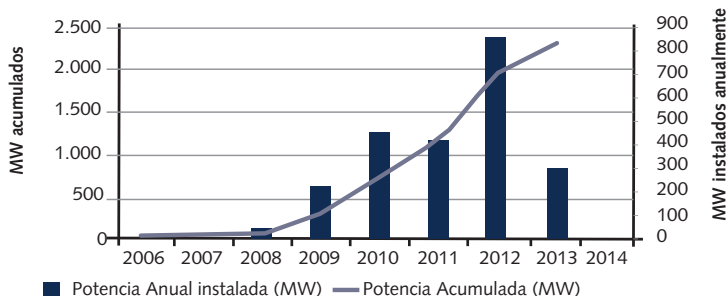
El sector solar termoeléctrico, tras un fuerte crecimiento de su potencia instalada en 2012, con alrededor de 850 MW nuevos, y un menor crecimiento en 2013, no ha experimentado variación de capacidad durante el año 2014, y cuenta con una potencia total a finales de ese año que ascendía a 2.250 MW.

SECTOR SOLAR TERMOELÉCTRICO

- | | |
|---|--|
| <p>Potencia</p> <ul style="list-style-type: none"> • Acumulada 2014: 2.250 MW • Incremento (2014/13): – | <p>Cobertura</p> <ul style="list-style-type: none"> • Demanda eléctrica: 2 % (2014) • Energía primaria: 1,8% (2014) |
|---|--|

Ratio Producción/Capacidad
• 2.425 h/año (2014)

Evolución de la capacidad instalada



Fuente: BDFER/IDAE

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 hidráulico

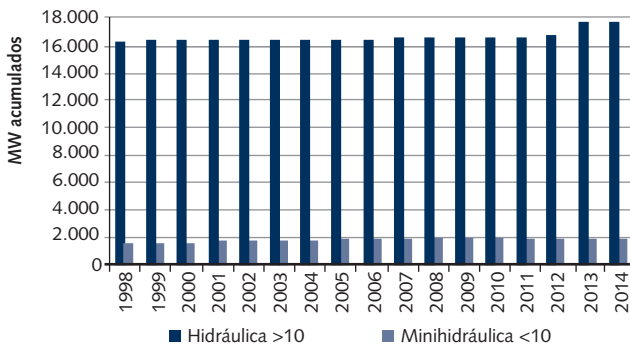
El sector hidroeléctrico tiene una larga tradición y no sólo en el ámbito de las energías renovables, en el que junto a los usos tradicionales de la biomasa, representaba a comienzos del presente siglo la mayor parte de la contribución de las fuentes renovables al abastecimiento energético de nuestro país, ya que el resto de energías renovables en su conjunto habían experimentado hasta entonces un discreto desarrollo. También ha sido un sector clave por su aportación a la generación de electricidad durante el siglo XX.

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.

SECTOR HIDRÁULICO Y MINIHIDRÁULICO

- | | |
|--|--|
| <p>Potencia</p> <ul style="list-style-type: none"> • Acumulada 2014: 18.801 MW • Incremento (2014/13): - | <p>Cobertura</p> <ul style="list-style-type: none"> • Demanda eléctrica: 14,1 % (2014) • Energía primaria: 2,8 % (2014) |
|--|--|
- Ratio Producción/Capacidad**
- **2.079 h/año** (2014)

Evolución de la capacidad instalada



A finales de 2014, la potencia total acumulada del sector hidroeléctrico en España era del orden de 18.800 MW, y su producción, exceptuada la procedente de centrales de bombeo, supuso el 14,1% de la demanda nacional de electricidad y el 2,8% de nuestro consumo de energía primaria.

Durante 2014 se puso en marcha un innovador proyecto: la central hidroeléctrica de El Hierro, con el objetivo de maximizar la generación de electricidad de origen renovable en esa isla.

Sector geotérmico

En cuanto al sector geotérmico, el gráfico refleja cómo ha ido evolucionando el sector desde 1998 y 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 2014, alcanzó una producción de 19,7 ktep y una cobertura del consumo de energía final del 0,02%.

SECTOR GEOTÉRMICO

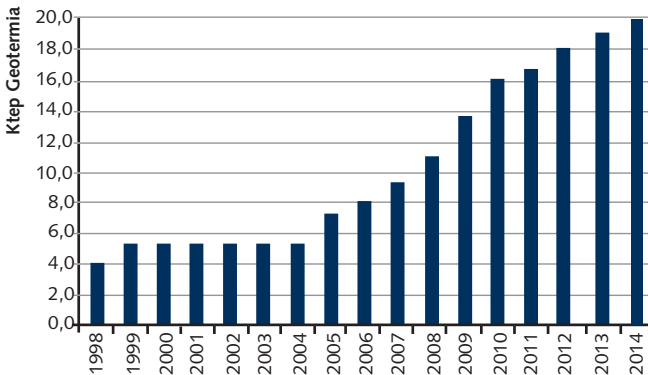
Producción

- Prod. Térmica 2014: **19,7 ktep**
- Incremento (2014/13): **1,6 ktep**

Cobertura

- Energía final: **0,02 % (2014)**
- Energía primaria: **0,02 % (2014)**

Evolución de la capacidad instalada Producción térmica con geotermia



La energía geotérmica de baja temperatura tiene un creciente tejido empresarial, apoyado por programas como GEOTCASA, que puso en marcha 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.

Por su parte, el Programa PAREER-CRECE, puesto en marcha por el IDAE en el año 2015, prevé, entre sus actuaciones, la sustitución de energía convencional por energía geotérmica en las instalaciones térmicas.

Perspectivas

En cuanto a las perspectivas de las energías renovables, en el contexto de la reforma del marco legal de generación de electricidad anteriormente comentada, hay que hacer referencia, por un lado, al mantenimiento del compromiso de llamado 20-20-20 para el año 2020 con la Unión Europea⁴.

Por lo que se refiere a los objetivos establecidos por la Directiva de Energías Renovables y tal como ya se ha señalado, la aportación de estas fuentes al consumo final bruto de energía ascendió en 2014 al 15,9%, sin contabilizar los biocarburantes, cuyo consumo representó otro 1,2% y están pendientes de la modificación normativa que verifique su sostenibilidad. El porcentaje de energías renovables a finales del pasado año supera, como en años anteriores, la senda indicativa que fija la Directiva de Energías Renovables para los periodos intermedios hacia el objetivo del 20% en el año 2020.

PERSPECTIVAS 2015

- Mantenimiento del compromiso 20-20-20 con la Unión Europea

- **Directiva de Energías Renovables:** 20% de la energía final bruta procedente de fuentes renovables en 2020. En 2013 este valor es \approx 15,9%

- **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

- Mayor utilización de fuentes renovables para generación de electricidad en sistemas extrapeninsulares



⁴ Objetivos de mejora de la eficiencia energética, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y contribución de las fuentes renovables al consumo final bruto de energía.

El apoyo a las energías renovables se enmarca en el proceso de la 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.

En cuanto a los usos eléctricos, cabe esperar una mayor utilización de las fuentes renovables para generación de electricidad en los sistemas extra-peninsulares, en los que energías como la eólica y la solar fotovoltaica encuentran ventajas competitivas con respecto a la generación eléctrica convencional.



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



9 788460 698791

PVP: 20 €