



INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

Nº 84

Fecha de publicación: 15 de abril de 2015

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 DEMANDA	4
3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA	14
4. PREVISIÓN DEL TRIMESTRE ANTERIOR	23
5. PREVISIÓN PARA EL MES EN CURSO Y SIGUIENTE	24
6. PREVISIÓN TRIMESTRAL PARA EL AÑO MÓVIL.....	26
ANEXO 1. METODOLOGÍA.....	30
ANEXO 2. HIPÓTESIS ASUMIDAS.....	31

1. RESUMEN EJECUTIVO

Durante el mes de marzo 2015 la energía eólica ha sido la segunda fuente de electricidad de la península con 4.902 GWh. Sin embargo durante el primer trimestre de 2015 se ha situado como la primera fuente de generación con 15.843MW.

La demanda de energía eléctrica ha aumentado un 1% en marzo 2015 respecto al mismo mes del año anterior. En términos netos, es decir, descontando los efectos de laboralidad y temperatura, el consumo eléctrico ha descendido un 0,2%.

El precio medio aritmético del mercado diario en el mes de marzo 2015 a sido de 43,13 €/MWh, siendo ligeramente superior al mes de febrero (42,57€/MWh)

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de mayo 2015 se sitúan actualmente en torno a 48,25 €/MWh para el carga base y en 53,10 €/MWh para el carga punta. Por lo que respecta al Q3-15 (tercer trimestre 2015) los precios se sitúan en 51 €/MWh en carga base y 55,54 €/MWh en punta.

	mar-15	mar-14	Variación (%)	ene-mar 2015	ene-mar 2014	Variación 2015/2014
Precio MD (€/MWh)	43,13	26,67	61,7%	45,87	26,09	75,8%
Hidráulica (GWh)	3.524	4.887	-27,9%	9.087	14.270	-36,3%
Nuclear (GWh)	5.437	5.512	-1,4%	15.837	15.178	4,3%
Carbón (GWh)	2.726	1.244	119,1%	11.062	4.339	154,9%
Ciclo combinado (GWh)	1.625	1.335	21,7%	5.715	4.268	33,9%
Consumos en generación (GWh) ⁽¹⁾	-517	-418	23,7%	-1.680	-1.250	34,4%
EÓLICA (GWh)	4.902	5.050	-2,9%	15.843	17.473	-9,3%
% sobre la generación total	21,9%	23,2%		22,9%	26,0%	
Factor de capacidad (%)	29,0%	29,8%		32,0%	35,2%	
Resto Hidráulica (GWh)	678	806	-15,9%	1.811	2.344	-22,7%
Solar PV (GWh)	695	697	-0,3%	1.665	1.456	14,4%
Solar térmica (GWh)	444	385	15,3%	825	568	45,2%
Térmica renovable (GWh)	385	365	5,5%	1.141	1.120	1,9%
Cogeneración y resto (GWh)	2.249	1.894	18,7%	6.604	6.556	0,7%
Consumos en bombeo (GWh)	-508	-524	-3,1%	-1.559	-2.015	-22,6%
Enlace Península-Baleares (GWh) ⁽²⁾	-101	-88		-324	-274	18,2%
Intercambios internacionales (GWh) ⁽³⁾	-406	-226		-1.226	-689	77,9%
DEMANDA DE TRANSPORTE (b.c.) (GWh)	21.136	20.919	1,0%	64.804	63.344	2,3%

Fuente: Datos REE, OMIE y elaboración AEE

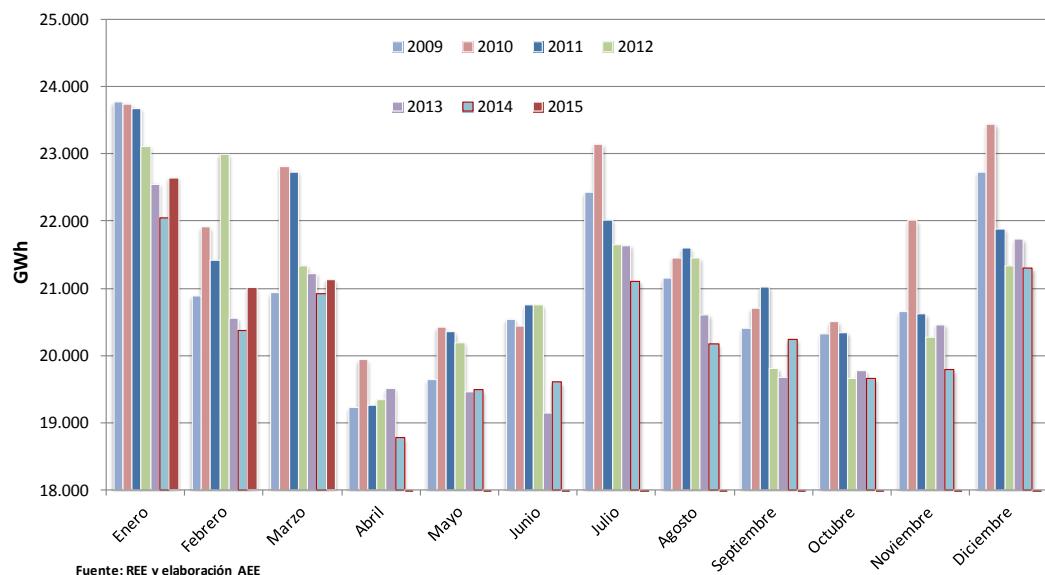
- (1) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel+gas y ciclo combinado.
 (2) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012
 (3) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador

2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

La demanda de energía eléctrica peninsular en el mes de marzo 2015 disminuye un 0,2% con respecto al mismo mes del año anterior, una vez corregidos los efectos de laboralidad y temperaturas. En términos brutos, la demanda de energía eléctrica de transporte en b.c. ha alcanzado 21.136 GWh en el mes de marzo 2015, siendo un 1% superior que la demanda del mismo mes del año anterior.

La evolución de la demanda se representa en el gráfico siguiente:

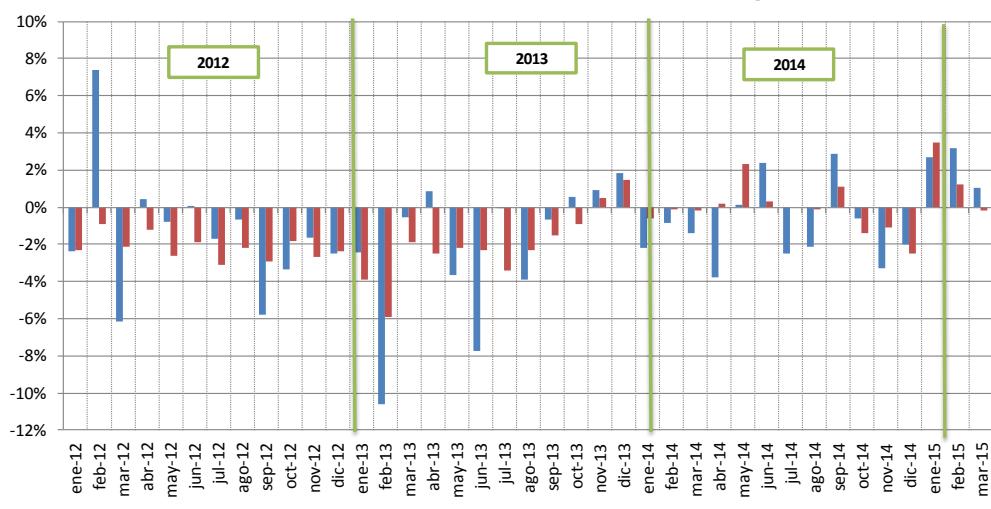
Gráfico 01. Demanda mensual de transporte de energía eléctrica en b.c. 2009-2015



Fuente: REE y elaboración AEE

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. 2012-2015

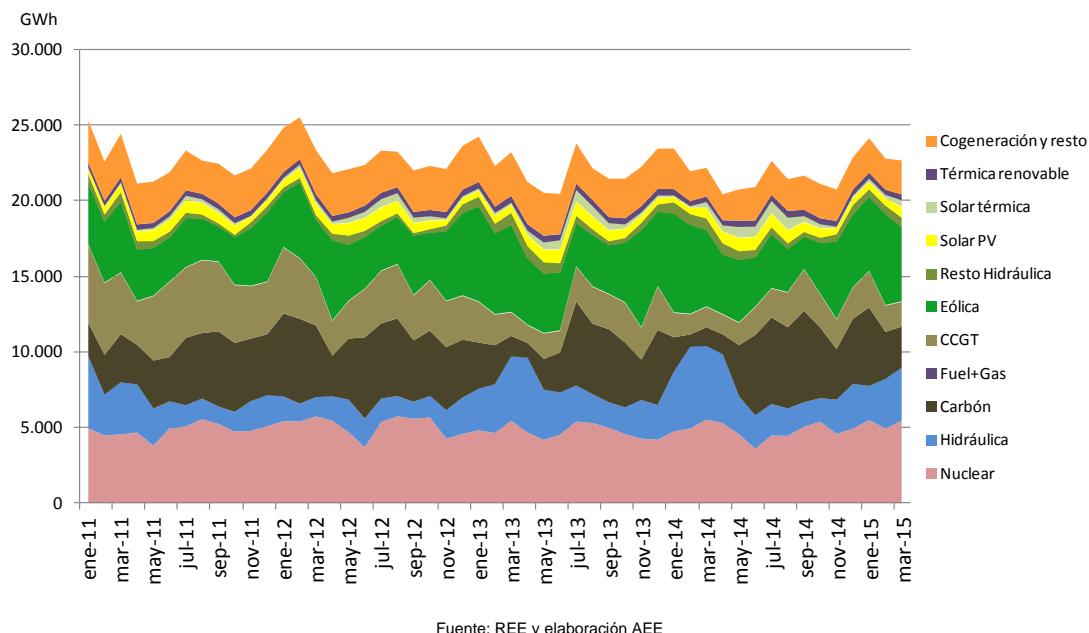


Fuente: REE y elaboración AEE

■ Tasa de variación con respecto al mismo mes del año anterior (%) ■ Δ demanda corregida (%)

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

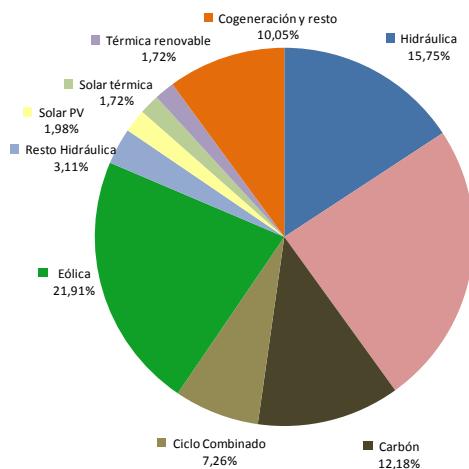
Gráfico 03. Evolución mensual de la generación por tecnologías en GWh. 2011-2015



Fuente: REE y elaboración AEE

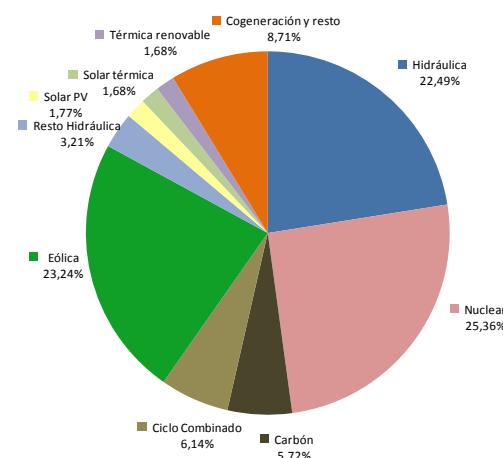
En el mes de marzo la eólica ha aportado el 21,9% de la generación total, siendo la segunda tecnología de generación por detrás de la nuclear.

Gráfico 04. Estructura de generación. marzo 2015



Fuente: REE y elaboración AEE

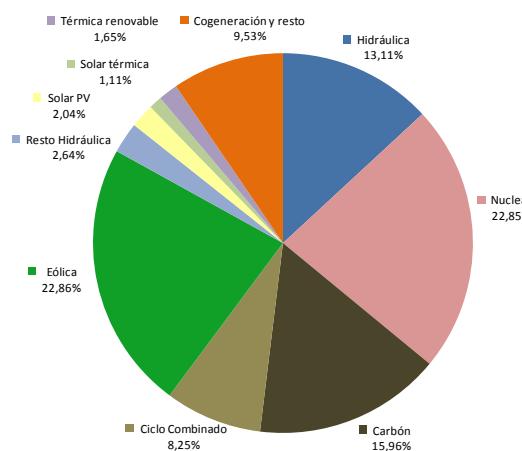
Gráfico 05. Estructura de generación. marzo 2014



Fuente: REE y elaboración AEE

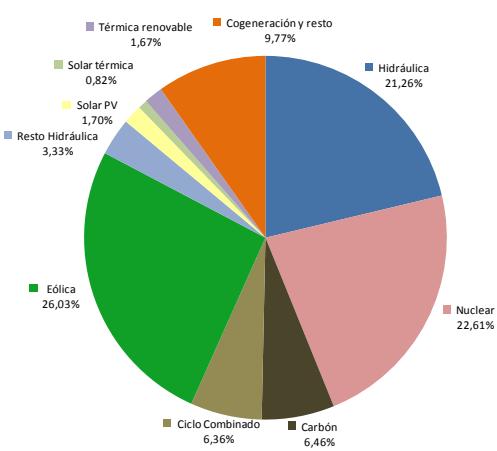
En el primer trimestre del 2015, la eólica se sitúa como primera tecnología de generación, con una aportación de un 22,9% del total, por encima de la nuclear con un 22,8% y de la generación con carbón 16%.

**Gráfico 06. Estructura de generación.
Enero a Marzo 2015**



Fuente: REE y elaboración AEE

**Gráfico 07. Estructura de generación.
Enero a Marzo 2014**

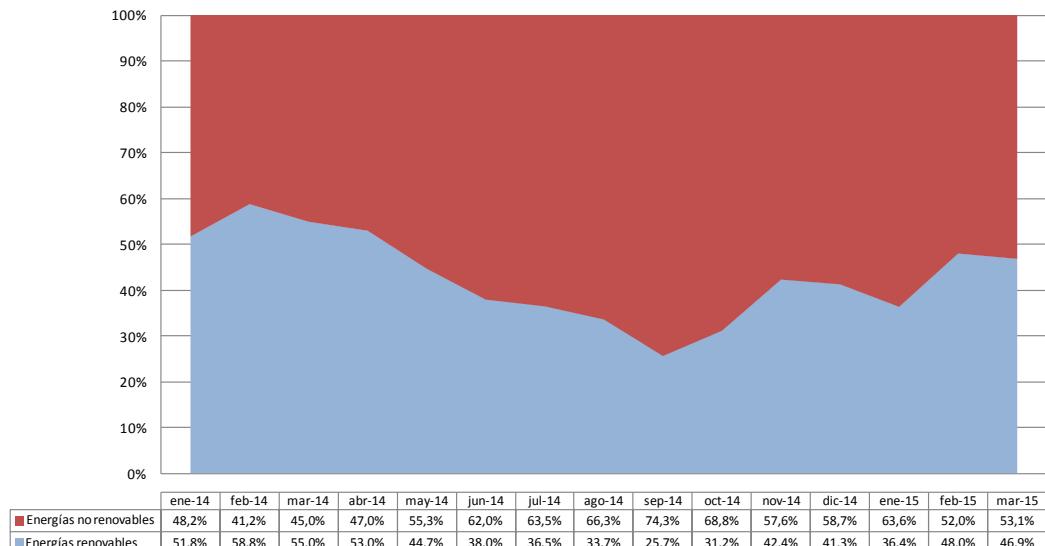


Fuente: REE y elaboración AEE

Los ciclos combinados mantienen tasas de crecimiento negativas, continúan con una aportación por debajo del 10%.

La contribución de la generación procedente de fuentes de energía renovable en el mes de marzo de 2015 ha sido de 46,9%.

Gráfico 08. Evolución mensual del % de la producción eléctrica cubierto con EERR y Energías No Renovables. 2014 - 2015



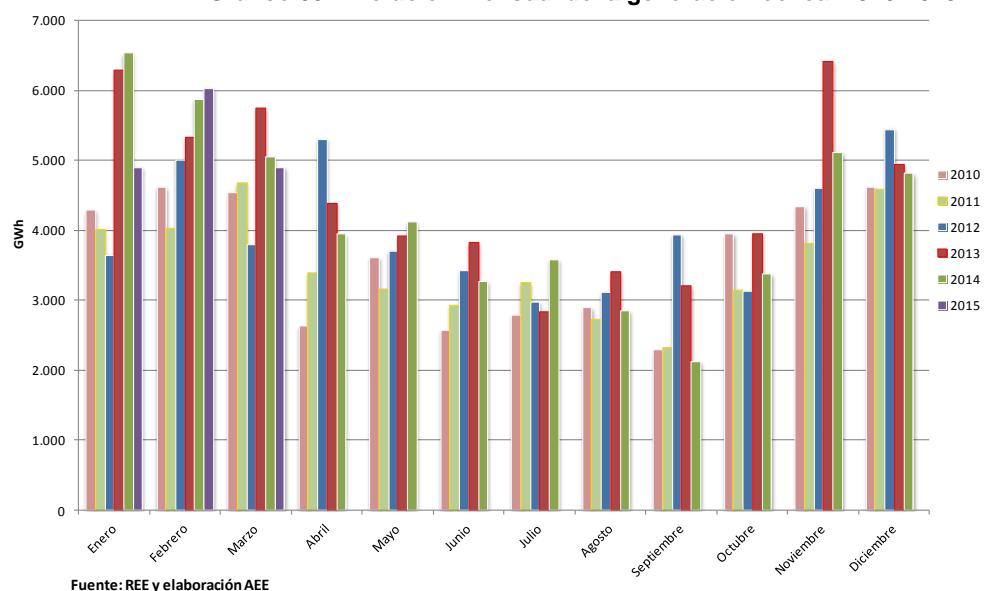
Fuente: REE y elaboración AEE

2.1 Eólica

2.1.1 Generación eólica

Los casi 23 GW de potencia eólica instalada en España han generado en marzo 4.902 GWh, un 2,9% menos que la producción del mismo mes de marzo 2014.

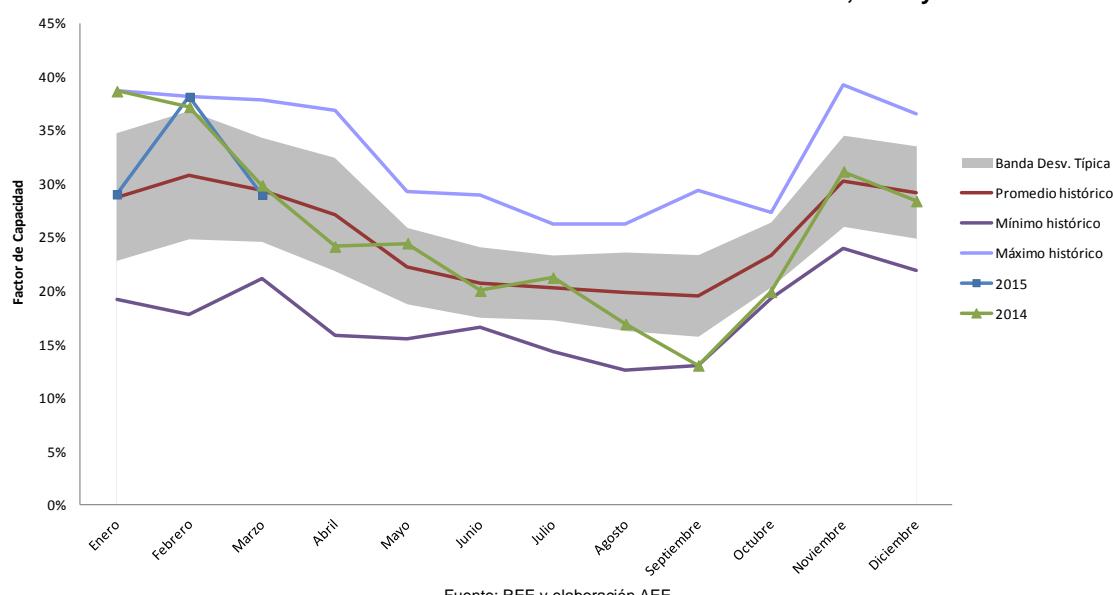
Gráfico 09. Evolución mensual de la generación eólica. 2010-2015



Fuente: REE y elaboración AEE

En marzo el factor de capacidad de la eólica se ha situado en 29% inferior al del mismo mes de 2014 que se situó en 29,8%.

Gráfico 10. Evolución del factor de capacidad de la eólica promedio, mínimo y máximo desde el año 1998 hasta la actualidad, 2014 y 2015



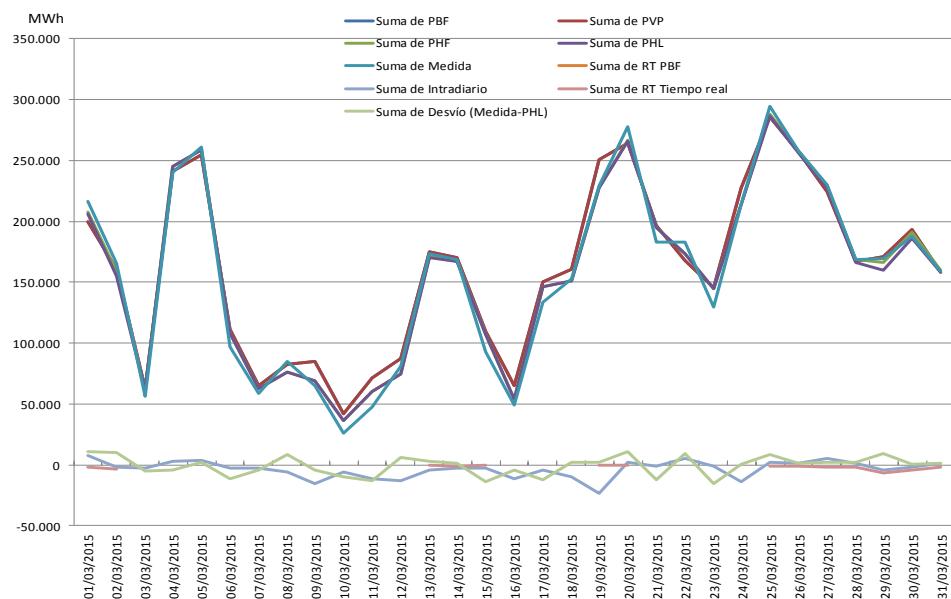
Fuente: REE y elaboración AEE

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 marzo 2015, 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. Marzo 2015



Fuente: ESIOS-REE y elaboración AEE

Las restricciones técnicas, tanto después del Programa Básico de Funcionamiento como en Tiempo Real, se sitúan en un 0,548% de la producción eólica medida en el mes de enero, lo que en términos absolutos supone 26.633MWh.

Tabla 01. Restricciones a la producción eólica. 2015

Fecha	Generación (MWh) MEDIDA	RT PBF (MWh)	RT Tiempo real (MWh)	(RT PBF + RT Tiempo real) / Medida
ene-15	4.906.342	0	-5.746	-0,112%
feb-15	5.939.704	-7	-1.955	-0,033%
Mar-15	4.856.595	0	-26.633	-0,548%
TOTAL 2015	15.702.641	-7	-34.334	-0,219%

Fuente: ESIOS-REE y elaboración AEE

En cuanto a los desvíos de la eólica medidos como:

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

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

El desvío positivo promedio en el mes de marzo, es decir, cuando la producción eólica real ha resultado superior a la programada, se ha situado en +6,5%; 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 -10,8%.

Tabla 02. Desvío eólico promedio mensual. 2015

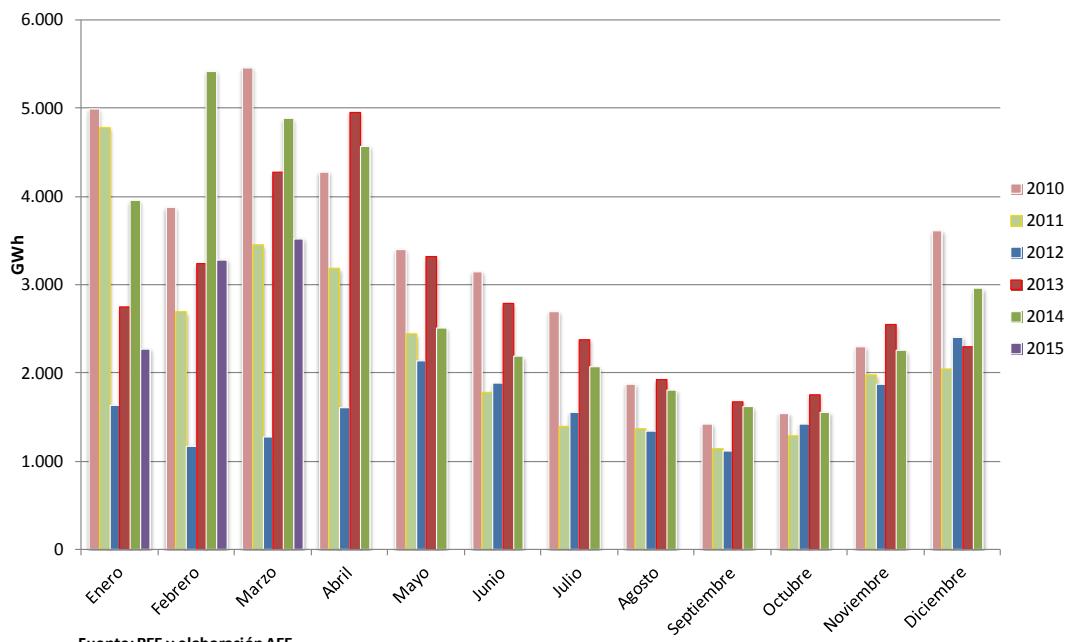
Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo
Enero 15	8,8%	-9,4%
Febrero 15	5,3%	-8,1%
Marzo 15	6,5%	-10,8%
Promedio 2015	6,9%	-9,5%

Fuente: Datos REE y elaboración AEE

2.2 Generación hidráulica

Las centrales hidráulicas han generado 3.524 GWh, un 27,9% menos que la generación de marzo de 2014.

Gráfico 12. Generación hidráulica mensual. 2010-2015



Fuente: REE y elaboración AEE

Las reservas en régimen anual se sitúan en un 72,4% respecto a la capacidad máxima mientras que en régimen hiperanual se sitúan en un 70,7% de su capacidad máxima.

Gráfico 13. Evolución mensual reservas de los embalses, régimen anual. 2010-2015

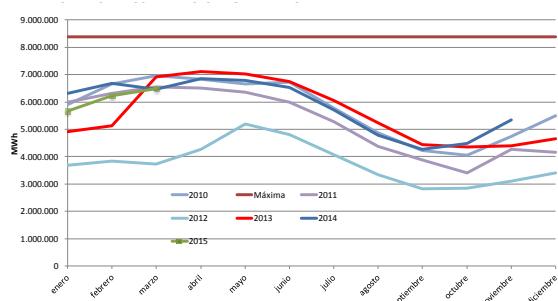
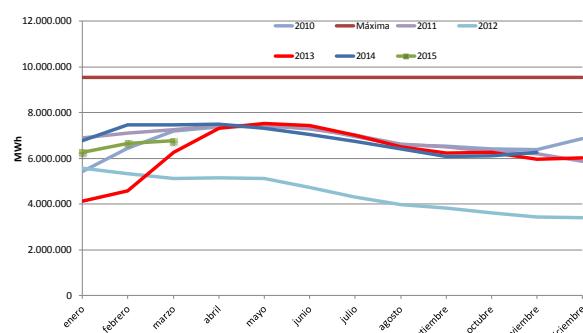


Gráfico 14. Evolución mensual reservas embalses régimen hiperanual. 2010-2015

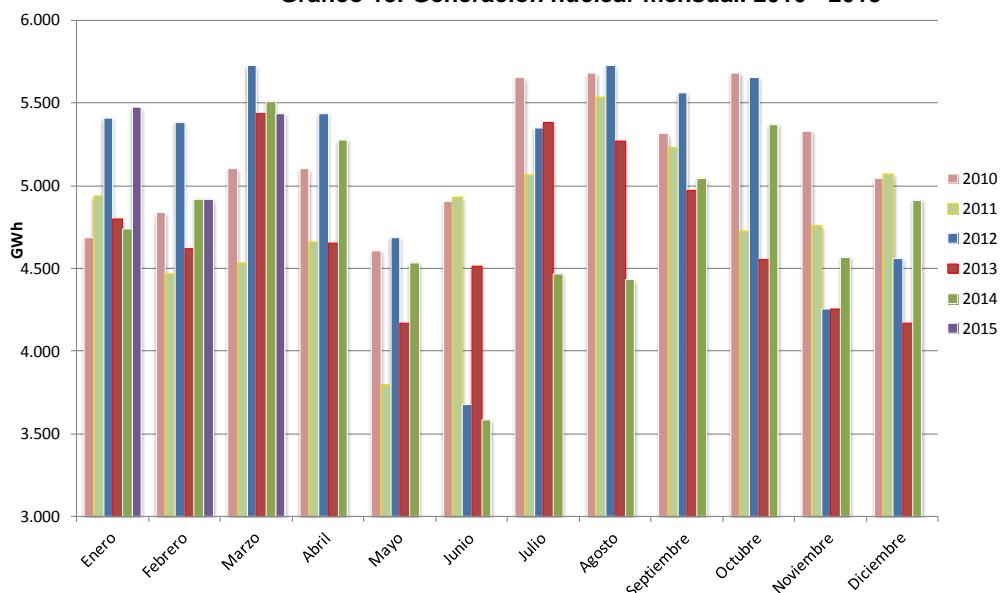


Fuente: Datos Balance Diario REE y elaboración AEE

2.3 Generación nuclear

Con 5.437 GWh producidos en marzo 2015 las centrales nucleares han generado un 1,4% menos energía que el mismo mes del 2014.

Gráfico 15. Generación nuclear mensual. 2010 - 2015



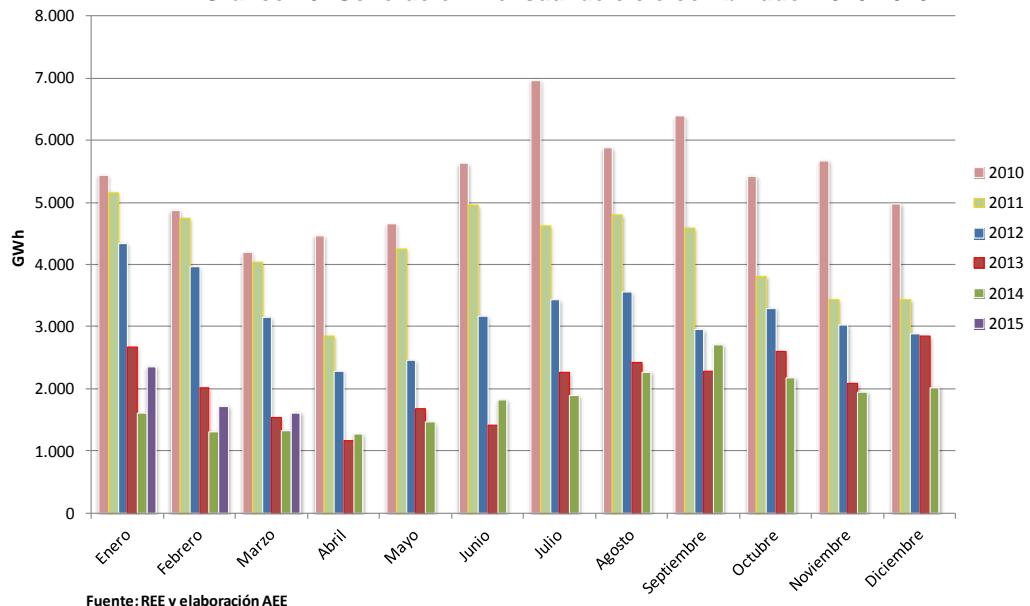
Fuente: REE y elaboración AEE

2.4 Generación de ciclo combinado

Los ciclos combinados han producido 1.625 GWh en marzo 2015, un 21,7% más que en el mismo mes del año anterior.

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 marzo se sitúa en 8,61%.

Gráfico 16. Generación mensual de ciclo combinado. 2010-2015

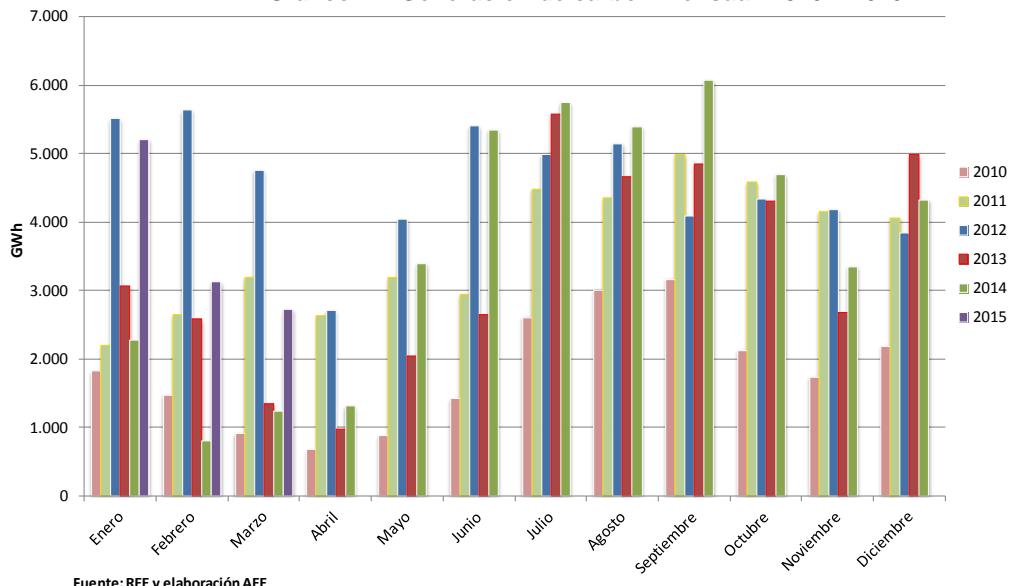


Fuente: REE y elaboración AEE

2.5 Generación térmica con carbón

Las centrales de carbón han generado en marzo 2015 un total de 2.726GWh, que es un 119,2% superior a la generación del mismo mes del 2014.

Gráfico 17. Generación de carbón mensual. 2010 – 2015

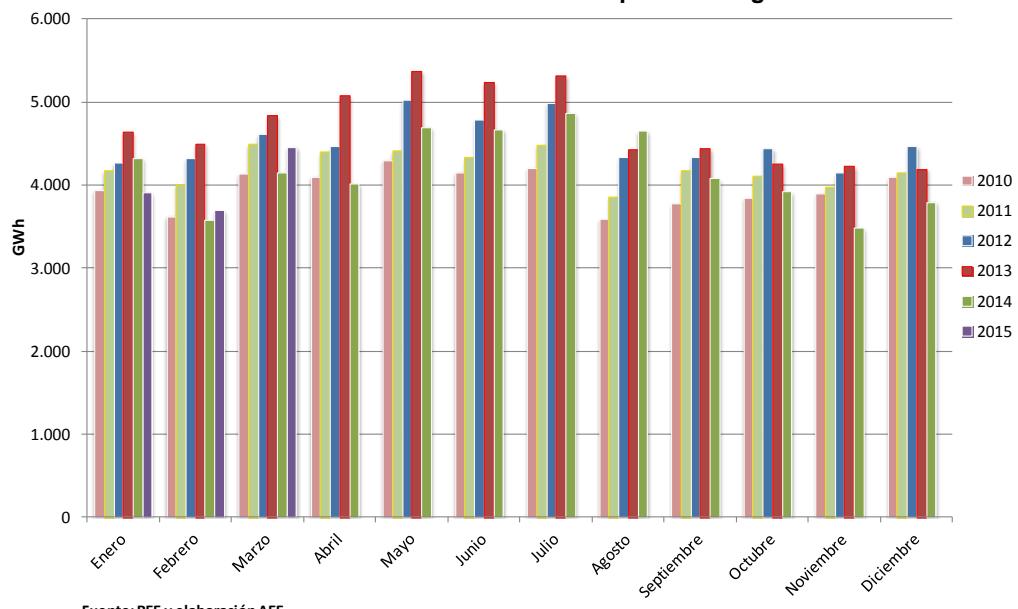


Fuente: REE y elaboración AEE

2.6 Resto de tecnologías renovables, cogeneración y residuos

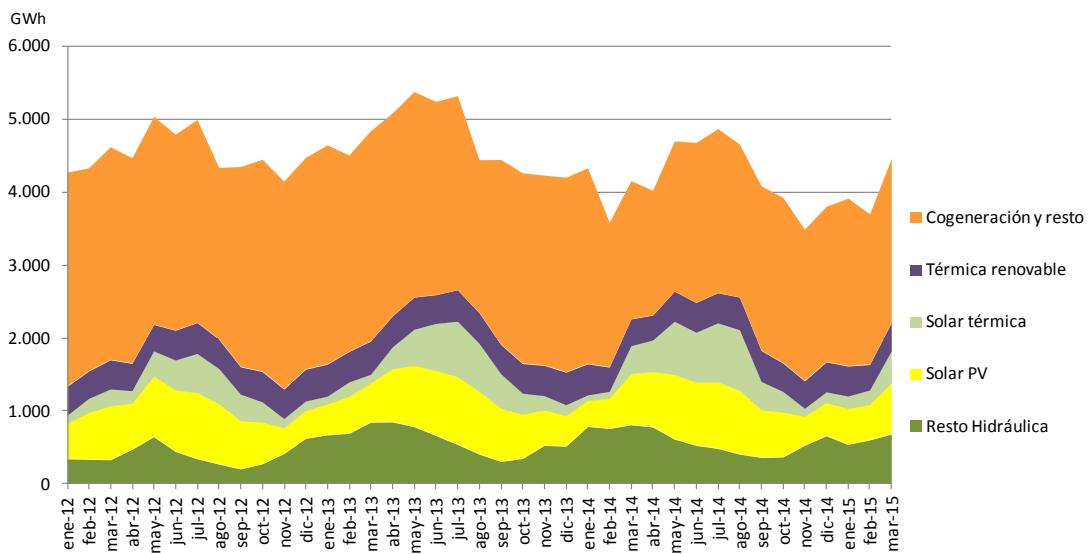
Estas tecnologías han generado 4.451 GWh en marzo 2015, siendo superior en un 7,3% a la producción del mismo mes del año anterior.

Gráfico 18. Generación mensual por tecnologías. 2010-2015



Fuente: REE y elaboración AEE

Gráfico 19. Generación mensual por tecnologías. 2012-2015



Fuente: Datos REE y elaboración AEE

La solar fotovoltaica ha generado 695 GWh, un 0,3% menos que la producción del mes de marzo de 2014.

La solar térmica ha producido en marzo 2015, 444 GWh, un 15,3% superior al mismo mes de 2014.

La producción de la tecnología térmica renovable en el mes de marzo ha sido 385 GWh, un 5,4% superior a la del mismo mes del año anterior.

La hidráulica ha producido 678 GWh en marzo 2015, un 15,9% menos que en marzo 2014.

Por último, la generación de energía eléctrica de la cogeneración, ha sido un 18,8% superior que la del mismo mes de marzo de 2014, alcanzando 2.249 GWh.

Gráfico 20. Solar fotovoltaica. 2012-2015

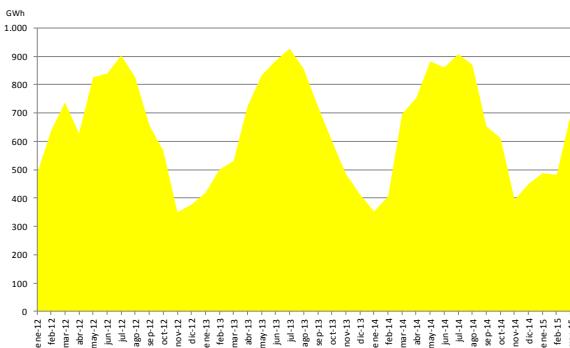


Gráfico 21. Solar térmica. 2012-2015

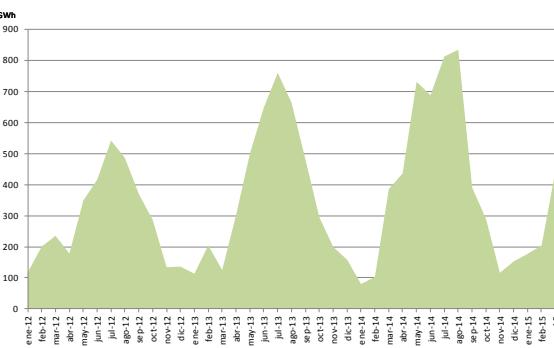


Gráfico 22. Térmica renovable. 2012-2015

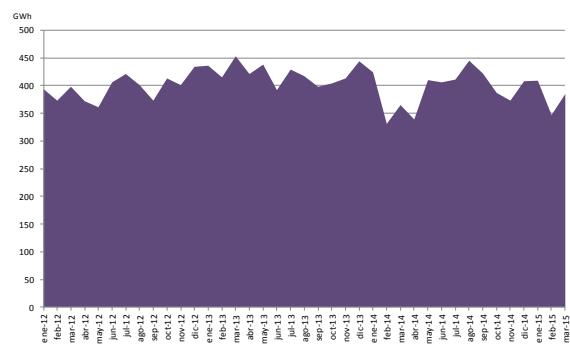


Gráfico 23. Cogeneración y resto. 2012-2015

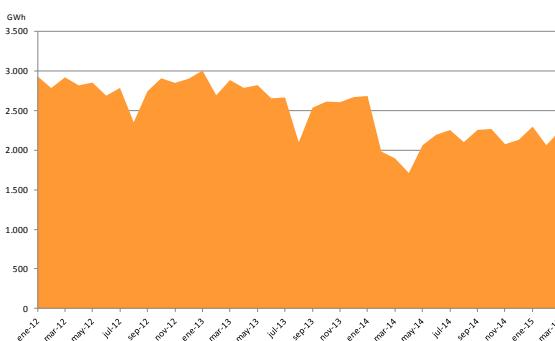
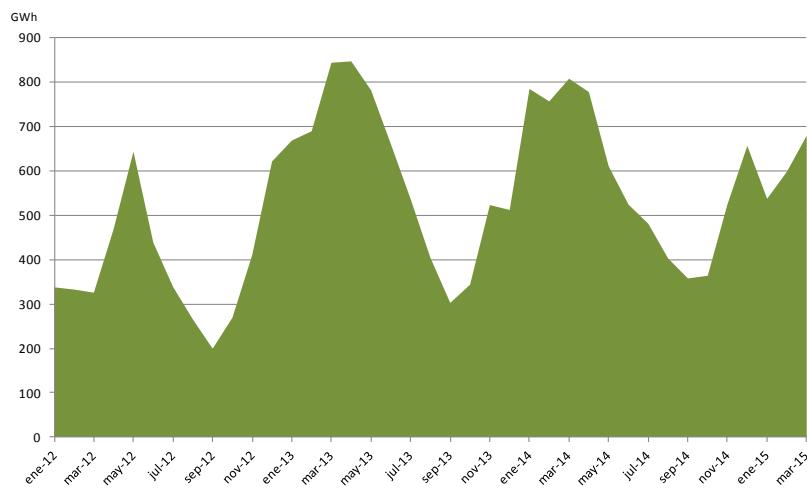


Gráfico 24. Resto hidráulica. 2012-2015



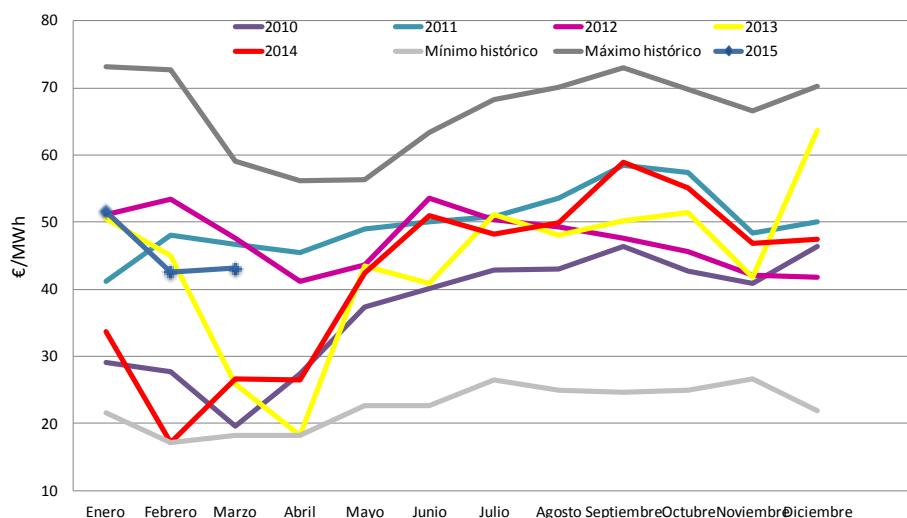
Fuente: Datos REE y elaboración AEE

3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA

3.1 Precio del mercado diario

El precio medio aritmético del mercado diario disminuye en el mes de marzo 2015. Con 43,13 €/MWh en el mes de marzo, el precio medio aritmético ha sido un 1,3% superior al mes anterior (42,57 €/MWh) y un 61,7% superior al precio medio aritmético del mes de marzo de 2014 (26,67 €/MWh).

Gráfico 25. Evolución mensual del precio del mercado diario promedio. 2010 – 2015



Fuente: OMIE y elaboración AEE

La diferencia entre los precios mínimos y máximos ha disminuido en el mes de marzo respecto al mes anterior, oscilando entre un precio mínimo de 4,13 €/MWh el día 5 a las 05:00h, y un precio máximo de 77,15 €/MWh a las 21:00h el día 2.

Marzo de 2014 fue el último mes con horas a precio cero.

Tabla 03. Precio mensual mínimo, promedio y máximo del mercado diario. 2014-2015

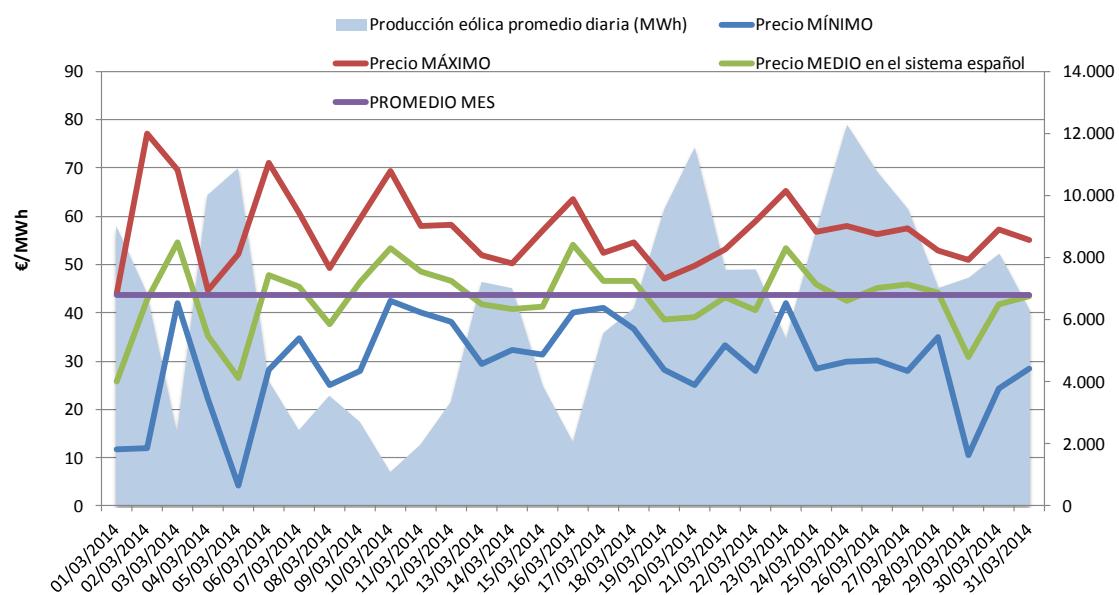
	Precio mínimo (€/MWh)	Precio medio aritmético sistema español (€/MWh)	Precio máximo (€/MWh)	Horas a precio cero	Variación respecto al mes anterior (%)	Variación respecto al mismo mes del año anterior (%)
ene-14	0,0	33,62	96,3	64	-47%	-33%
feb-14	0,0	17,12	110,0	82	-49%	-62%
mar-14	0,0	26,67	90,0	31	56%	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%
Jul-14	23,58	48,21	64,02	0	-5%	-6%
Ago-14	32,00	49,91	65,03	0	4%	4%
Sep-14	35,10	58,89	76,96	0	18%	17%

Oct-14	10	55,11	99,77	0	-6%	7%
Nov-14	5,99	46,8	90	0	-15%	12%
Dic-14	2,3	47,47	72,69	0	1%	-25%
Ene-15	4,00	51,60	85,05	0	9%	53%
Feb-15	4,00	42,57	82,01	0	-17%	149%
Mar-15	4,13	43,13	77,15	0	1%	62%

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. Marzo 2015

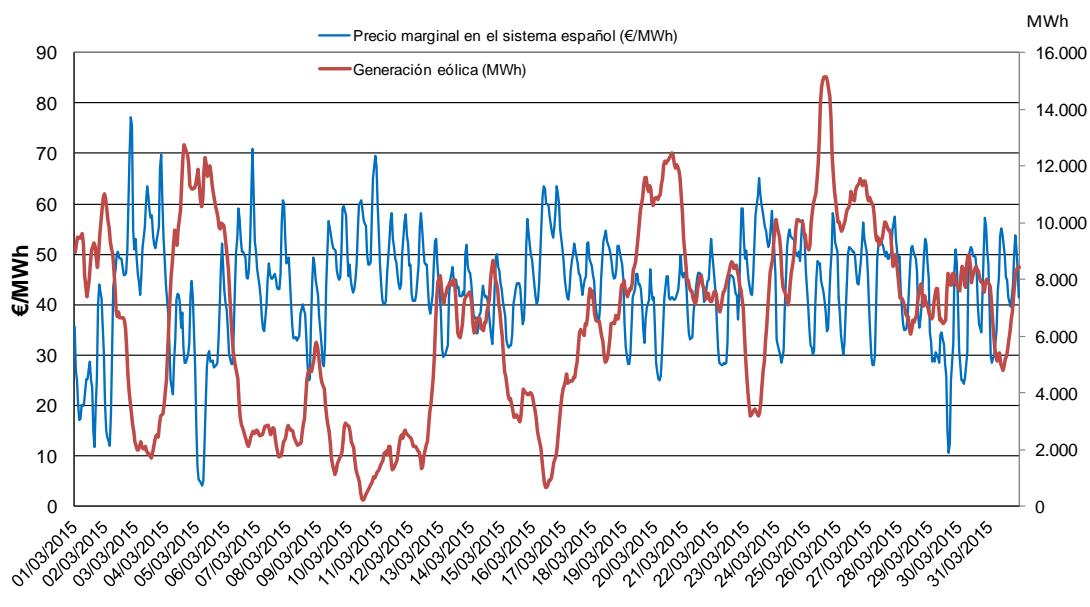


Fuente: OMIE y elaboración AEE

La generación eólica promedio diaria en el mes de marzo 2015 ha sido de 6.536MWh

La correlación negativa entre producción eólica y precios se puede observar en la evolución horaria, tal y como se representa en el siguiente gráfico, el impacto depresor en el precio es evidente.

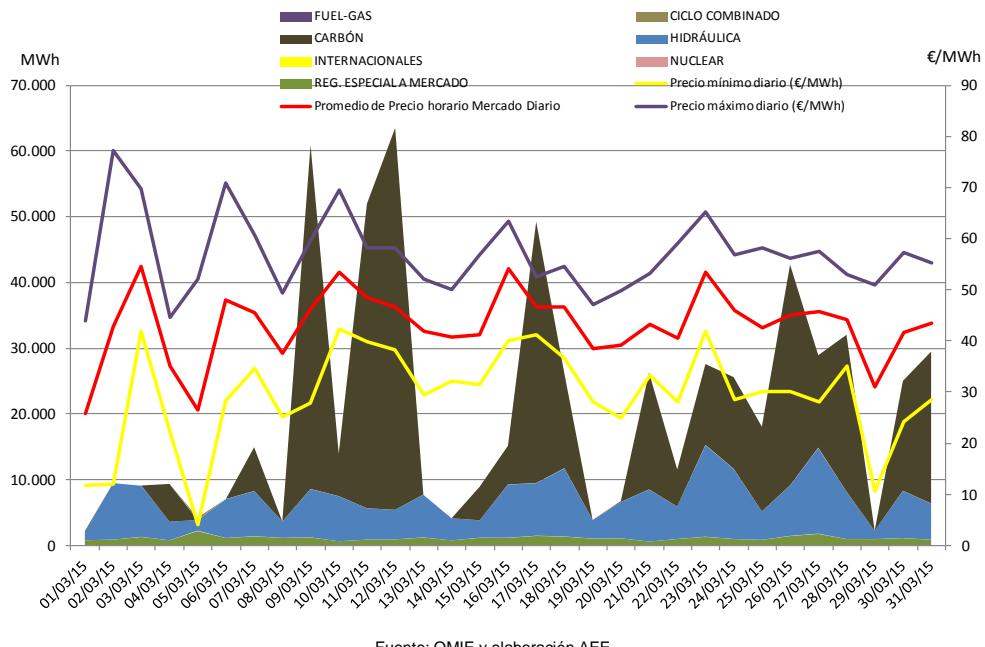
Gráfico 27. Evolución horaria del precio del mercado diario y de la generación eólica.
Marzo 2014



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 marzo 2015 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. Marzo 2015

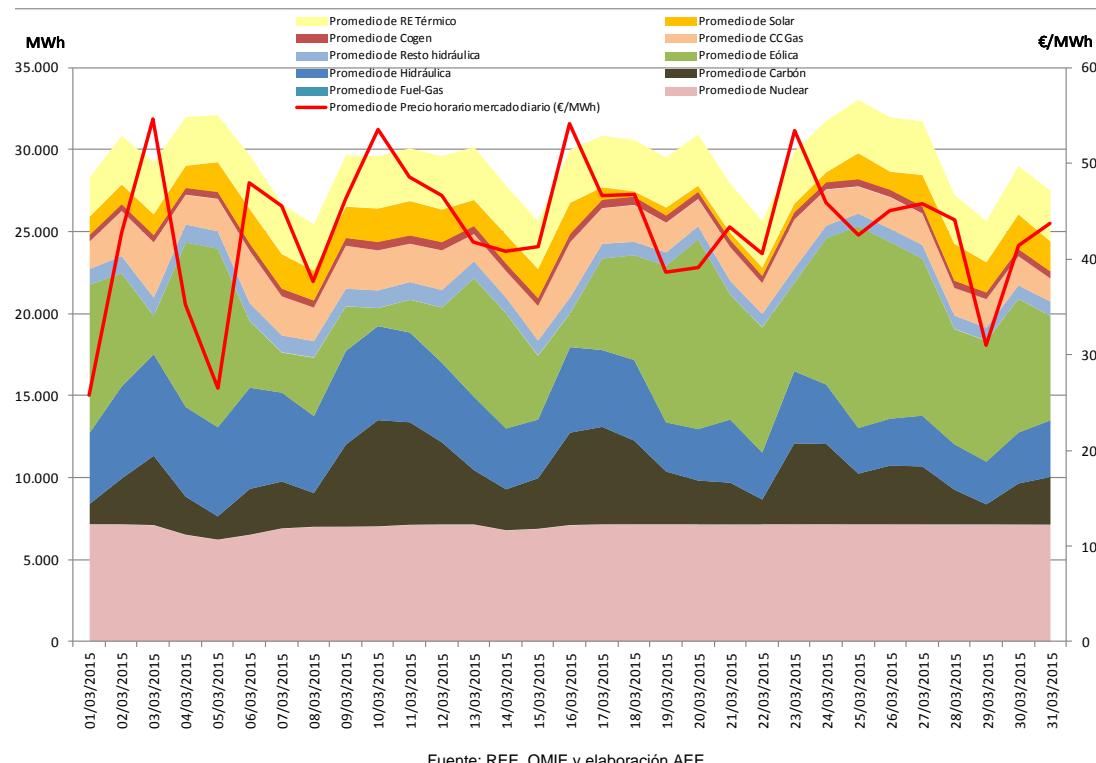


Fuente: OMIE y elaboración AEE

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

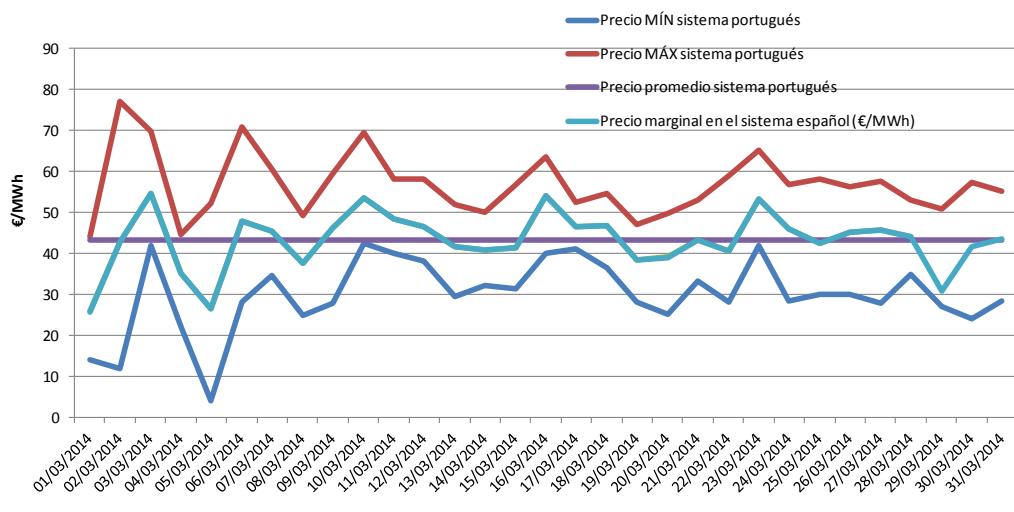
como en la mayor parte de las horas en las que la producción eólica aumenta, el precio medio diario disminuye.

Gráfico 29. Energía por tecnologías y precio medio diario del MD. Marzo 2015



El precio medio aritmético en el sistema eléctrico portugués se ha situado en 43,21 €/MWh, ligeramente superior (+0,2%) que el precio medio aritmético del sistema eléctrico español (43,13 €/MWh), en el 98% de las horas los precios de ambos sistemas han resultado iguales, en 11 horas el precio del sistema eléctrico portugués ha resultado superior y en 1 de las horas el precio del sistema eléctrico español ha sido superior al portugués.

Gráfico 30. Evolución diaria del precio del MD, sistema eléctrico portugués y español. Marzo 2015



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. Marzo 2015

	Nº horas	%
PEspañol = PPortugués	731	98%
PEspañol < PPortugués	11	1,5%
PEspañol > PPortugués	1	0,5%
TOTAL	743	100%

Fuente: OMIE y elaboración AEE

3.2 Futuros de OMIP

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de mayo 2015, actualmente se sitúan en torno a 48,25 €/MWh para el carga base y en 53,10 €/MWh para el carga punta.

En cuanto a los productos trimestrales, los futuros en Q3 ha aumentado y Q4 respecto a los valores del informe anterior.

Tabla 05. Futuros OMIP trimestrales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
Q3-2015	51,00	55,54
Q4-2015	48,28	53,35
Q1-2016	46,72	50,47

Y también han aumentado los precios de los futuros de OMIP para 2016, 2017 y 2018:

Tabla 06. Futuros OMIP anuales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
2016	45,42	49,09
2017	45,95	49,63
2018	45,95	49,19

Fuente: OMIP y elaboración AEE

3.3 Retribución eólica

En la liquidación de la energía generada en enero se ha aplicado la metodología de retribución establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. La cuantía de esta retribución desglosada por tecnologías para este mes ha sido la siguiente:

Tabla 07. Liquidación enero 2015

Enero 2015	Liquidación (Millones de €)
COGENERACIÓN	99,887
SOLAR FV	200,466
SOLAR TE	95,580
EÓLICA	104,451
HIDRÁULICA	3,679
BIOMASA	21,675
RESIDUOS	7,147
TRAT. RESIDUOS	10,832
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,019
TOTAL	543,736

Respecto a la liquidación provisional 01/2015 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 29,27%** al importe total de las liquidaciones acumuladas positivas correspondientes a la energía generada en el ejercicio 2015.

El importe total de la retribución regulada de todas las tecnologías asciende a **543,736** Millones de euros para todo el ejercicio 2015 (desde el 1 de enero hasta el 31 de Enero de 2015).

Por tanto, aplicando el coeficiente de cobertura de 29,27%, la cantidad total a pagar a cuenta a todas las tecnologías renovables, cogeneración y residuos en la esta primera liquidación ascendió a 543,736 millones de euros, antes de IVA o impuesto equivalente. De los cuales la eólica percibió 104,451 M€.

La retribución regulada de la eólica en enero 2015 ascendería a 104,451 Millones de euros, si aplicamos el coeficiente de cobertura de esta liquidación (29,27%), ha cobrado 30,573 Millones de euros, quedando, por lo tanto, pendiente de percibir 73,878 M€.

Tabla 08. Liquidación retribución regulada. 2015

	Liquidación acumulada* 1/2015 (Millones de €)	Cantidad a pagar a cuenta en L1/2015 **(Millones de €)	Cantidad cobrada en ene 2015 (Millones €)	Cantidad pendiente de cobrar (Millones €)
COGENERACIÓN	99,887	29,236	29,237	70,650
SOLAR FV	200,466	58,676	58,676	141,790
SOLAR TE	95,58	27,976	27,976	67,604
EÓLICA	104,451	30,573	30,573	73,878
HIDRÁULICA	3,679	1,077	1,077	2,602
BIOMASA	21,675	6,344	6,344	15,331
RESIDUOS	7,147	2,092	2,092	5,055
TRAT. RESIDUOS	10,832	3,17	3,17	7,662
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,019	0,006	0,006	0,013
TOTAL	543,736	159,15	159,150	384,586

Fuente: CNMC

* Calculada según la metodología de retribución establecida en el Real Decreto 413/2014 y una vez realizadas las reliquidaciones contemplada en la DT3^a del Real Decreto-Ley 9/2013.

** No se tienen en cuenta en estas cantidades las regularizaciones procedentes de lo previsto en la DT8^a del RD 413/2014.

También se ha procedido a la reliquidación de todo el año 2014 (liquidación 13/2014).

Tabla 09. Reliquidación 2014

13/2014	Liquidación Pago (Millones de €)
COGENERACIÓN	0,787
SOLAR FV	0,189
SOLAR TE	-0,934
EÓLICA	0,385
HIDRÁULICA	11,666
BIOMASA	3,436
RESIDUOS	0,000
TRAT. RESIDUOS	-0,032
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,000
TOTAL	15,497

Teniendo en cuenta lo anterior la liquidación provisional a cuenta correspondiente a la energía generada en el ejercicio 2014 (desde el 1 de Enero hasta el 31 de Diciembre de 2014), de la retribución específica para las instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnología renovables, cogeneración y residuos, asciende a **6.551,850 Millones €**, antes de IVA o impuesto equivalente.

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, es necesario aplicar un **coeficiente de cobertura de 91,12%** al importe total de las liquidaciones acumuladas positivas. Una vez descontadas las cantidades correspondientes al

ejercicio 2014 ya abonadas en las liquidaciones anteriores, la cantidad a pagar a cuenta a los productores en la Liquidación 13/2014 asciende a 474,156 Millones €, antes de IVA o impuesto equivalente.

El importe total liquidado tiene el siguiente desglose por tecnologías:

Tabla 10. Liquidación retribución regulada. 2015

	Liquidación acumulada 2014 (Millones de €)	Cantidad a pagar a cuenta en L13/2014 *(Millones de €)	Cantidad cobrada 2014 (Millones €)	Cantidad pendiente de cobrar (Millones €)
COGENERACIÓN	1.099,19	76,751	1.001,537	97,652
SOLAR FV	2.441,59	171,973	2.224,678	216,912
SOLAR TE	1.251,77	89,29	1.140,563	111,208
EÓLICA	1.253,41	88,41	1.142,058	111,353
HIDRÁULICA	45,451	13,004	41,413	4,038
BIOMASA	246,094	19,983	224,231	21,863
RESIDUOS	89,708	6,307	81,738	7,970
TRAT. RESIDUOS	124,402	8,421	113,350	11,052
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,233	0,016	0,212	0,021
TOTAL	6.551,85	474,156	5.969,782	582,068

También en esta liquidación se ha procedido a la reliquidación de primas equivalentes, primas, incentivos y complementos, así como retribución específica, correspondientes a ejercicios anteriores al 2014. La cuantía total de estas reliquidaciones, ha ascendido a la cantidad de **6,878 Millones de €**, antes de IVA o impuesto equivalente. Estas cantidades se abonan íntegramente ya que no están afectadas de coeficiente de cobertura.

Por tanto, la cantidad total a pagar a cuenta a las instalaciones por todos los conceptos en esta liquidación 13/2014 asciende a **481,034 Millones de €**, antes de IVA o impuesto equivalente.

El precio medio aritmético y ponderado por la eólica

En marzo el precio ponderado de la eólica ha sido casi un 5,36% inferior que la media aritmética.

Tabla 11. Componentes del precio en mercado de la producción eólica. 2015

	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual	Precio medio PONDERADO por la energía eólica	Diferencia en €/MWh	Variación (%)
Enero	6.595	51,60	47,80	-3,80	-7,36%
Febrero	8.839	42,57	38,44	-4,12	-9,69%
Marzo	6.536	43,13	40,82	-2,31	-5,36%
Promedio 2015	7.273	45,87	42,10	-3,77	-8,22%

Fuente: Elaboración AEE

El ingreso total a mercado de la eólica según los datos publicados por REE, en el mes de marzo se ha situado en 39,75 €/MWh, una vez tenidos en cuenta el precio ponderado por la energía eólica, la pérdida por los mercados intradiarios, el coste de los desvíos y el coste de la reserva de potencia adicional a subir.

Tabla 12. Componentes del precio en mercado de la producción eólica. 2015

	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-15	4.906.340,942	47,80	-0,11	-1,46	-0,02	46,22
Feb-15	5.939.703,204	38,44	-0,15	-1,16	-0,02	37,12
Mar-15	4.856.594,480	40,82	-0,13	-0,95	-0,01	39,75

Fuente: esios.ree.es y elaboración AEE

4. PREVISIÓN DEL TRIMESTRE ANTERIOR

En el primer trimestre de 2015, el precio promedio del mercado eléctrico diario se situó en 45,8 €/MWh, 4 €/MWh menos que en el periodo anterior. Nuestra previsión, que fue realizada en los primeros días de enero, ya sugería una reducción del precio, pero de mayor magnitud. Esperábamos 42,8 €/MWh según el escenario base o más probable, 3 €/MWh menos del registro final del mercado. Las cotas mínima y máxima obtenidas como el peor y mejor de los muchos escenarios simulados con los modelos fueron 31 y 53 €/MWh, respectivamente.

Los factores que explican el desvío entre el precio medio del trimestre y la proyección del escenario central son varios. Uno de los más decisivos es que la demanda total del trimestre superó nuestras expectativas. Calculábamos un avance medio del 1%, pero se alcanzó un 2,3%. En el balance de generación existieron también diferencias entre datos y previsiones en el caso de varias tecnologías de producción, pero sus efectos en el precio se compensaron (la producción eólica fue mayor de la esperada, pero lo contrario ocurrió con otras tecnologías renovables). El segundo factor es la aparición de ciertos cambios de patrón en la forma de elaborar las ofertas al mercado por parte de algunos agentes, con impacto alcista en la formación del precio (la evidencia indica que los precios en horas valle presentan resistencias más elevadas últimamente).

No obstante, el comportamiento del precio del mercado eléctrico y del error de nuestra predicción ha sido heterogéneo a lo largo del trimestre. En enero, con un volumen de demanda muy superior al previsto y un factor eólico atípicamente bajo, el desajuste en la proyección fue alto: esperábamos 48 €/MWh y el mercado dejó un promedio de 51,6 €/MWh. En febrero, en cambio, el error predictivo fue prácticamente nulo. Finalmente, en marzo, el precio volvió a cifrarse casi 4 €/MWh por encima de nuestra estimación para el escenario central. En este caso, pensamos que los motivos están relacionados esencialmente con el segundo de los factores arriba citados.

Tabla 13. Comparación previsión vs dato real. 2015.Q1

DATO	PREVISIÓN		
	E. BAJO	E. CENTRAL	E. ALTO
45,8 €/MWh	31,3 €/MWh	42,8 €/MWh	53,2 €/MWh

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 8 de enero de 2015)

5. PREVISIÓN PARA EL MES EN CURSO Y SIGUIENTE

Pese al aparente enfriamiento experimentado en marzo, creemos que la **demandas de electricidad** volverá a presentar buenos registros en los próximos meses. Para abril y mayo, calculamos variaciones anuales de 1,4% y 0,2%, respectivamente; descontados los efectos de la temperatura, las mejorías se situarían en torno a 0,8%–1% en ambos casos. En términos de consumo diario, nuestras estimaciones sugieren niveles de 635 y 630 GWh (demanda bruta), respectivamente. Por su parte, REE ofrece proyecciones más extremas para ambos períodos; para abril, apunta un crecimiento elevado, 2,2%, que pasaría a ser incluso negativo (-1%) en mayo (téngase en cuenta que el mes de mayo de 2014 resultó más caluroso que su media histórica). Será relevante comprobar el resultado de la serie de demanda en estos próximos meses, ya que el fuerte avance registrado en enero y febrero (en torno al 3%) se truncó en marzo (1%, pero con caída en la versión de la serie corregida de calendario y temperatura).

Según nuestras estimaciones y bajo el supuesto de climatología estacional, el **balance de generación** eléctrica apenas presentará variaciones en abril, respecto al registrado en marzo. Nuestra expectativa sobre el orden de tecnologías según su grado relativo de contribución a la generación total es: nuclear (24%), eólica (21%), hidráulica (16%), carbón (12,5%) y ciclos (7%), mientras el resto de tecnologías sumarían el otro 19,5%. Por el contrario, para mayo cabe esperar un cambio notable en la composición del mix de generación, debido a las paradas nucleares programadas y al descenso esperable (por motivos estacionales) en la producción eólica e hidráulica. Obviamente, serían los ciclos combinados y las centrales de carbón las que absorberían estos volúmenes de generación. Según nuestros cálculos, el hueco térmico pasaría de aportar el 19,5% de la producción de electricidad en abril a contribuir con un 27% en mayo.

Las condiciones de oferta y demanda del mercado recién descritas para los meses de abril y mayo sugerirían niveles de **precios del pool** moderados. Para **abril**, estimamos un precio en el entorno de los 40 €/MWh en el escenario base. No obstante, tal y como se mencionó en el apartado previo, el comportamiento estratégico de los agentes que participan en el mercado está generando precios por encima de los implícitos bajo las condiciones estándar de los determinantes de consumo y oferta. Al aplicar los modelos en escenarios más extremos, se obtienen cotas mínima y máxima para el precio medio de abril de 30 y 48 €/MWh ([Tabla 15](#)), respectivamente. En nuestra opinión, la horquilla más probable para el precio promedio del mes es 37–44 €/MWh.

En lo que respecta al mes de **mayo**, cabe esperar un repunte sustancial en los precios del mercado diario, producto de la estacionalidad. En principio, la demanda diaria sería muy similar a la que se registre en abril, mientras la utilización de centrales de carbón y, en menor medida, de ciclo combinado sería significativamente mayor que entonces, como se acaba de explicar. En base a los cálculos de los modelos implementados bajo las hipótesis más verosímiles, el precio promedio podría situarse en mayo en torno a 45 €/MWh, con rango de variabilidad de 34–54 €/MWh ([Tabla 15](#)). A cierre del informe, los contratos a plazo en carga-base con vencimiento en mayo cotizan ligeramente por encima de nuestro escenario central para el pool.

Tabla 14. Previsión mes en curso, año en curso y próximo: demanda, balance y precios

	ABRIL 2015			AÑO 2015		
	PREVISIÓN (GWh)	% sobre Gen. Bruta	Variación Interanual (%)	PREVISIÓN (GWh)	% sobre Gen. Bruta	Variación Anual (%)
GENERACIÓN						
RENO, COG Y RESID ^[1]	8.301	40,8	4,2	101.200	38,1	0,4
Eólica	4.288	21,1	8,6	50.985	19,2	0,7
Resto ^[2]	4.013	19,7	0,0	50.215	18,9	0,0
RESTO TECNOLOG ^[3]	12.063	59,2	-3,2	164.082	61,9	3,1
Nuclear	4.858	23,9	-8,0	57.242	21,6	-0,2
Hidráulica	3.252	16,0	-28,9	29.214	11,0	-18,5
Hueco Térmico	3.952	19,4	51,5	77.626	29,3	17,6
Carbón	2.569	12,6	93,9	50.691	19,1	15,0
CCGT	1.383	6,8	7,8	26.935	10,2	22,8
GENER. BRUTA TOTAL	20.364	100,0	-0,3	265.282	100,0	2,0
DEMANDA ^[4]						
Previsión IM Energía	19.033	93,5	1,4	247.613	93,3	1,7
Previsión REE ^[5]	19.186	-	2,2	244.647	-	0,5
PRECIO M. DIARIO	(/MWh)			(/MWh)		
OMIP	[6]		38,5	[7]		46,7
Previsión IM Energía			45,6			11,3
Esc. Central ^[8]	39,4		49,1	48,2		14,8
Esc. Bajo ^[9]	30,3		14,7	39,8		-5,2
Esc. Alto ^[10]	47,8		80,6	55,9		33,3

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 7 de abril de 2015)

[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 31 de marzo para el contrato de abril.

[7] Precio medio esperado para el año 2015 en base a las cotizaciones de OMIP, calculado como media de los precios entre enero y marzo y de las cotizaciones (a 31 de marzo) en OMIP para los contratos trimestrales de 2015.Q2, 2015.Q3 y 2015.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 para 2015 y el primer semestre de 2016](#). Las proyecciones de precios que se han obtenido se adjuntan en la [Tabla 15](#), para los tres escenarios que consideramos. La comparativa entre las cotizaciones actuales de los contratos a plazo y las previsiones correspondientes al escenario central se muestran en la [Tabla 16](#). La evolución prevista para el precio medio mensual se observa en el [Gráfico 32](#). El [Gráfico 31](#) indica cómo cambia a lo largo del ejercicio nuestra previsión del precio medio de 2015.

Igual que en los ejercicios predictivos previos, las estimaciones de nuestros modelos continúan sugiriendo una mejoría considerable en el [consumo eléctrico](#) del año 2015, respecto al de 2014. Según el escenario macroeconómico más probable a día de hoy y bajo el supuesto de climatología estándar para lo que resta de ejercicio, proyectamos una demanda de transporte ligeramente inferior a 248 TWh, un 1,7% más que en 2014 ([Tabla 14](#)), 2 décimas más que nuestra anterior previsión. Este resultado también sería superior al registro del año 2013, pero no al de 2012. La recuperación de la actividad económica e industrial, los buenos datos del índice de REE para demanda de grandes consumidores industriales y la propia inercia de la serie de demanda eléctrica justifican tales previsiones. No obstante, la heterogeneidad en la composición del crecimiento de los distintos sectores productivos, el freno en el crecimiento demográfico y el impacto de las medidas de eficiencia energética podrían dar lugar a un ritmo de avance de la demanda eléctrica más débil que el previsible en base al crecimiento económico. Las proyecciones que ofrece REE para 2015 en su conjunto resultan más pesimistas que las nuestras, con consumo en torno a 245 TWh ([Tabla 14](#)) y una variación frente a 2014 de solo 0,5%.

En cuanto al [balance de generación](#), también esperamos cambios en 2015 frente al año anterior ([Tabla 14](#)). Lo lógico sería que se produjera un significativo descenso en la participación de la gran hidráulica en la generación bruta (de 14% en 2014 al 11%) y un notable aumento de la aportación de las tecnologías del hueco térmico (del 25% al 29%), como consecuencia de la caída recién mencionada de la hidraulicidad y, sobre todo, del avance que esperamos en la demanda. Agrupando las tecnologías según la extinta clasificación Régimen Especial–Régimen Ordinario, la generación se repartiría en 38% y 62%, respectivamente, en 2015, frente al 39%–61% de 2014.

Desde la anterior previsión (enero), se observa una ligera mejoría de las expectativas de los precios internacionales de los combustibles, que se habían desplomado en los meses anteriores. Y continúa la perspectiva moderadamente alcista en el precio de los derechos de emisión de CO₂ en 2015, en comparación con 2014 (aunque su impacto en el precio del pool es mínimo). Además, la notable depreciación del euro afecta de forma alcista a los precios de los combustibles para las centrales nacionales. Aun con todo, los índices medios para los [costes de generación térmicos](#) serán ligeramente menores en 2015 que en 2014, factor que condiciona la evolución futura del pool.

Tabla 15. Previsión precio medio. Escenarios alternativos

	BAJO	CENTRAL	ALTO
Mensuales			
abr-15	30,3	39,4	47,8
may-15	34,3	44,8	54,3
Trimestrales			
2015.Q2	34,2	44,2	53,3
2015.Q3	42,8	53,0	62,5
2015.Q4	36,5	49,8	62,2
2016.Q1	26,9	44,1	60,6
2016.Q2	23,6	41,6	58,9
Anuales			
2015	39,8	48,2	55,9

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 7 de abril de 2015)

En este contexto, nuestra expectativa sobre la evolución del **precio del pool eléctrico durante 2015** se ha elevado significativamente en relación al anterior informe (enero), desde 45 hasta 48,2 €/MWh (Gráfico 31). Los motivos son, por un lado, las revisiones (moderadamente) alcistas en las estimaciones de la demanda eléctrica y de costes de generación térmicos y, por otro, la readaptación de los modelos a niveles más altos en los precios, debido al nuevo patrón de comportamiento estratégico de los agentes de mercado. Nuestros cálculos sugieren promedios trimestrales de precios elevados en la segunda mitad del año. Para el tercer trimestre, estimamos una media de 53 €/MWh y para el cuarto, unos 50 €/MWh (Tabla 15).

En cualquier caso, la evolución del precio del pool eléctrico en el conjunto de 2015 es compleja de anticipar, debido a la incertidumbre sobre la intensidad de la recuperación económica, composición sectorial de la misma, grado de traslado de la mejoría de la actividad económica a la demanda eléctrica, evolución de los precios internacionales de los combustibles y posible efecto de la nueva interconexión con Francia, además de la habitual incertidumbre climatológica, con gran peso en la variabilidad del precio del pool. Así, nuestras simulaciones de evolución del precio bajo diferentes escenarios nos devuelven ahora un rango de precios medios en 2015 entre 40 (peor caso de los proyectados) y 56 €/MWh (mejor caso) (Tabla 15). Comparando con las estimaciones del suelo y el techo que ofrecíamos en el anterior informe, el primero ha aumentado notablemente (entonces resultó 32 €/MWh), mientras el segundo no ha variado. Con la información disponible ahora, tendemos a pensar que la probabilidad de que el precio medio de 2015 se sitúe en la horquilla 48–56 €/MWh es superior a que lo haga en el intervalo 40–48 €/MWh.

Gráfico 31. Evolución de la previsión del precio medio anual de 2015

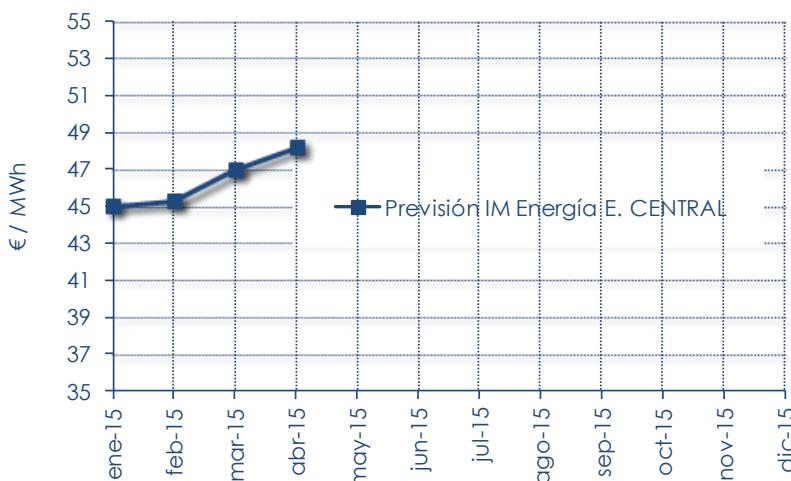
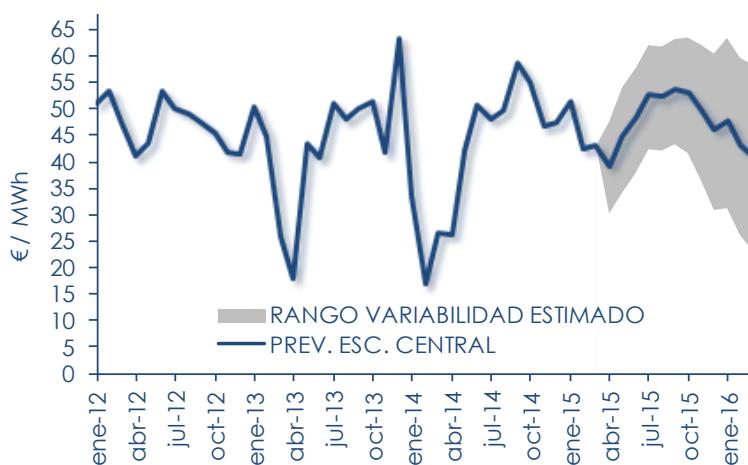


Gráfico 32. Previsión del precio medio mensual. Año móvil



Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 7 de abril de 2015)

Las **cotizaciones a plazo** presentan actualmente niveles inferiores a las proyecciones de nuestros modelos (en el escenario base) para el precio del pool en lo que respecta a los dos últimos trimestres del año. Considerando los precios de OMIP de finales de marzo, la diferencia alcanza 3 €/MWh en ambos casos (en 2015.Q3, 53 vs 50 €/MWh; en 2015.Q4, 50 vs 47 €/MWh). El mercado a plazo podría estar descontando el efecto hipotético del aumento de interconexión con Francia. Nosotros no lo hacemos, dada la enorme incertidumbre sobre su magnitud (Tabla 16).

Tabla 16. Comparación previsión precio spot vs cotizaciones a plazo

	Cotizaciones OMIP			Previsión Spot IM Energía
	02-mar	16-mar	31-mar	
2015.Q2	42,6	42,4	44,2	44,2
2015.Q3	49,1	49,1	49,6	53,0
2015.Q4	47,0	46,8	47,3	49,8
2016.Q1	46,8	46,4	46,6	44,1
2016.Q2	40,8	40,5	40,7	41,6

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 7 de abril de 2015)

ANEXO 1. METODOLOGÍA

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

- Para la previsión del precio medio mensual del mercado diario se utilizan cinco modelos económétricos 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 19](#) 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 17](#). Los criterios para la delimitación de las sendas alternativas en cada input se resumen en la [Tabla 18](#).

Tabla 17. Diseño de escenarios alternativos para los modelos de precios

ESCENARIO PRECIOS	GENERACIÓN						PRECIOS COMBUST.
	DEMANDA	NUCLEAR	HIDRO	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 18. 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 de importancia para los precios. 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 19.

Tabla 19. Principales hipótesis económicas asumidas para la previsión

ESCENARIOS MACROECONÓMICOS 2015		
Tasas de variación anual		
	PIB	VAB INDUSTRIA
BAJO	+1,4%	-0,3%
MEDIO	+2,1%	+1,1%
ALTO	+2,9%	+2,3%
PRECIOS DE COMBUSTIBLES		
(Escenario Central)		
	MEDIA 2014 (Dato)	MEDIA 2015 (Hipótesis)
GAS (NBP)	21,2 €/MWh	22,0 €/MWh
CARBÓN (API-2)	8,1 €/MWh	7,8 €/MWh
CO ₂ (EUA)	6,0 €/t	7,0 €/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 IM Energía (integrada en la sociedad Intermoney Valora S.A.). Cualquier información, estimaciones, previsiones y opiniones contenidas en este documento y elaboradas por IM Energía se basan en información pública y privada que, en opinión de IM Energía, es correcta y precisa, aunque, IM Energía no puede garantizarlo sin una investigación concisa de cada dato.

Las previsiones, opiniones y resultados elaborados por IM Energía que aparecen en este documento se entregan bajo la condición de que ni IM Energía, ni un socio o empleado de IM Energía o de Intermoney Valora S.A., serán responsables de los errores o falta de precisión 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, omisiones o falta de precisión, como resultado de la entrega de esta información.

En particular, IM Energía no se hace responsable de las consecuencias de cualquier uso que se pueda hacer de las previsiones, cifras, valoraciones y opiniones elaboradas por IM Energía, especialmente en lo relativo a decisiones de inversión, operación de activos, coberturas, estrategias de mercado, etc.