



INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

Nº 76

Fecha de publicación: 16 de julio de 2014

Con la colaboración de



El presente informe contiene previsiones sobre la evolución de los precios del mercado diario en el horizonte de un año, realizadas por Intermoney Energía (www.imenergia.com) a partir de las hipótesis y variables de entrada que se mencionan en el informe y en base a sus propios modelos predictivos



CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	3
2. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN	4
3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA	15
4. PREVISIÓN DEL TRIMESTRE ANTERIOR.....	22
5. PREVISIÓN PARA EL MES EN CURSO Y SIGUIENTE	23
6. PREVISIÓN TRIMESTRAL PARA EL AÑO MÓVIL	25
ANEXO 1. METODOLOGÍA	29
ANEXO 2. HIPÓTESIS ASUMIDAS.....	30

1. RESUMEN EJECUTIVO

La eólica ha aportado el 15,7% de la generación total en el mes de junio 2014, frente al 18,7% del mismo mes del año anterior. Durante el periodo acumulado, la eólica ha supuesto un 22,3% del total de la generación, frente al 22,4% del mismo periodo del 2013, lo que convierte a la eólica en la primera tecnología de producción.

La demanda de energía eléctrica, una vez descontados los efectos de laboralidad y temperatura no ha variado en junio 2014 respecto a junio 2013. Durante el periodo acumulado hasta el mes de junio, en términos netos, es decir, descontando los efectos de laboralidad y temperatura, el consumo eléctrico se ha sido un 0,1% mayor que el año anterior.

El precio medio aritmético del mercado diario ha aumentado en el mes de junio 2014, siendo 50,95 €/MWh, un 20% superior que el del mes anterior (42,41 €/MWh). El precio medio aritmético del periodo acumulado hasta junio 2014 se ha situado en 33,06 €/MWh, frente al promedio de 37,29 €/MWh del mismo periodo 2013.

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de agosto 2014 han disminuido respecto a los indicados en el informe anterior, actualmente se sitúan en torno a 48,90 €/MWh para el carga base y en 54,08 €/MWh para el carga punta.

	jun-14	jun-13	Variación (%)	ene-jun 2014	ene-jun 2013	Variación 2014/2013
Precio MD (€/MWh)	50,95	40,87	24,7%	33,06	37,29	-11,3%
Hidráulica (GWh)	2.199	2.794	-21,3%	23.563	21.356	10,3%
Nuclear (GWh)	3.597	4.517	-20,4%	28.594	28.206	1,4%
Carbón (GWh)	5.299	2.662	99,1%	14.363	12.701	13,1%
Ciclo combinado (GWh)	1.796	1.419	26,6%	8.817	10.516	-16,2%
Consumos en generación (GWh) ⁽¹⁾	-568	-455	24,8%	-2.735	-2.621	4,3%
EÓLICA (GWh)	3.285	3.827	-14,2%	28.829	29.538	-2,4%
% sobre la generación total	15,7%	18,7%		22,3%	22,4%	
Factor de capacidad (%)	20,1%	23,5%		29,0%	29,9%	
Resto Hidráulica (GWh)	517	659	-21,5%	4.235	4.481	-5,5%
Solar PV (GWh)	878	885	-0,8%	3.940	3.894	1,2%
Solar térmica (GWh)	715	647	10,5%	2.445	1.889	29,4%
Térmica renovable (GWh)	406	392	3,6%	2.272	2.555	-11,1%
Cogeneración y resto (GWh)	2.181	2.651	-17,7%	12.444	16.825	-26,0%
Consumos en bombeo (GWh)	-367	-385	-4,7%	-3.325	-4.024	-17,4%
Enlace Península-Baleares (GWh) ⁽²⁾	-125	-113		-565	-569	-0,7%
Intercambios internacionales (GWh) ⁽³⁾	-292	-359	-18,7%	-1.889	-2.338	-19,2%
DEMANDA DE TRANSPORTE (b.c.) (GWh)	19.521	19.141	2,0%	120.988	122.409	-1,2%

Fuente: Datos REE, OMIE y elaboración AEE

(1) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel+gas y ciclo combinado.

(2) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012

(3) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador

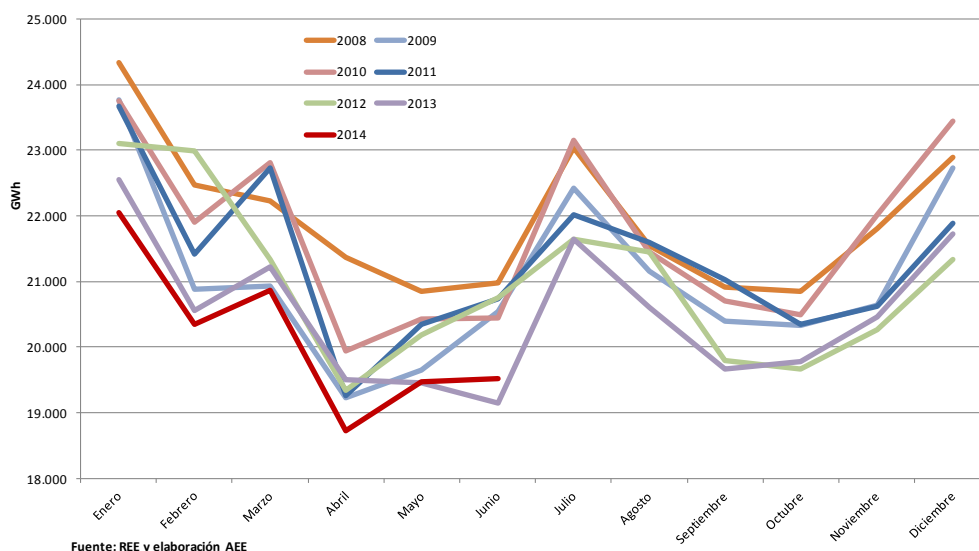
2. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN

La demanda bruta se ha situado en 19.523 GWh, un 2% más que la del mismo mes del 2013, una vez descontados los efectos de laboralidad y temperaturas, la demanda de energía eléctrica se ha mantenido en los mismos niveles que el año anterior.

Durante el periodo acumulado hasta el mes de junio, la demanda de transporte en barras de central se ha situado un 1,2% por debajo de la del mismo periodo del 2013. En términos netos, es decir, descontando los efectos de laboralidad y temperatura, el consumo eléctrico se ha situado un 0,1% por encima del año anterior.

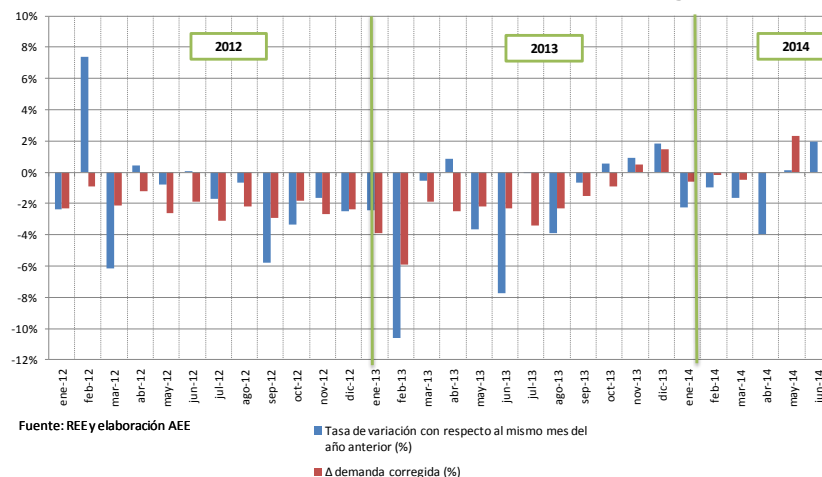
En el año móvil la demanda de transporte se ha situado en 244.887 GWh, un 0,7% inferior que la del mismo año móvil anterior, y un 0,5% inferior si corregimos los efectos de laboralidad y temperatura.

Gráfico 01. Demanda mensual de transporte de energía eléctrica en b.c. 2008-2014



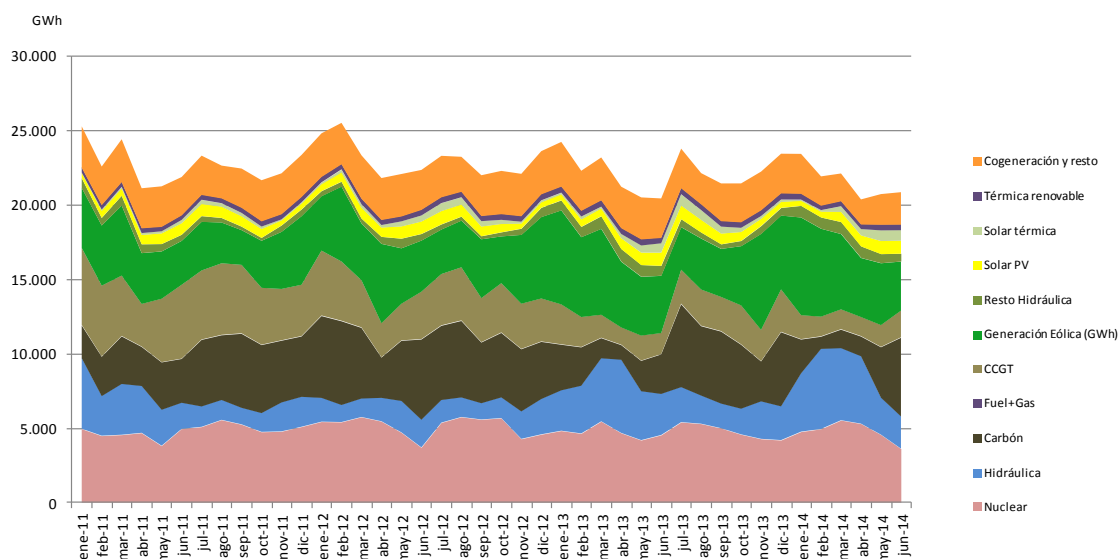
En el siguiente gráfico se representa la variación mensual de la demanda de energía eléctrica, en términos brutos (barras azules) y la variación del consumo eléctrico corregido por los efectos de laboralidad y temperatura (barras rojas).

Gráfico 02. Variación mensual de la demanda de energía eléctrica. 2012-2014



En el siguiente gráfico se representa la evolución mensual de la generación según las distintas tecnologías, en GWh.

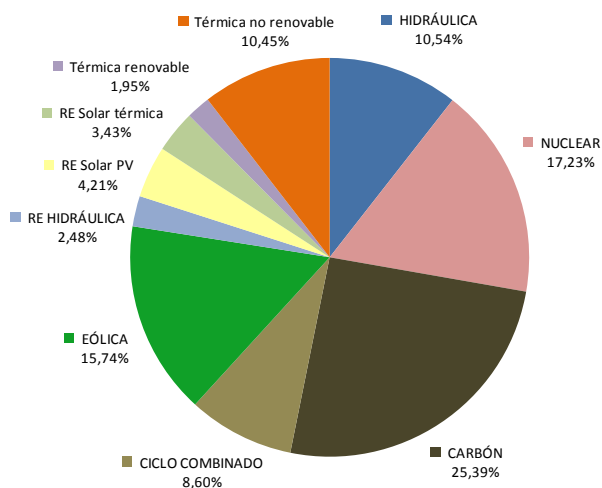
Gráfico 03. Evolución mensual de la generación por tecnologías en GWh. 2011-2014



Fuente: REE y elaboración AEE

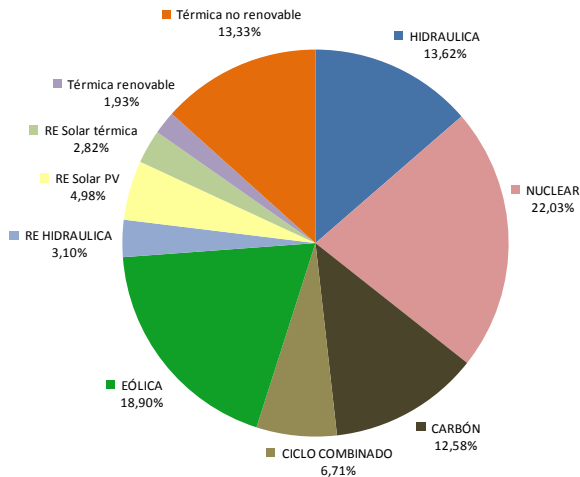
En el mes de junio el carbón ha aportado prácticamente un 25% de la generación total, siendo la primera tecnología de generación, seguida por la nuclear con más de un 17% de la producción total de dicho mes. La eólica ha disminuido su aportación situándose en tercera posición con un 15,7%. Por su parte, la hidráulica ha producido un 21,3% menos que el mismo mes del año 2013 y por tanto su aportación ha sido significativamente inferior.

Gráfico 04. Estructura de generación. Junio 2014



Fuente: REE y elaboración AEE

Gráfico 05. Estructura de generación. Junio 2013



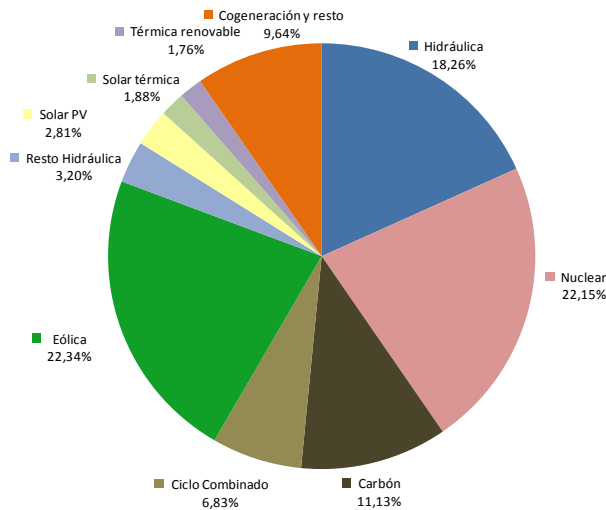
Fuente: REE y elaboración AEE

En el periodo acumulado durante primer semestre del año, la eólica se mantiene como primera tecnología de generación, con una aportación de un 22,34% del total, seguida

muy de cerca por la nuclear con un 22,15%. La hidráulica es la tercera tecnología en cuanto a generación con un 18% en este periodo acumulado.

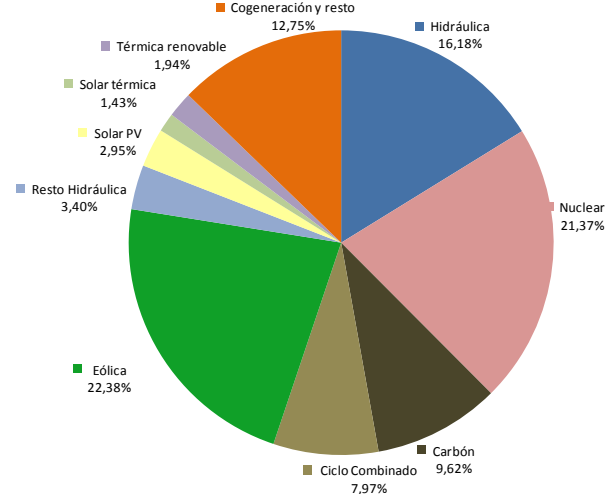
El carbón aumenta, aportando un 11,13% frente al 9,62% del mismo periodo del 2014, y los ciclos combinados mantienen tasas de crecimiento negativas, aportando un 6,83% frente al 7,97% del mismo periodo del año 2013.

Gráfico 06. Estructura de generación. Enero a Junio 2014



Fuente: REE y elaboración AEE

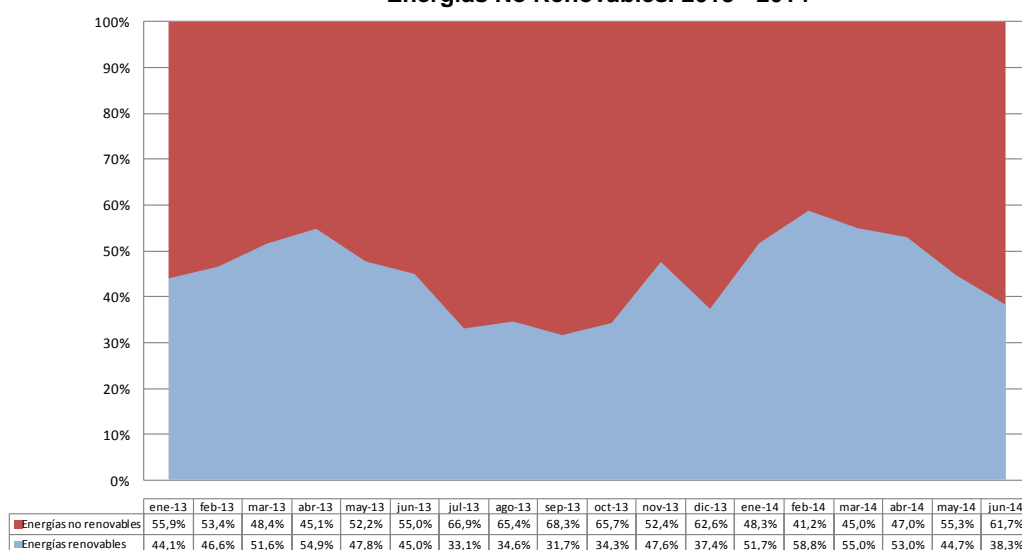
Gráfico 07. Estructura de generación. Enero a Junio 2013



Fuente: REE y elaboración AEE

La contribución de la generación procedente de fuentes de energía renovable en el mes de junio 2014 ha caído de forma significativa respecto al mes anterior, siendo un 38,3% frente al 44,7% de la producción total de mes de mayo, y al 45% del mes de junio de 2013, debido a una menor producción eólica e hidráulica.

Gráfico 08. Evolución mensual del % de la producción eléctrica cubierto con EERR y Energías No Renovables. 2013 - 2014



Fuente: REE y elaboración AEE

2.1 Eólica

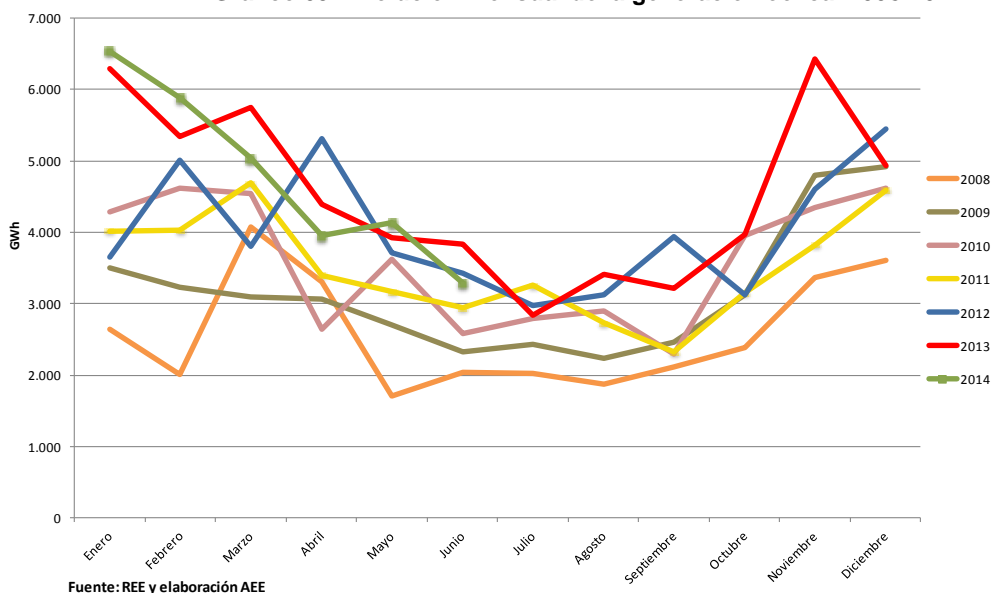
2.1.1 Generación eólica

Los casi 23 GW de potencia eólica instalada en España han generado en junio 2014 3.285 GWh, un 14,2% menos que la producción del mismo mes de junio 2013.

Durante el periodo acumulado hasta el mes de junio de 2014, la producción eólica ha sido 28.828 GWh, un 2,4% inferior que la generación del mismo periodo del año anterior, manteniéndose como primera tecnología en el periodo acumulado.

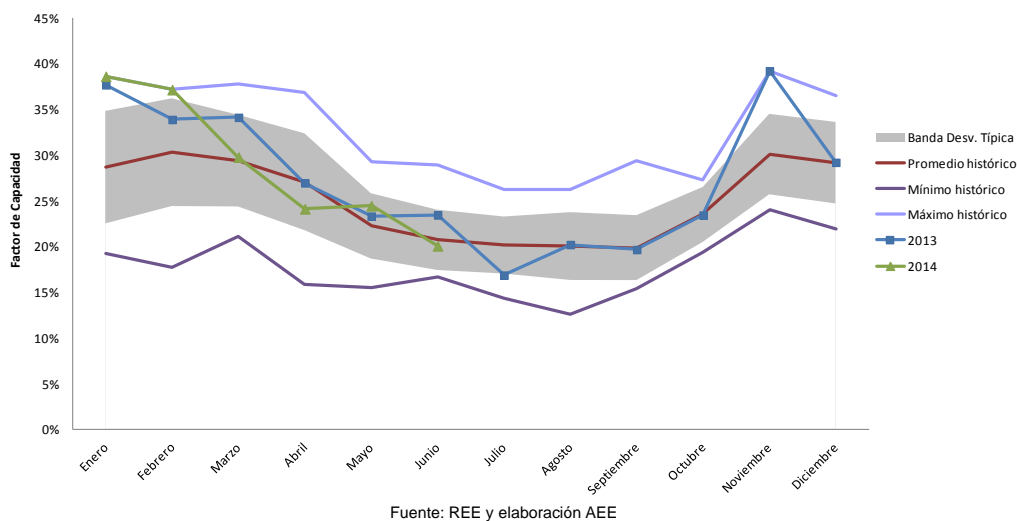
En el año móvil la producción eólica asciende a 53.629 GWh, un 1,6% superior que la del mismo año móvil del año anterior.

Gráfico 09. Evolución mensual de la generación eólica. 2008-2014



En junio, el factor de capacidad de la eólica se ha situado en 24,6%, ligeramente superior a la media histórica de dicho mes, que es 22,26%.

Gráfico 10. Evolución del factor de capacidad de la eólica promedio, mínimo y máximo desde el año 1998 hasta la actualidad, 2013 y 2014

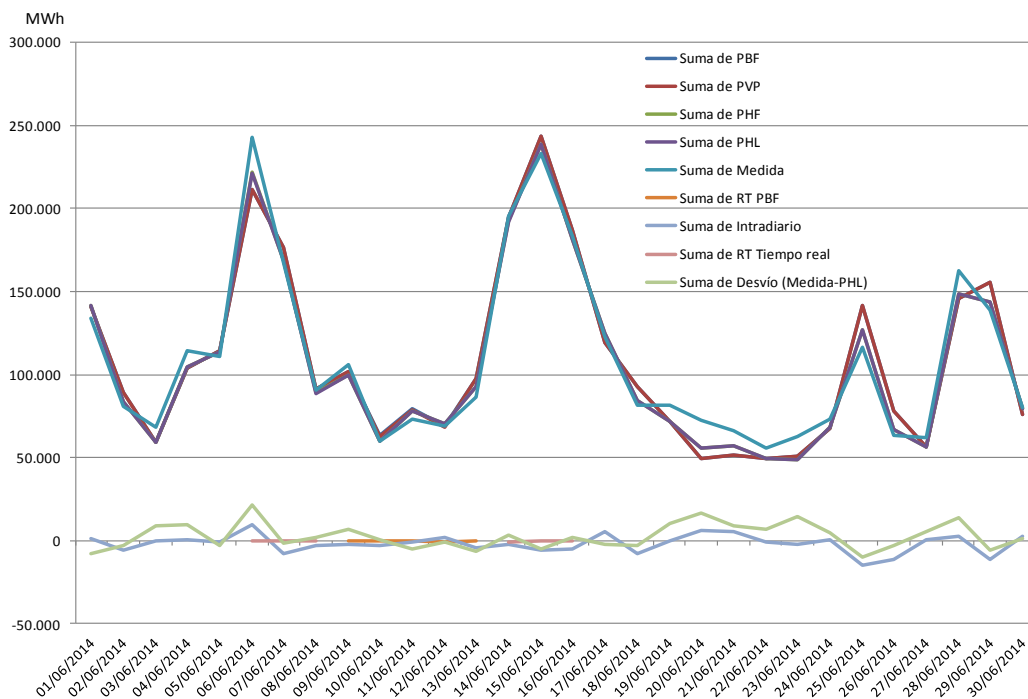


2.1.2 Evolución de la eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Limitaciones a la eólica

En el siguiente gráfico se representa la evolución de la generación eólica diaria desde el programa básico de funcionamiento (PBF) hasta el tiempo real del mes de junio 2014, donde:

- PBF: Programa Básico de Funcionamiento (energía casada en el mercado diario + contratos bilaterales);
- RTPBF: restricciones técnicas del PBF;
- PVP: programa viable provisional (PBF+RTPBF);
- Intradiario: energía gestionada por la eólica en los mercados intradiarios;
- PHF: Programa horario final (PVP+Intradiarios);
- RT Tiempo real son las restricciones técnicas en tiempo real;
- PHL: Programa Horario Liquidable.

Gráfico 11. Evolución diaria de la transición desde el PBF hasta la producción eólica real. Junio 2014



Fuente: ESIOS-REE y elaboración AEE

Las restricciones técnicas, tanto después del Programa Básico de Funcionamiento como en Tiempo Real, se mantienen en niveles bajos, siendo tan sólo un 0,1% de la producción eólica medida en el mes de junio, y en el periodo acumulado alcanzan 463 GWh, un 1,6% de la generación total medida (superior a 28,7 TWh).

Tabla 01. Restricciones a la producción eólica. 2014

Fecha	Generación (MWh) MEDIDA	RT PBF (MWh)	RT Tiempo real (MWh)	(RT PDBF + RT Tiempo real) / Medida
ene-14	6.538.831	0	-131.666	-2,014%
feb-14	5.878.014	0	-213.598	-3,634%
mar-14	5.031.598	-1.809	-109.834	-2,219%
abr-14	3.946.668	-338	-3.021	-0,085%
may-14	4.111.115	-736	-4.176	-0,119%
jun-14	3.257.006	-2.262	-1.008	-0,100%
TOTAL 2014	28.763.233	-5.146	-463.303	-1,629%

Fuente: ESIOS-REE y elaboración AEE

En cuanto a los desvíos de la eólica medidos como:

$$Desvío (\%) = \frac{Medida - PHL}{PHL}$$

Donde; *Medida* es la generación eólica real y *PHL* es el programa horario liquidable

El desvío positivo promedio en el mes de junio, es decir, cuando la producción eólica real ha resultado superior a la programada, se ha situado en +15,9%; en cuanto al desvío negativo ha disminuido (teniendo en cuenta las horas en las que la producción eólica real ha sido inferior que la programada) y se ha situado en -8,9%.

Tabla 02. Desvío eólico promedio mensual. 2014

Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo
Enero 14	9,8%	-6,1%
Febrero 14	9,8%	-6,4%
Marzo 14	10,6%	-10,0%
Abril 14	11,6%	-11,6%
Mayo 14	10,4%	-9,6%
Junio 14	15,9%	-8,9%

Fuente: Datos REE y elaboración AEE

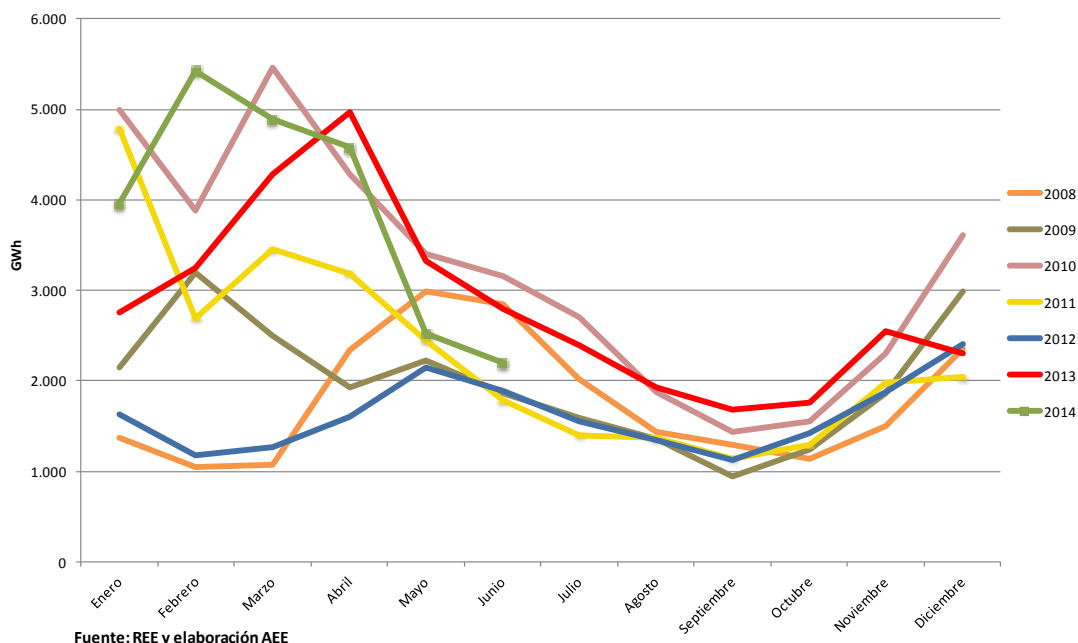
2.2 Generación hidráulica

Las centrales hidráulicas han generado 2.199 GWh, un 21,3% menos que la generación de junio de 2013, lo que ha supuesto un 10,54% de la generación total de mayo 2014, frente al 13,62% del mismo mes de 2013.

En el periodo acumulado durante los seis primeros meses del 2014, las centrales hidráulicas han producido 23.562 GWh, un 10,3% más que la del mismo periodo del 2013.

En el año móvil la producción hidráulica ha sido un 16,4% superior que la del año móvil anterior.

Gráfico 12. Generación hidráulica mensual. 2008-2014



El conjunto de las reservas de los embalses en junio han disminuido ligeramente, pero se siguen manteniendo en máximos históricos. Las reservas en régimen anual se sitúan en un 71,6% respecto a la capacidad máxima, frente al 75,7% del mes anterior. En régimen hiperanual se sitúan en un 74,3% de su capacidad máxima, frente al 76,5% del mes de mayo 2014.

Gráfico 13. Evolución mensual reservas de los embalses, régimen anual. 2008-2014

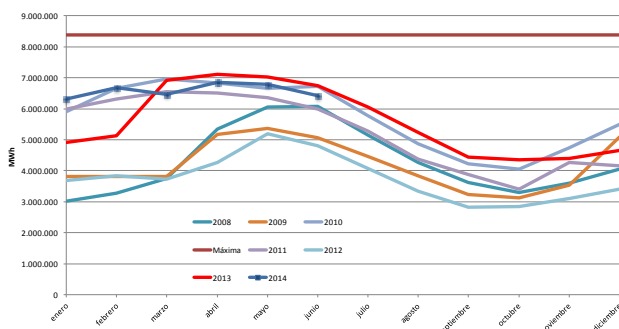
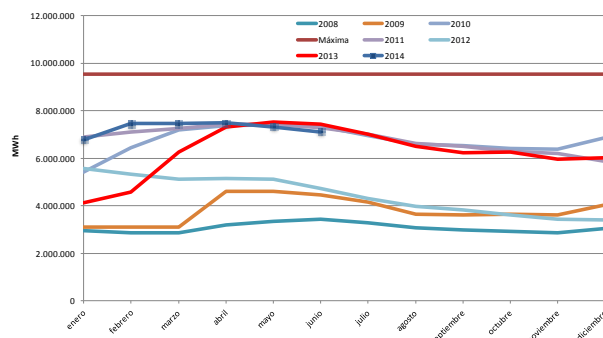


Gráfico 14. Evolución mensual reservas embalses régimen hiperanual. 2008-2014



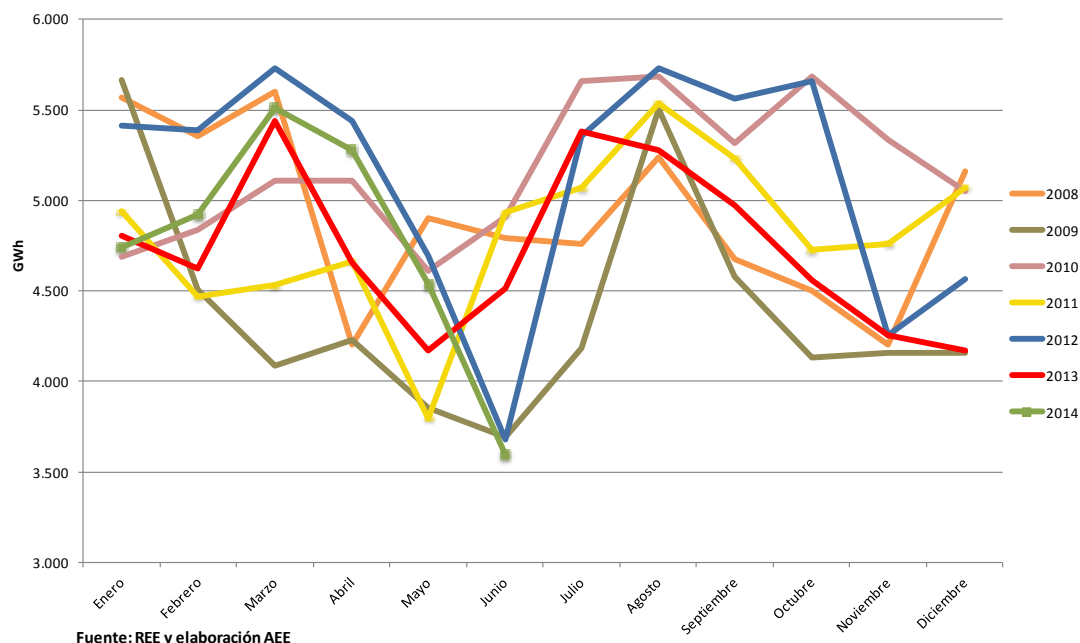
Fuente: Datos Balance Diario REE y elaboración AEE

2.3 Generación nuclear

Con 3.597 GWh producidos en junio 2014 las centrales nucleares han generado un 20,4% menos que la del mismo mes del 2013, situándose en el mínimo de los últimos 7 años.

Durante el periodo acumulado hasta el mes de junio 2014, las centrales nucleares han generado 28.594 GWh, un 1,4% más que la generación del mismo periodo del año anterior.

Gráfico 15. Generación nuclear mensual. 2008 - 2014

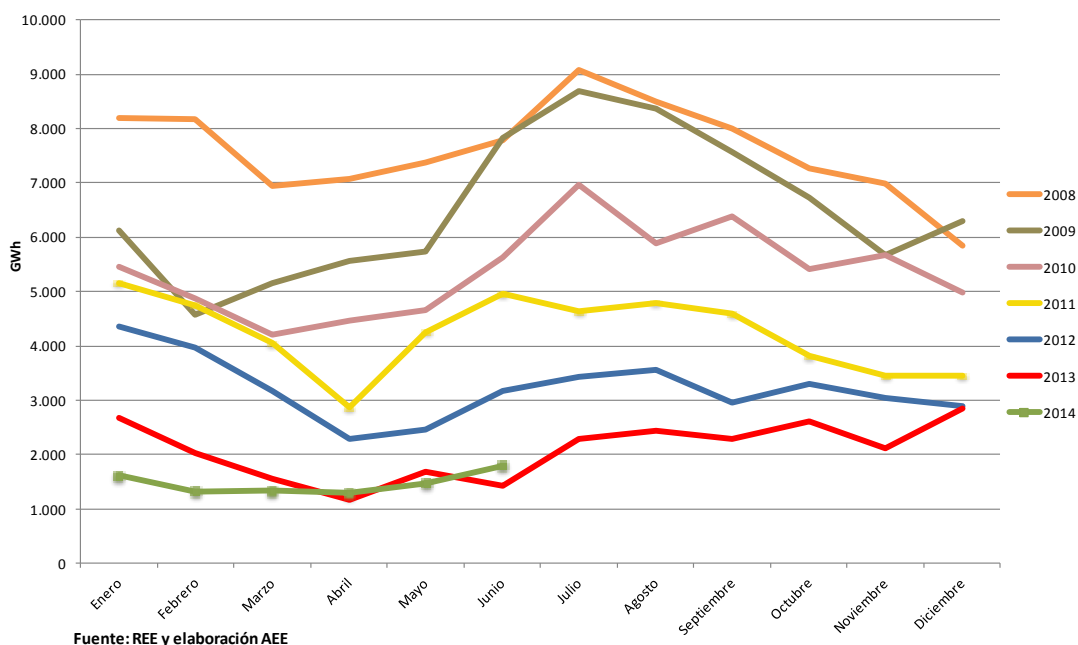


2.4 Generación de ciclo combinado

Los ciclos combinados han producido 1.796 GWh en junio 2014, un 26,5% más que en el mismo mes del año anterior. En términos acumulados durante los seis primeros meses del año 2014, han generado 8.817 GWh, un 16,2% menos que en el mismo periodo del 2013.

Según el último informe del operador del sistema, la potencia instalada de los ciclos combinados asciende a 25.353 MW, cuyo factor de capacidad en junio se sitúa en 9,84%.

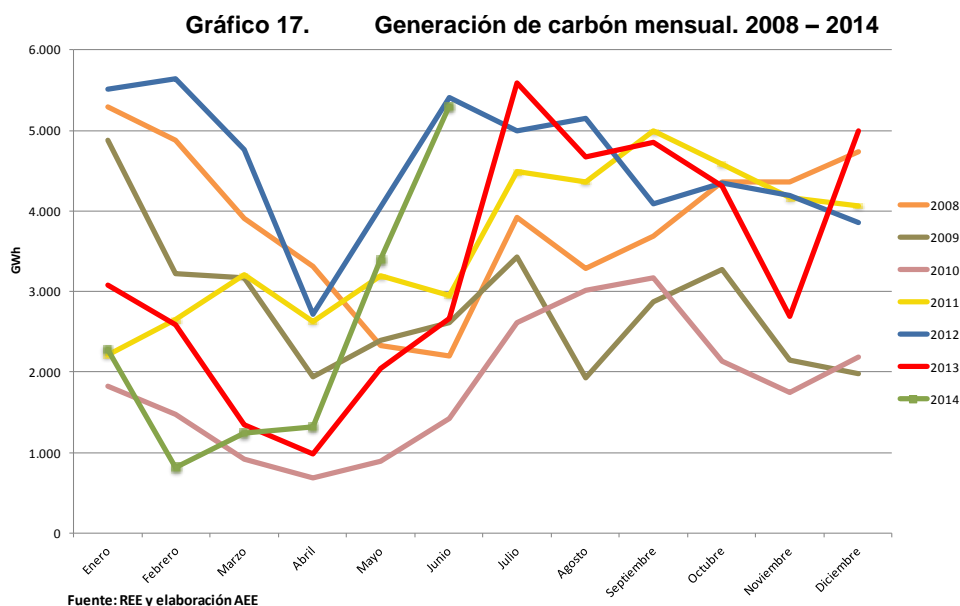
Gráfico 16. Generación mensual de ciclo combinado. 2008-2014



2.5 Generación térmica con carbón

Las centrales de carbón han generado en junio 2014 un total de 5.299 GWh, que es un prácticamente el doble que la generación del mismo mes del 2013, situándose en el mes de junio la tecnología que más ha contribuido a satisfacer la demanda.

En el periodo acumulado hasta junio 2014, las centrales de carbón han generado 14.363 GWh, un 13,1% más que en el mismo periodo del 2013, recuperación del quemado del carbón nacional.



2.6 Resto de tecnologías renovables, cogeneración y residuos

Estas tecnologías han generado 4.697 GWh en junio 2014, siendo prácticamente igual que la del mes de mayo (4.683 GWh), y un 10,26% inferior que la producción del mismo mes del año anterior, que fue 5.234 GWh.

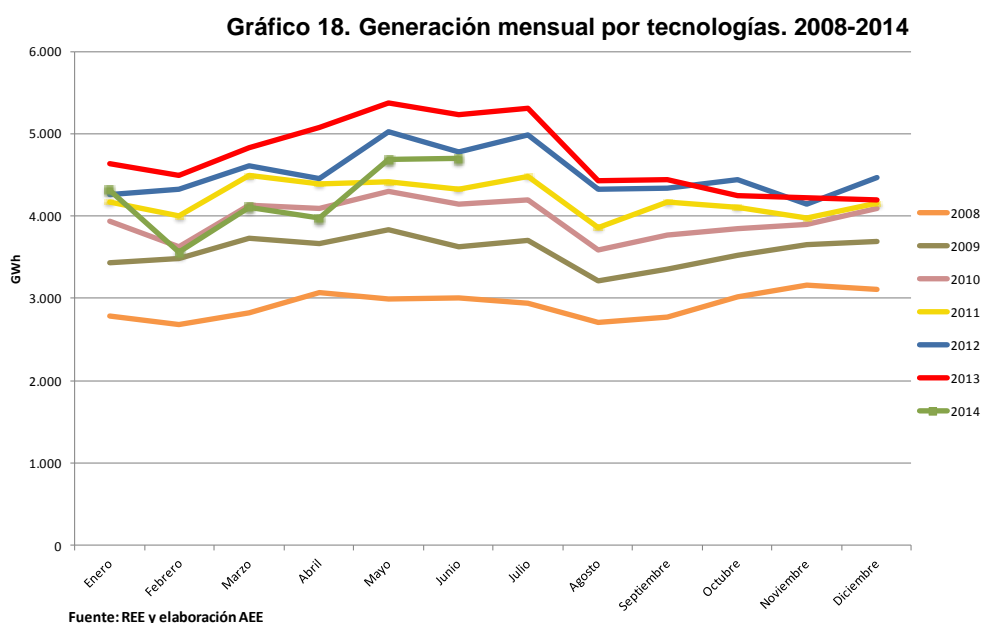
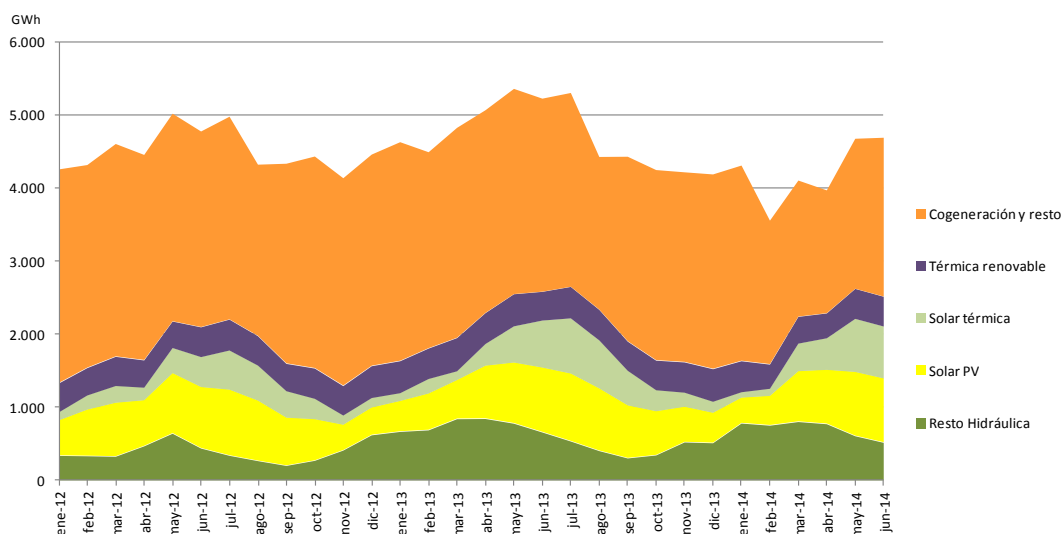


Gráfico 19. Generación mensual por tecnologías. 2012-2014



Fuente: Datos REE y elaboración AEE

La solar fotovoltaica ha generado 878 GWh, un 0,9% menos que la producción del mes de junio de 2013. En el periodo acumulado durante los seis primeros meses de 2014 han producido 3.940 GWh, un 1,2% más que la del mismo periodo del 2013.

La solar térmica ha producido 715 GWh, un 10,5% superior que la del mismo mes de 2013. En el periodo acumulado hasta junio, han producido 2.445 GWh, un 29,3% más que en el mismo periodo del 2013.

La producción de la tecnología térmica renovable en el mes de junio ha sido 406 GWh, un 3,6% superior que la del mismo mes del año anterior. En el periodo acumulado ha alcanzado 2.22 GWh, un 11,1% inferior que la del mismo periodo del 2013.

La hidráulica ha producido un 21,6% menos en junio 2014 que respecto a junio 2013. Siendo la producción acumulada 4.235 GWh, un 5,5% inferior que la del mismo periodo del 2013.

Por último, la generación de energía eléctrica de la cogeneración, ha sido un 17,7% inferior que la del mismo mes de junio de 2013, alcanzando 2.181 GWh. En el periodo acumulado es 12.445 GWh, un 26% inferior que la del mismo periodo del 2013, que ascendió a 16.825 GWh, observándose la caída de generación provocada por la reforma energética.

Gráfico 20. Solar fotovoltaica. 2012-2014

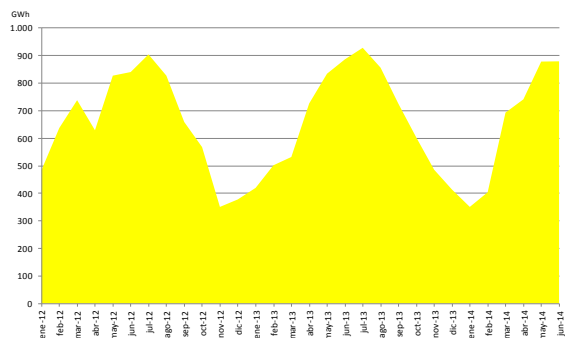


Gráfico 21. Solar térmica. 2012-2014

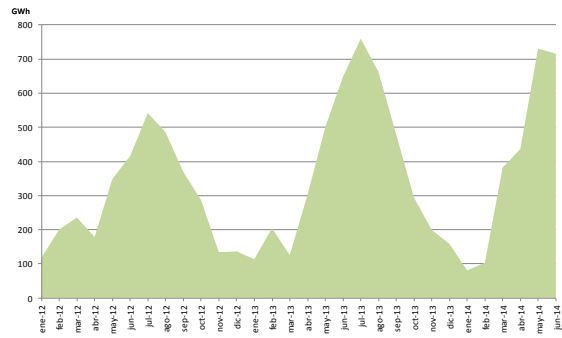


Gráfico 22. Térmica renovable. 2012-2014

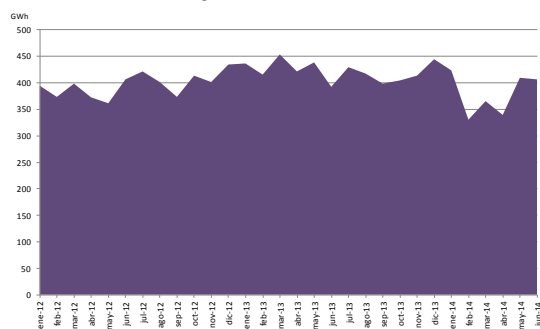


Gráfico 23. Cogeneración y resto. 2012-2014

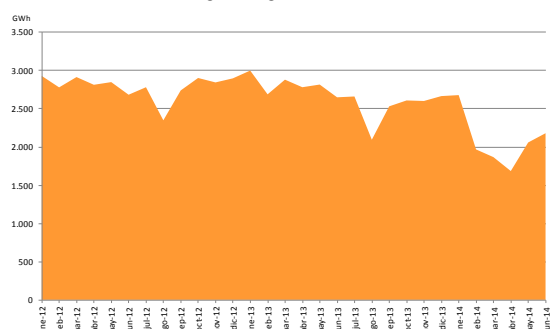
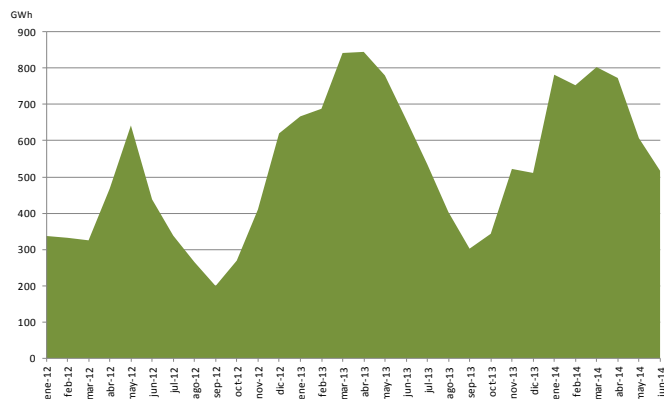


Gráfico 24. Resto hidráulica. 2012-2014



Fuente: Datos REE y elaboración AEE

3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA

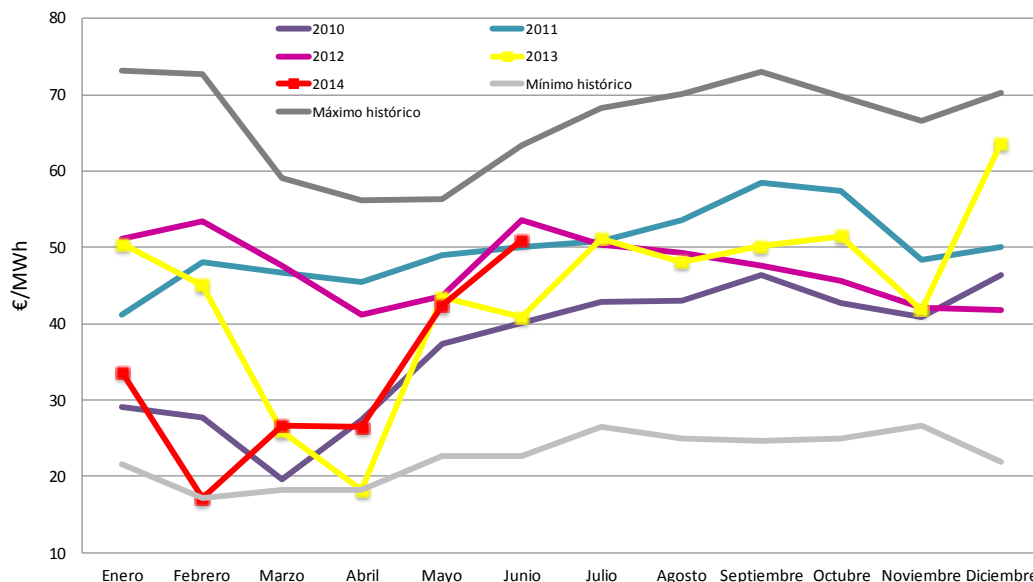
3.1 Precio del mercado diario

Desde el pasado 13 de mayo de 2014, la Península Ibérica ha acoplado su mercado diario con el del resto de mercados del Centro y Norte Europa.

El precio medio aritmético del mercado diario aumenta en el mes de junio 2014. Con 50,95 €/MWh en el mes de junio, el precio medio aritmético ha sido un 20% superior que del mes anterior (42,41 €/MWh) y casi un 25% superior al precio medio aritmético del mes de junio de 2013 (40,87 €/MWh).

El precio medio aritmético del periodo acumulado hasta junio 2014 se ha situado en 33,06 €/MWh, frente al promedio de 37,29 €/MWh del mismo periodo de 2013.

Gráfico 25. Evolución mensual del precio del mercado diario promedio. 2010 – 2014



Fuente: OMIE y elaboración AEE

La diferencia entre los precios mínimos y máximos ha aumentado en el mes de junio respecto al mes anterior, oscilando entre un precio mínimo de 7 €/MWh a las 7:00h del domingo día 15, y un precio máximo de 69,99 €/MWh a las 13:00h del miércoles día 23.

Tanto en el mes de junio como en los meses abril y mayo, no ha habido horas a precio cero.

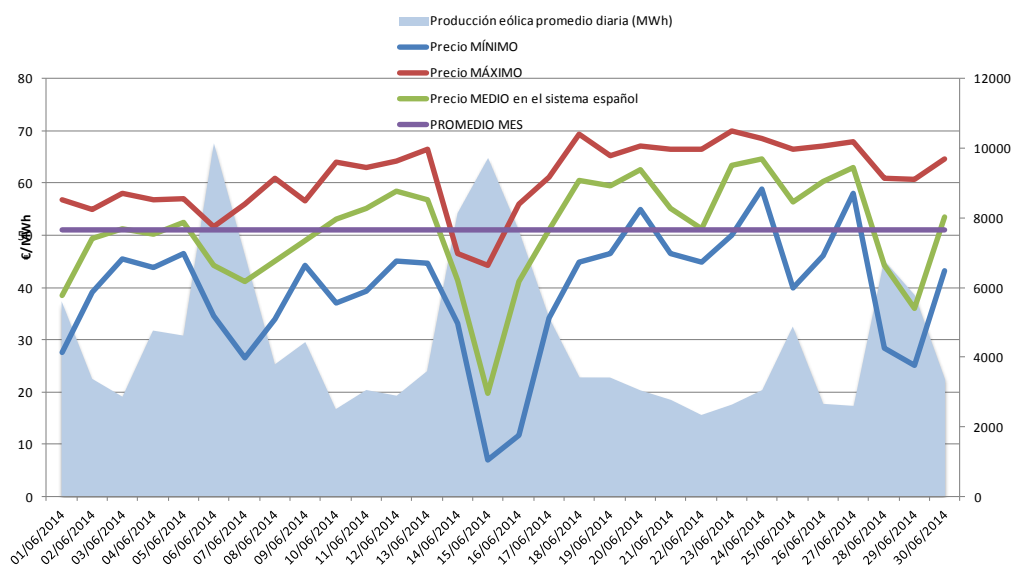
Tabla 03. Precio mensual mínimo, promedio y máximo del mercado diario. 2013-2014

	Precio mínimo (€/MWh)	Precio medio aritmético sistema español (€/MWh)	Precio máximo (€/MWh)	Horas a precio cero	Variación respecto al mes anterior (%)	Variación respecto al mismo mes del año anterior (%)
ene-13	0,0	50,5	87,54	16	21%	-1%
feb-13	0,0	45,04	90,0	32	-11%	-16%
mar-13	0,0	25,92	90,0	165	-42%	-46%
abr-13	0,0	18,17	90,0	211	-30%	-56%
may-13	16,7	43,45	72,5	0	139%	0%
jun-13	0,0	40,87	57,25	4	-6%	-24%
jul-13	11,5	51,16	68,69	0	25%	2%
ago-13	20,	48,09	62,8	0	-6%	-3%
sep-13	1,0	50,20	72,0	0	4%	5%
oct-13	1,0	51,49	79,99	0	3%	13%
nov-13	0,0	41,81	72,08	13	-19%	-1%
dic-13	0,0	63,64	112,000	37	52%	52%
ene-14	0,0	33,62	96,3	64	-47%	-33%
feb-14	0,0	17,12	110,0	82	-49%	-62%
mar-14	0,0	26,67	90,0	31	56%	3%
abr-14	2,98	26,44	50,0	0	-1%	46%
may-14	12,00	42,41	72,9	0	60%	-2%
jun-14	7,00	50,95	69,99	0	20%	25%

Fuente: OMIE y elaboración AEE

En el siguiente gráfico se representa la evolución diaria del precio medio, mínimo y máximo del mercado diario, así como la producción eólica diaria promedio. En él se puede observar la correlación inversa entre el precio del mercado diario y la generación eólica.

Gráfico 26. Evolución diaria del precio medio, máximo y mínimo del MD y generación eólica. Junio 2014

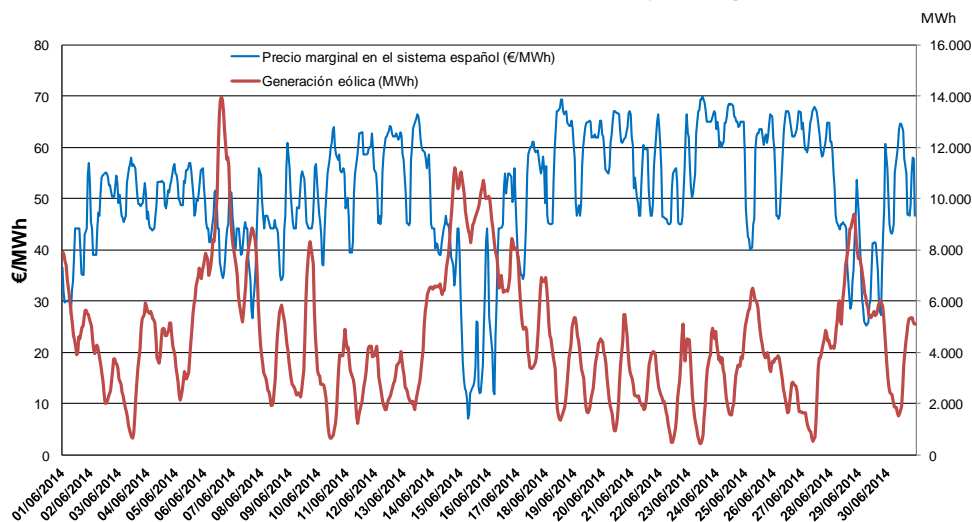


Fuente: OMIE y elaboración AEE

La generación eólica promedio diaria en el mes de mayo ha sido 4.523 GWh. Cuando los precios horarios se han situado por encima de la media aritmética de 50,95 €/MWh, la producción eólica ha sido 3.315 MWh, por el contrario, cuando el precio ha sido inferior a esa media, la producción eólica se ha situado en promedio en torno a 5.889 MWh.

Esta correlación negativa también se puede observar en la evolución horaria, tal y como se representa en el siguiente gráfico, el impacto depresor en el precio es evidente.

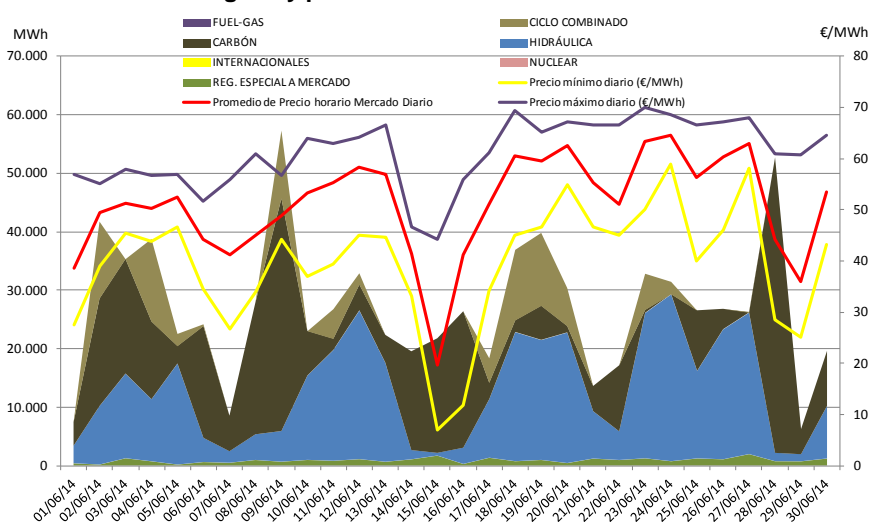
Gráfico 27. Evolución horaria del precio del mercado diario y de la generación eólica. Junio 2014



Fuente: OMIE, REE y elaboración AEE

En cuanto a la energía diaria por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal durante el mes de junio 2014 se representa en el siguiente gráfico, además del promedio medio, mínimo y máximo diario del mercado diario.

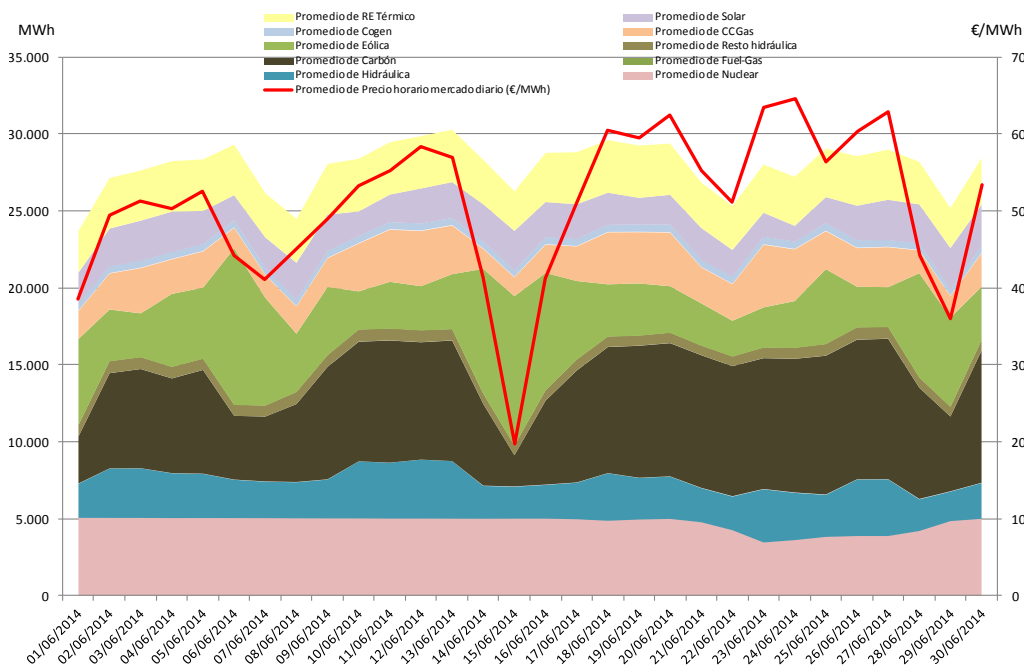
Gráfico 28. Energía por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal y precio medio diario del MD. Junio 2014



Fuente: OMIE y elaboración AEE

En el siguiente gráfico se representa el promedio diario de la producción por tecnologías y el precio medio aritmético del mercado diario. En él se puede observar como en la mayor parte de las horas en las que la producción eólica aumenta, el precio medio diario disminuye.

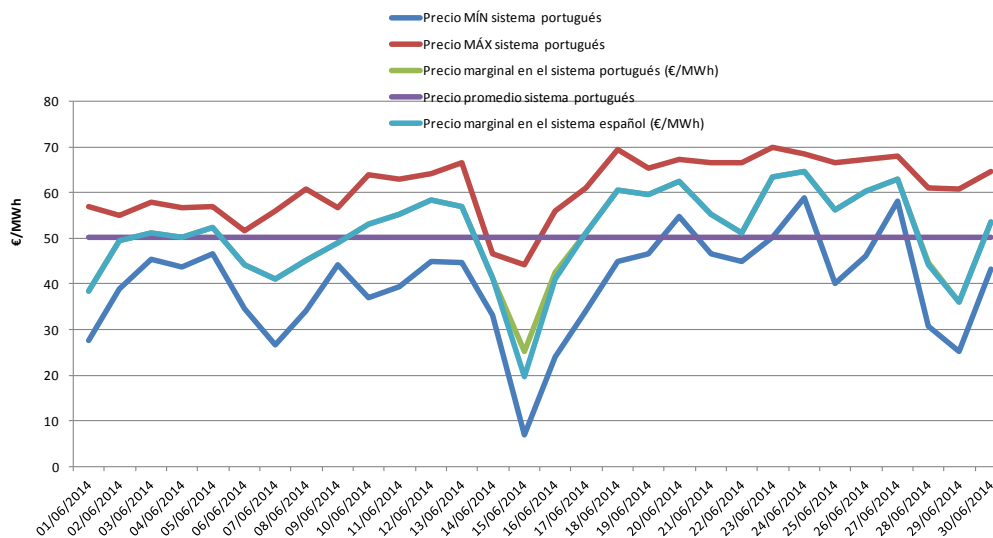
Gráfico 29. Energía por tecnologías y precio medio diario del MD. Junio 2014



Fuente: REE, OMIE y elaboración AEE

El precio medio aritmético en el sistema eléctrico portugués se ha situado en 51,19 €/MWh, ligeramente superior (+0,47%) que el precio medio aritmético del sistema eléctrico español (50,95 €/MWh), en el 97% de las horas los precios de ambos sistemas han resultado iguales, pero en el resto, el precio del sistema eléctrico portugués ha resultado superior.

Gráfico 30. Evolución diaria del precio del MD, sistema eléctrico portugués y español. Junio 2014



Fuente: OMIE y elaboración AEE

Con respecto al número de horas en las cuales el precio medio del sistema eléctrico portugués ha sido igual, superior o inferior al del sistema eléctrico español, se puede ver en la tabla siguiente.

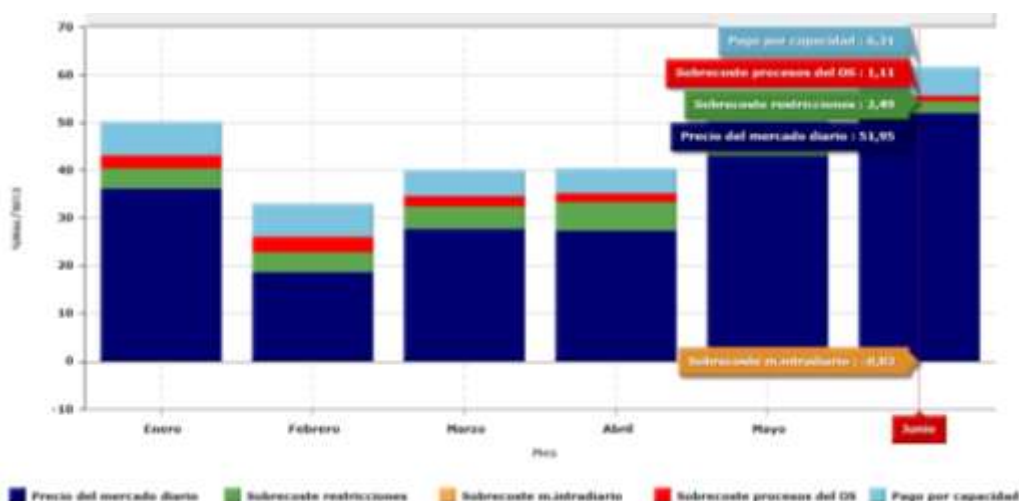
Tabla 04. Comparativa precio sistema portugués y español. Junio 2014

	Nº horas	%
PEspañol = PPortugués	700	97%
PEspañol < PPortugués	20	3%
PEspañol > PPortugués	0	0%
TOTAL	720	100%

Fuente: OMIE y elaboración AEE

Respecto al precio final medio, en el mes de mayo ha superado los 61,5 €/MWh, significativamente superior al del mes anterior, debido sobre todo al incremento del precio del mercado diario y de los pagos por capacidad ya que el resto de componentes han disminuido respecto al mes anterior. El precio del mercado diario más mercados intradiarios, ha sido 51,95 €/MWh, más de 2,49 €/MWh por el coste de las restricciones técnicas, 1,11 €/MWh del resto de los procesos de operación, y 6,21 €/MWh por los pagos por capacidad.

Gráfico 31. Componentes precio final medio de la demanda nacional. 2014



Fuente: OMIE

3.2 Futuros de OMIP

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de agosto 2014 han disminuido respecto a los precios que indicamos en el informe anterior, actualmente se sitúan en torno a 48,90 €/MWh para el carga base y en 54,08 €/MWh para el carga punta.

Respecto a septiembre 2014 se sitúan en torno a 50,10 €/MWh y en 55,49 €/MWh para el carga base y punta respectivamente.

En cuanto a los productos trimestrales, para el Q4 del 2014, Q1 y Q2 de 2015 los futuros han disminuido respecto a los valores del informe anterior.

Tabla 05. Futuros OMIP trimestrales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
Q4-2014	47,65	51,71
Q1-2015	47,25	53,17
Q2-2015	43,93	49,12

Y también han disminuido los precios de los futuros de OMIP para los próximos años:

Tabla 06. Futuros OMIP anuales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
2015	48,15	53,92
2016	48,40	53,52
2017	48,20	53,02

Fuente: OMIP y elaboración AEE

3.3 Retribución eólica

A día de hoy, las liquidaciones de las primas equivalentes a las instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnologías que aprovechan energías primarias renovables, cogeneración y residuos, **siguen siendo pagos a cuenta en aplicación del RD-L 9/2013** y por tanto la liquidación de la prima equivalente es la diferencia entre la tarifa regulada del año 2013 y el precio del mercado.

Respecto a la liquidación provisional 4/2014 de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos, como consecuencia de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema, contemplados en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se ha aplicado un **coeficiente de cobertura de 57,23%** al importe total de las liquidaciones acumuladas positivas correspondientes a la energía generada en el ejercicio 2014. El coeficiente de cobertura correspondiente a la liquidación provisional 3/2014 de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos fue de 55,56%.

El importe total de la retribución regulada de todas las tecnologías asciende a 3.402 Millones de euros para los cuatro primeros meses del año.

Por tanto, aplicando el coeficiente de cobertura de 57,23%, la cantidad total a pagar a cuenta (descontando lo liquidado en la segunda liquidación) a todas las tecnologías renovables, cogeneración y residuos en la esta tercera liquidación ascendió a 534,413 millones de euros, antes de IVA o impuesto equivalente. De los cuales la eólica percibió 149,777 M€.

La retribución regulada de la eólica en el periodo acumulado hasta abril 2013 ascendería a 1.268 Millones de euros, si aplicamos el coeficiente de cobertura de esta liquidación (57,23%), ha cobrado 725,947 Millones de euros, quedando, por lo tanto, pendiente de percibir 542,52 M€.

Tabla 07. Liquidación retribución regulada. 2014

	Liquidación acumulada 4/2014 (Millones de €)	Cantidad a pagar a cuenta en L4/2014 (Millones de €)	Cantidad cobrada en Q1 2014 (Millones €)	Cantidad pendiente de cobrar (Millones €)
COGENERACIÓN	522,714	71,099	299,145	223,569
SOLAR FV	927,603	190,127	530,859	396,744
SOLAR TE	267,802	69,821	153,261	114,541
EÓLICA	1.268,473	149,777	725,936	542,537
HIDRÁULICA	166,496	25,606	95,284	71,212
BIOMASA	123,733	17,010	70,811	52,922
RESIDUOS	32,443	4,654	18,567	13,876
TRAT. RESIDUOS	93,421	6,320	53,464	39,957
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,006	0,007	0,003	0,003
TOTAL	3.402,781	534,413	1947,382	1455,399

Fuente: CNMC

El precio medio aritmético y ponderado por la eólica

En junio el precio ponderado de la eólica ha sido un casi un 9% inferior que la media aritmética. En el acumulado ha resultado algo más de un 17% inferior.

Tabla 08. Componentes del precio en mercado de la producción eólica. 2014

	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual	Precio medio PONDERADO por la energía eólica	Diferencia en €/MWh	Variación (%)
Enero	8.789	33,62	29,46	-4,16	-12,37%
Febrero	8.747	17,12	14,70	-2,42	-14,14%
Marzo	6.772	26,67	20,07	-6,60	-24,76%
Abril	5.481	26,44	22,97	-3,47	-13,18%
Mayo	5.526	42,41	39,92	-2,48	-5,86%
Junio	4.524	50,95	46,55	-4,40	-8,64%
Total 2014	6.623	33,07	27,34	-5,73	-17,32%

Fuente: Elaboración AEE

El ingreso total a mercado de la eólica según los datos publicados por REE, en el mes de junio se ha situado en 44,92 €/MWh, una vez tenidos en cuenta el precio ponderado por la energía eólica, la pérdida por los mercados intradiarios, el coste de los desvíos, que en el mes de junio ha aumentado a 1,41 €/MWh y el coste de la reserva de potencia adicional a subir (que ha sido nula en este mes de junio).

Tabla 09. Componentes del precio en mercado de la producción eólica. 2014

	Producción medida liquidada (MWh)	Precio medio a m. diario (€/MWh)	Ganancia/ Pérdida Intradiario (€/MWh)	Pérdida por coste desvíos (€/MWh)	Pérdida por coste reserva a subir (€/MWh)	Ingreso total mercado (€/MWh)
ene-14	6.536.690,73	29,46	-0,23	-1,05		28,19
feb-14	5.878.013,15	14,7	-0,07	-0,79		13,84
mar-14	5.031.596,07	20,07	-0,1	-0,98		18,99
abr-14	3.946.667,44	22,97	-0,25	-1,21	-0,02	21,49
may-14	4.123.328,448	39,92	-0,27	-1,03	0,00	38,63
Jun-14	3.269.104,932	46,55	-0,22	-1,41	0,00	44,92

Fuente: esios.ree.es y elaboración AEE

4. PREVISIÓN DEL TRIMESTRE ANTERIOR

En el segundo trimestre de 2014 el precio del mercado se situó en torno a 40 €/MWh, muy por encima de los 26 €/MWh registrados como media del primer trimestre del año y también superó el precio medio de 2013.Q2 (34 €/MWh).

Nuestra previsión para el escenario central (más probable), 38,5 €/MWh, resultó esta vez muy certera, debido a que el comportamiento tanto de la demanda como del mix de generación eléctrica no presentó desviaciones significativas respecto a los niveles que esperábamos.

No obstante, el resultado del periodo procede de tres meses con precios bien distintos: 26 (abril), 42 (mayo) y 51 €/MWh (junio). En junio, volvieron a registrarse precios medios por encima de 60 €/MWh durante varios días, algo que no ocurría desde hace meses. El desglose mensual de nuestra previsión sugería este tipo de patrón alcista a lo largo del trimestre, pero con precios ligeramente mayores en abril que los que han tenido lugar, y menores en mayo y junio.

Tabla 10. Comparación previsión vs dato real. 2014.Q2

Dato	Previsión		
	Esc. Bajo	Esc. Central	Esc. Alto
39,9 €/MWh	28,3 €/MWh	38,5 €/MWh	47,7 €/MWh

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de abril de 2014)

5. PREVISIÓN PARA EL MES EN CURSO Y SIGUIENTE

Lo razonable es que se aprecie un repunte notable en la **demanda eléctrica** en el mes de julio y un posterior descenso en agosto, en ambos casos por razones estacionales. En concreto, calculamos niveles medios diarios de 690 y 665 GWh, respectivamente, frente a los 650 GWh registrados en junio, por ejemplo. Comparando con los mismos meses del ejercicio 2013, estos niveles supondrían un retroceso del 1% en julio y un crecimiento prácticamente nulo en agosto. No obstante, la comparativa de julio entre ambos años se verá afectada por el efecto temperatura (julio de 2013 fue muy cálido). Eliminado dicho efecto, la demanda sería similar a la de aquel mes. Por su parte, las cifras presentadas por REE son algo más optimistas que las nuestras, esperando una contracción interanual de 0,6% en julio y un crecimiento de 1,2% en agosto.

En los próximos dos meses se intensificará el patrón de comportamiento del **balance de generación** que ya tuvo lugar en junio, en el que se redujo la producción renovable mientras crecía el hueco térmico (en junio triplicó su valor de abril, por ejemplo). Así, la generación agregada de ciclos y carbón ascenderá a unos 280 GWh al día en julio y agosto, frente a los 245 GWh de junio (en abril fueron 80 GWh). La mayor diferencia en el mix de producción de estos dos meses se observará en la cogeneración, mucho menor en agosto, por razones de laboralidad. En términos relativos a la generación total, nuestras previsiones sugieren que, durante el mes de julio, la primera tecnología será la térmica de carbón (27%), seguida de nuclear (19%), eólica (14%), ciclos (11%) e hidráulica (8%). El otro 21% sería aportado por el resto de tecnologías (solar + mini-hidráulica + térmica renovable + cogeneración). Para agosto, esperamos un orden muy similar al descrito para julio, pero con una proporción levemente mayor en eólica, ciclos y nuclear, compensado por la caída (3 puntos) de la cogeneración.

En el contexto descrito, cabe esperar **precios del pool** elevados en los próximos dos meses. En **julio**, nuestra previsión para el escenario central o más probable roza los 54 €/MWh, y esperamos que haya días con precios por encima de 60 (incluso 70) €/MWh, siempre que la climatología resulte ser la estacional para meses de julio. Considerando escenarios climatológicos extremos, los modelos sugieren cotas mínima y máxima para el precio medio del mes de 46 y 60 €/MWh, respectivamente (*Tabla 12*). A final de junio, el precio del contrato con vencimiento en julio también rondaba los 54 €/MWh.

Lo lógico es que el precio promedio de **agosto** sea inferior al de julio, debido al menor consumo eléctrico esperado. En cualquier caso, las diferencias no deberían ser muy notables. Nuestra previsión en el escenario central supera levemente 52 €/MWh. Por supuesto, existen muchos factores añadiendo incertidumbre sobre esta proyección, meteorológicos y estratégicos. Así, los mismos modelos pero aplicados con escenarios más atípicos pero factibles sugieren que son posibles promedios en los precios de agosto desde 45 (escenario bajo) a 59 €/MWh (escenario alto).

Tabla 11. Previsión mes en curso y año en curso: demanda, balance y precios

	JULIO 2014			AÑO 2014		
	PREVISIÓN	% sobre Gen. Bruta	Variación Interanual (%)	PREVISIÓN	% sobre Gen. Bruta	Variación Anual (%)
GENERACIÓN	(GWh)			(GWh)		
RENO, COG Y RESID ^[1]	7.966	34,5	-1,2	102.348	38,9	-7,7
Eólica	3.185	13,8	12,0	52.770	20,1	-2,9
Resto ^[2]	4.781	20,7	-10,0	49.578	18,8	-12,3
RESTO TECNOLOG ^[3]	15.150	65,5	-0,6	160.710	61,1	3,2
Nuclear	4.483	19,4	-16,7	57.198	21,7	0,7
Hidráulica	1.852	8,0	-22,4	35.125	13,4	3,4
Hueco Térmico	8.815	38,1	12,1	68.387	26,0	5,4
Carbón	6.170	26,7	10,5	43.563	16,6	9,4
CCGT	2.644	11,4	16,1	24.824	9,4	-1,1
GENER. BRUTA TOTAL	23.116	100,0	-2,8	263.058	100,0	-1,3
DEMANDA ^[4]	(GWh)					
Previsión IM Energía	21.421	92,7	-1,0	244.613	93,0	-0,7
Previsión REE ^[5]	21.516	-	-0,6	246.185	-	-0,1
PRECIO M. DIARIO	(€/MWh)					
OMP	[6]			[7]		
Previsión IM Energía	53,8		5,2	41,5		-6,2
Esc. Central ^[8]	53,6		4,7	41,1		-6,9
Esc. Bajo ^[9]	46,4		-9,4	36,7		-17,0
Esc. Alto ^[10]	59,8		16,8	45,1		2,0

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2014)

[1] Producción agregada de las tecnologías del antiguo Régimen Especial: Eólica + Solar FV + Solar TS + Mini-Hidráulica + Térmica No Renovable + Cogeneración.

[2] Producción agregada de las tecnologías Solar FV + Solar TS + Mini-Hidráulica + Térmica No Renovable + Cogeneración.

[3] Producción agregada de las tecnologías del antiguo Régimen Ordinario: Nuclear + Hidráulica + Ciclos + Carbón.

[4] Demanda bruta de transporte Sistema Peninsular, en barras de central.

[5] Previsión de REE correspondiente al ejercicio predictivo más reciente publicado en la web ESIOS.

[6] Cotización en OMIP a día 30 de junio para el contrato de julio.

[7] Precio medio esperado para el año 2014 en base a las cotizaciones de OMIP, calculado como promedio de precios del mercado diario hasta junio (inclusive) y de las cotizaciones (a 30 de junio) en OMIP para el contrato de julio, agosto, septiembre y para el contrato de 2014.Q4.

[8] Previsión de precios de IM Energía bajo el escenario más verosímil de cada una de las variables influyentes en la formación del precio (ver Anexo).

[9] Previsión de precios de IM Energía considerando el escenario de efecto más bajista en precios de cada una de las variables influyentes en su formación, según criterio de IM Energía (ver Anexo).

[10] Ídem para los escenarios más alcistas.

6. PREVISIÓN TRIMESTRAL PARA EL AÑO MÓVIL

Hemos actualizado el [ejercicio predictivo del año 2014](#), añadiendo previsiones para los [tres primeros trimestres de 2015](#). Las proyecciones de precios obtenidas se adjuntan en la *Tabla 12*, para los tres escenarios considerados. La comparativa entre los precios actuales de contratos a plazo y las previsiones correspondientes al escenario central se muestran en la *Tabla 13*. La evolución prevista para el precio medio mensual puede observarse en el *Gráfico 33*. El *Gráfico 32* muestra cómo ha ido cambiando a lo largo del tiempo nuestra previsión sobre el precio medio de 2014.

Los últimos datos sugieren la estabilización de la tendencia de la [demanda eléctrica](#). Además, el consumo industrial parece estar repuntando con fuerza, según los datos del índice de REE (IRE). Nuestra proyección para el conjunto de 2014 sigue indicando un mal resultado anual (debido al pésimo inicio de año), 244,6 TWh, 0,7% por debajo del registro del año 2013 (el cálculo presupone climatología estándar cada mes). Por el contrario, nuestros modelos, aplicados con las proyecciones de actividad económica e industrial que se manejan actualmente, indican un crecimiento notable del consumo eléctrico en 2015, que podría superar el 2%. Por su parte, REE ha venido presentando previsiones de avance anual en 2014 entre 1,5% y 2%, pero desde mayo las ha venido revisando a la baja, convergiendo aproximadamente a las nuestras (ahora, proyectan un nivel de demanda eléctrica en 2014 de 246 TWh, prácticamente igual al de 2013).

El [balance de generación](#) del año en curso mostrará diferencias relevantes respecto al del año anterior. Según nuestros cálculos, la producción del conjunto de tecnologías que antes se englobaban en el Régimen Especial caerá casi un 8%, mientras las que se consideraban Régimen Ordinario presentarían un aumento anual del 3% (*Tabla 11*). En el primer caso, el retroceso procede de la energía eólica (un 3% menos que en 2013) y de la cogeneración (que se reducirá más de un 20%, debido a los cambios regulatorios desfavorables para dicha actividad). En el segundo caso, el avance que esperamos es producto del resultado de la generación hidráulica (un 3,5% por encima del registro del año pasado, que ya fue muy elevado) y de la mejoría del hueco térmico (de magnitud en torno al 5%, según nuestras estimaciones), después de dos años consecutivos de descensos. En principio, y aún teniendo en cuenta que el horizonte de nuestro ejercicio predictivo solo alcanza hasta septiembre de 2015, creemos que el hueco térmico seguirá recuperándose en el año próximo, por la mejora de demanda y el estancamiento de la producción renovable.

Por último, la información disponible nos lleva a pensar que la evolución de los [costes de generación térmicos](#) a lo largo del año 2014 continúa siendo bajista. El precio del carbón internacional sigue progresando con mucha debilidad, mientras el descenso del precio de los contratos a plazo sobre gas en NBP y TTF para los próximos meses se ha intensificado recientemente, por la templada temperatura registrada en invierno y el consiguiente aumento de reservas. El precio medio del derecho de emisión de CO₂ en 2014 probablemente será superior al de 2013, pero en cuantías poco apreciables. Por otro lado, se redujeron los precios regulados para centrales de carbón nacional.

Tabla 12. Previsión precio medio. Escenarios alternativos

	BAJO	CENTRAL	ALTO
Mensuales			
jul-14	46,4	53,6	59,8
ago-14	44,7	52,2	58,7
Trimestrales			
2014.Q3	44,7	52,2	58,6
2014.Q4	36,3	46,7	55,9
2015.Q1	30,8	44,0	56,0
2015.Q2	33,4	46,5	58,2
2015.Q3	43,9	56,0	66,4
Anuales			
2014	36,7	41,1	45,1

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2014)

En consistencia con los resultados explicados anteriormente para los determinantes de los precios de mercado, nuestros modelos sugieren un **precio medio para 2014** de 41 €/MWh, exactamente igual que la proyección presentada en el informe precedente (el comportamiento del mercado durante el trimestre pasado apenas ha diferido del que esperábamos, por lo que las hipótesis del ejercicio de predicción han cambiado poco). Este registro supondría un repliegue de los precios del 7% en relación al promedio de 2013. Tal reducción se explica por el (leve) empeoramiento de la demanda y los altos volúmenes de generación hidroeléctrica y, especialmente, porque dichos factores se intensificaron en un cuatrimestre concreto (enero-abril), desplomando los precios de tales periodos y sesgando el promedio anual. Según evolucionaran las condiciones climatológicas y comportamientos estratégicos en el segundo semestre, los modelos consideran factibles niveles para el precio medio anual entre 37 y 45 €/MWh (*Tabla 12*).

Para el **tercer trimestre** del año cabe esperar niveles de precios muy elevados, por el descenso de eolicidad e hidraulicidad y el aumento de consumo, todo ello derivado de las pautas meteorológicas típicas del periodo estival. En concreto, nuestros cálculos apuntan a un precio promedio de 52 €/MWh, en el escenario más verosímil, con un rango de variación posible de [45–59] €/MWh. Debido a la estacionalidad, lo lógico es que el precio medio retroceda hasta 47 €/MWh en el **último trimestre** del ejercicio (si bien son factibles promedios en el rango 36–56 €/MWh, en base a nuestros modelos). Será en 2015 cuando deberían observarse mayores progresos en la tendencia del precio de mercado, siempre que las expectativas de consumo eléctrico sean correctas. Por ejemplo, nuestra proyección para el precio medio de 2015.Q3 alcanza 56 €/MWh (*Tabla 12*).

Gráfico 32. Evolución de la previsión del precio medio anual de 2014

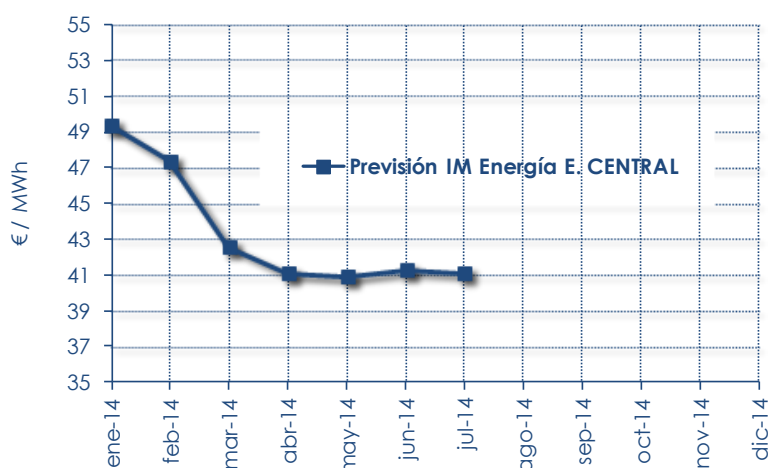
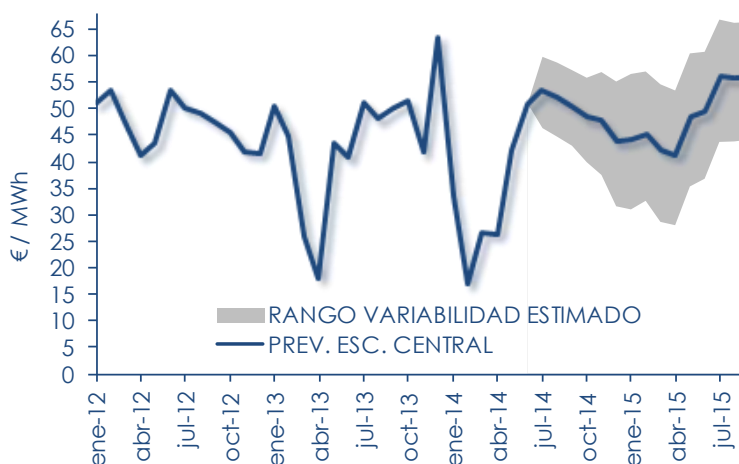


Gráfico 33. Previsión del precio medio mensual. Año móvil



Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2014)

Las **cotizaciones a plazo** han evolucionado ligeramente al alza en los últimos meses (en paralelo a los precios spot), aproximándose en buena medida a las proyecciones del spot que manejábamos nosotros. A cierre de este informe, las discrepancias entre ambas son relativamente pequeñas en los contratos trimestrales de 2014. Para dichos periodos y para el primer trimestre de 2015, los precios de los contratos a plazo son superiores a las previsiones spot de nuestros modelos. Lo contrario ocurre en los dos trimestres siguientes, cuando son las últimas las que están por encima de las primeras (3 y 2 €/MWh, respectivamente). Tal diferencia se explicaría porque el mercado podría estar infraestimando el repunte esperado de consumo eléctrico, según las previsiones de actividad económica e industrial manejadas a día de hoy por los analistas.

Tabla 13. Comparación previsión precio spot vs cotizaciones a plazo

	Cotizaciones OMIP			Previsión Spot
	02-jun	16-jun	30-jun	IM Energía
2014.Q3	54,7	54,6	52,7	52,2
2014.Q4	49,1	49,0	47,4	46,7
2015.Q1	47,9	47,9	46,4	44,0
2015.Q2	43,5	43,8	43,3	46,5
2015.Q3	53,6	53,9	54,1	56,0

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2014)

ANEXO 1. METODOLOGÍA

La metodología de previsión que se ha utilizado está basada en la aplicación de modelos econométricos de series temporales:

- Para la previsión del precio medio mensual del mercado diario se utilizan cinco modelos econométricos alternativos de series temporales. La previsión final resulta de la combinación lineal óptima de las previsiones de éstos.
- Los modelos de precios utilizan como inputs la demanda eléctrica, el balance de energía desglosado por tipo de tecnología y los precios de combustibles.
- La previsión de dichas variables requiere, a su vez, de modelos de previsión particularizados para ellas, así como de la incorporación de ciertas hipótesis, resumidas en la *Tabla 16* del Anexo posterior.
- La estimación paramétrica se lleva a cabo bajo los métodos de estimación que verifiquen las propiedades estadísticas adecuadas (consistencia y eficiencia asintótica) en cada tipo de modelo cuyos parámetros deben estimarse (máxima verosimilitud exacta, máxima verosimilitud con información completa, Filtro de Kalman, etc), utilizando los algoritmos de optimización apropiados.

Las predicciones de precios correspondientes a escenarios alternativos surgen de la aplicación de los modelos bajo sendas alternativas de sus inputs, en base al esquema indicado en la *Tabla 14*. Los criterios para la delimitación de las sendas alternativas en cada input se resumen en la *Tabla 15*.

Tabla 14. Diseño de escenarios alternativos para los modelos de precios

Escenario precios	Generación					Precios combust.
	Demanda	Nuclear	Hidráulica	Eólica	Resto ⁽¹⁾	
Alto	Alto	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Alto
Bajo	Bajo	Alto	Alto	Alto	Bajo	Bajo

⁽¹⁾ Solar + Mini-hidráulica + Térmica Renovable + Cogeneración

Tabla 15. Definición de escenarios en los inputs de los modelos de precios

Variables	Inputs	Criterio
Demanda	PIB	Analistas
	VAB Industria	Analistas
	Temperatura	Distribución histórica
Generación nuclear	Indisponibilidades No Programadas	Distribución histórica
Generación hidráulica	Factor de Utilización	Distribución histórica
Generación eólica	Factor de Utilización	Distribución histórica
Generación resto ⁽¹⁾	Factor de Utilización	Distribución histórica
Precios combustibles	Factor de Utilización	Analistas y Precios a Plazo

⁽¹⁾ Solar + Mini-hidráulica + Térmica Renovable + Cogeneración

ANEXO 2. HIPÓTESIS ASUMIDAS

Además de la previsión bajo modelos econométricos de la mayor parte de sus inputs, la predicción de precios spot del mercado diario requiere utilizar ciertas hipótesis sobre la evolución de algunas variables económicas relacionadas con éstos. Dichas hipótesis se realizan utilizando información disponible y exógena a Intermoney Energía (Panel de Funcas para variables macroeconómicas, precios en mercados a plazo para gas y derechos de emisión de CO₂), combinada con el propio juicio de los analistas de Intermoney Energía.

Las hipótesis asumidas para este informe se resumen en la *Tabla 16*.

Tabla 16. Principales hipótesis económicas asumidas para la previsión

ESCENARIOS MACROECONÓMICOS 2014		
Tasas de variación anual		
	PIB	VAB INDUSTRIA
BAJO	+0,6%	-0,1%
MEDIO	+1,1%	+0,6%
ALTO	+1,6%	+1,0%
PRECIOS COMBUSTIBLES (Escenario Central)		
	MEDIA 2013 (Dato)	MEDIA 2014 (Hipótesis)
GAS (NBP)	27,3 €/MWh	21,5 €/MWh
CARBÓN (API-2)	8,9 €/MWh	7,9 €/MWh
CO ₂ (EUA)	4,5 €/t	5,8 €/t

Fuente: Intermoney Energía



Este informe es un servicio de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) para sus asociados quedando prohibida la reproducción o divulgación total o parcial a terceros. Su contenido y resultados obtenidos se basan en los escenarios presentados, no suponiendo ninguna garantía sobre el resultado de los mismos.

Las secciones de previsión de este informe han sido elaboradas por Intermoney Energía (IM Energía) – integrada en la sociedad Intermoney Valora S.A. – para uso exclusivo de la Asociación Empresarial Eólica (AEE). La información, las estimaciones y las opiniones que contiene se basan en información pública y privada que, en nuestra opinión, es correcta y precisa, aunque, sin una investigación concisa de cada dato, IM Energía no puede garantizarlo. Las opiniones y resultados que aparecen en este documento se entregan bajo la condición de que ni IM Energía, ni ninguno de sus empleados serán responsables de los errores o imprecisión de los datos o la información, hayan sido causados de forma negligente o no, o de cualquier pérdida o daño que pudiera sufrir cualquier persona física o jurídica por estos errores o falta de precisión. En particular, IM Energía no se hace responsable de las consecuencias del uso que haga el cliente de las cifras, valoraciones y opiniones que contiene este documento, especialmente en lo relativo a decisiones de inversión.