



INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

Nº 92

Fecha de publicación: 18 de enero de 2016

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	15
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 diciembre de 2015 la eólica se situó como tercera fuente de generación en la península con 3.533 GWh. En cuanto a la generación de todo el año 2015 la eólica se sitúa en tercera posición con 47.716 GWh, quedando por detrás de la energía nuclear con 57.303 GWh y el carbón con 54.394 GWh.

La demanda de energía eléctrica ha aumentado en 2015 un 1,8% respecto al año 2014. En términos netos, es decir, descontando los efectos de laboralidad y temperatura, el consumo eléctrico ha aumentado un 1,6%.

El precio medio aritmético del mercado diario en el mes de diciembre 2015 fue de 52,61 €/MWh algo superior al mes de noviembre (51,20 €/MWh)

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de febrero 2016 se sitúan actualmente en torno a 47,15 €/MWh para el carga base y en 55,64 €/MWh para el carga punta. Por lo que respecta al Q2-16 (segundo trimestre 2016) los precios se sitúan en 43,59 €/MWh en carga base y 48,97 €/MWh en punta.

	dic-15	dic-14	Variación (%)	ene-dic 2015	ene-dic 2014	Variación 2015/2014
Precio MD (€/MWh)	52,61	47,47	10,8%	50,32	42,13	19,4%
Hidráulica (GWh)	1.407	2.961	-52,5%	25.584	35.840	-28,6%
Nuclear (GWh)	5.085	4.917	3,4%	57.304	57.395	-0,2%
Carbón (GWh)	4.971	4.332	14,8%	54.394	44.030	23,5%
Ciclo combinado (GWh)	2.729	2.032	34,3%	26.127	21.935	19,1%
Consumos en generación (GWh) ⁽¹⁾	-680	-626	8,6%	-7.131	-6.568	8,6%
EÓLICA (GWh)	3.533	4.824	-26,8%	47.716	50.740	-6,0%
% sobre la generación total	16,6%	21,1%		18,3%	19,5%	
Factor de capacidad (%)	20,8%	28,4%		23,9%	25,4%	
Resto Hidráulica (GWh)	363	655	-44,6%	5.513	7.033	-21,6%
Solar PV (GWh)	393	450	-12,7%	7.857	7.842	0,2%
Solar térmica (GWh)	97	153	-36,6%	5.125	5.013	2,2%
Térmica renovable (GWh)	404	408	-1,0%	4.901	4.722	3,8%
Cogeneración y resto (GWh)	2.291	2.129	7,6%	26.642	25.589	4,1%
Consumos en bombeo (GWh)	-548	-476	15,1%	-4.565	-5.377	-15,1%
Enlace Península-Baleares (GWh) ⁽²⁾	-94	-88		-1.333	-1.299	2,6%
Intercambios internacionales (GWh) ⁽³⁾	900	-376		-154	-3.430	-95,5%
DEMANDA DE TRANSPORTE (b.c.) (GWh)	20.852	21.295	-2,2%	247.983	243.465	1,8%

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

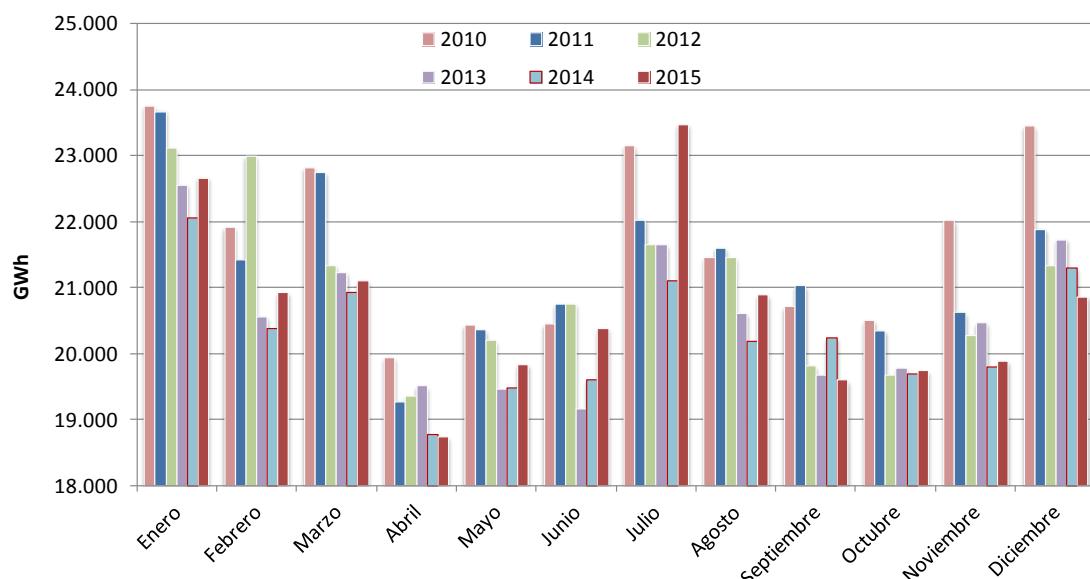
(3) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador

2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

La demanda de energía eléctrica peninsular en el mes de diciembre 2015 disminuye un 2,2% en términos absolutos pero aumenta un 2,4% una vez corregida con el efecto de la laboralidad y temperaturas respecto al mismo mes del año anterior. En términos acumulados, la demanda de energía eléctrica de transporte en b.c. ha alcanzado 247.983GWh en 2015, siendo un 1,8% superior a la demanda del mismo periodo del año anterior en términos absolutos.

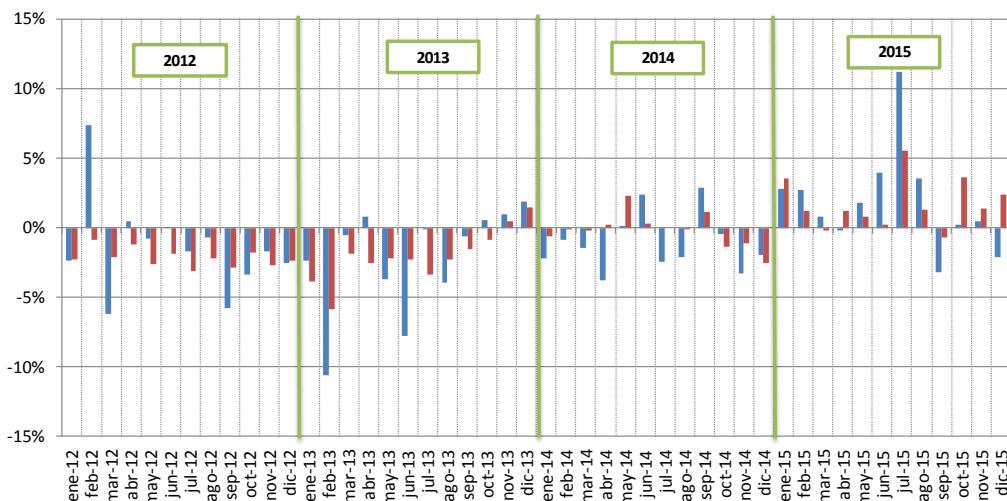
La evolución de la demanda se representa en el gráfico siguiente:

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



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 corregida por los efectos de laboralidad y temperatura (barras rojas).

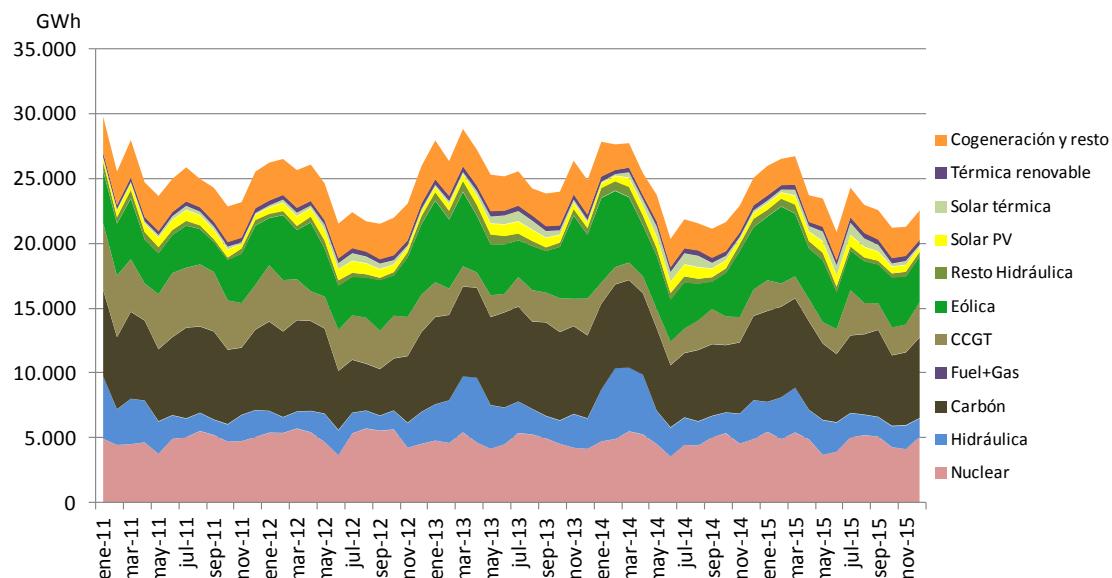
Gráfico 02. Variación mensual de la demanda de energía eléctrica. 2012-2015



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.

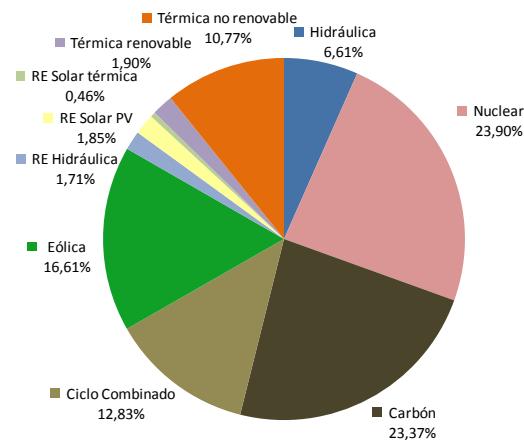
Gráfico 03. Evolución mensual de la generación por tecnologías en GWh. 2011-2015



Fuente: REE y elaboración AEE

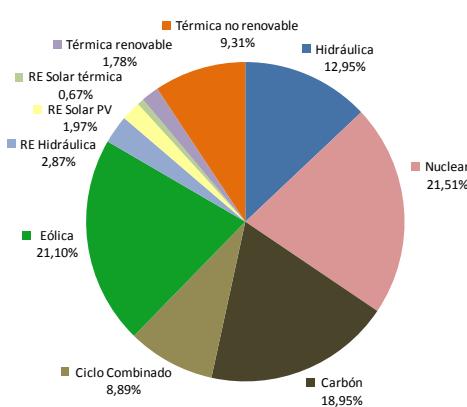
En el mes de diciembre la eólica ha aportado el 16,6% de la generación total, siendo la tercera tecnología de generación.

Gráfico 04. Estructura de generación. Diciembre 2015



Fuente: REE y elaboración AEE

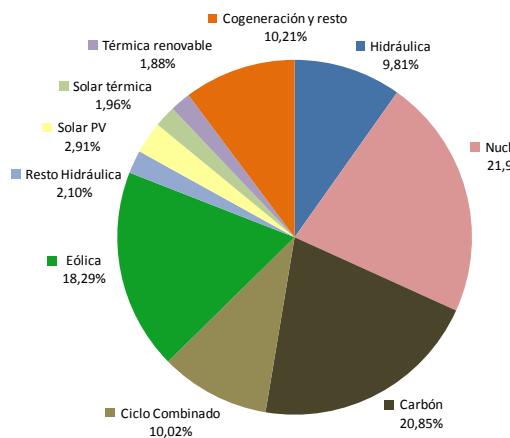
Gráfico 05. Estructura de generación. Diciembre 2014



Fuente: REE y elaboración AEE

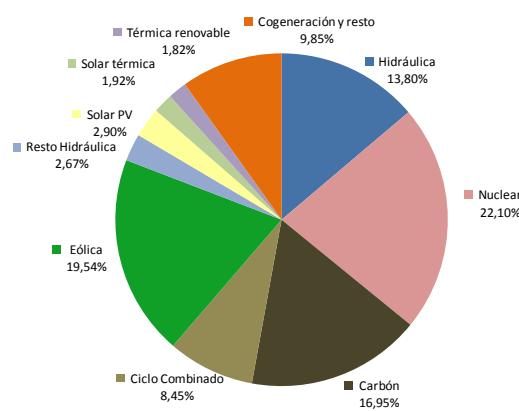
En 2015, la eólica se sitúa como la tercera tecnología de generación, con una aportación de un 18,3% del total, por detrás del carbón con un 20,8% y de la nuclear con un 22%.

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



Fuente: REE y elaboración AEE

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

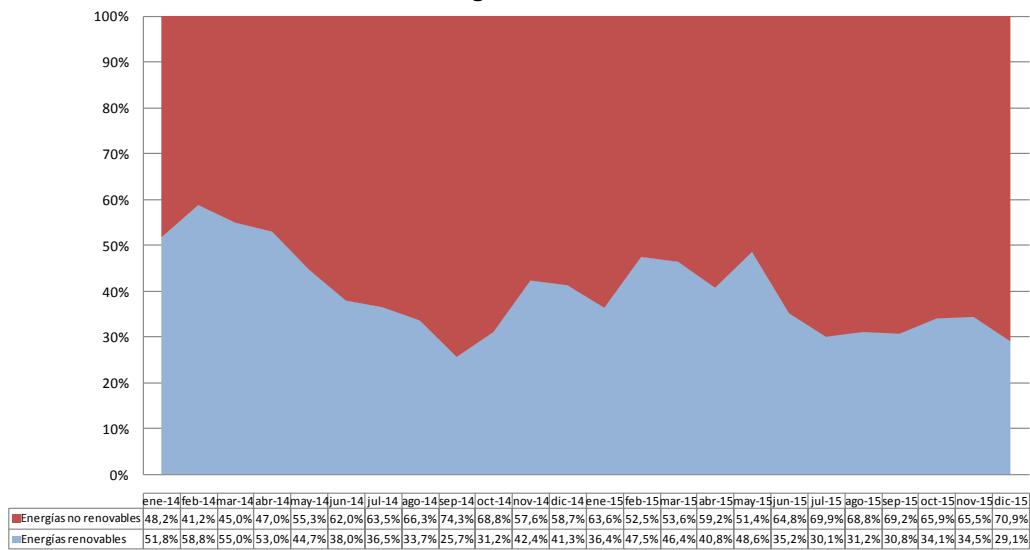


Fuente: REE y elaboración AEE

Los ciclos combinados continúan con una aportación por debajo del 10% en el 2015.

La contribución de la generación procedente de fuentes de energía renovable en el mes de diciembre de 2015 ha sido de 29,1%, mientras que la contribución media en 2015 ha sido del 37%, inferior a la registrada en 2014 que fue de 42,7%.

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



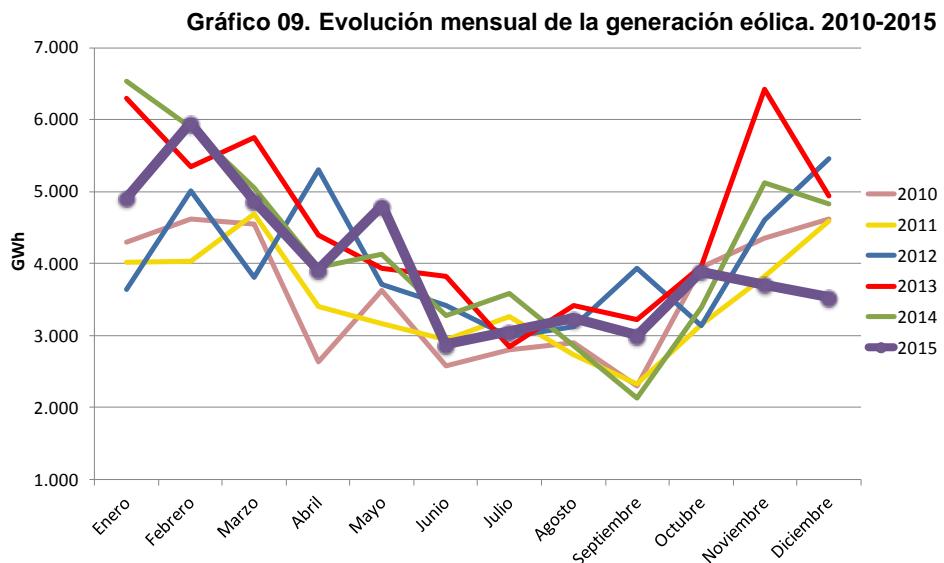
Fuente: REE y elaboración AEE

2.1 Eólica

2.1.1 Generación eólica

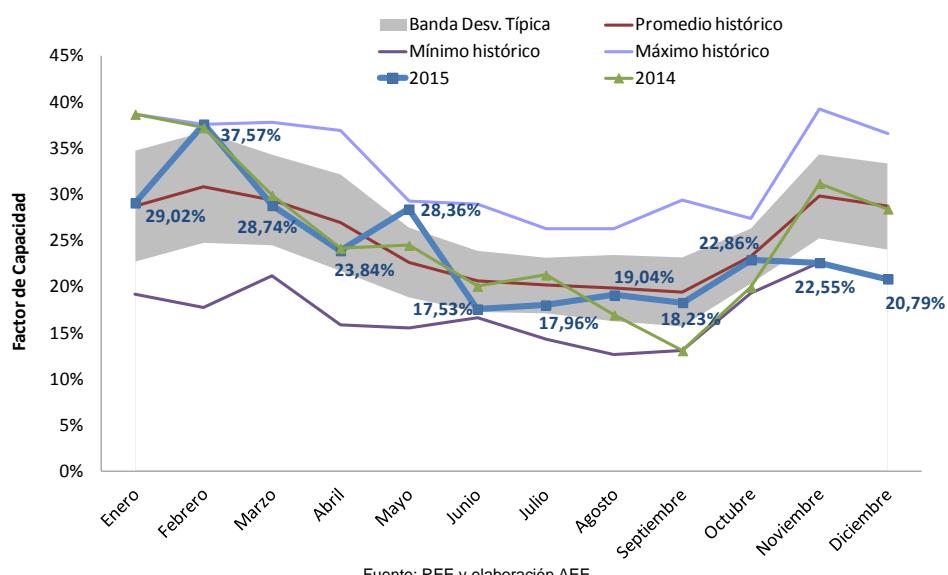
Los casi 23 GW de potencia eólica instalada en España han generado en diciembre 3.533 GWh, un 25,8% menos que la producción del mismo mes de 2014. Es la producción eólica más baja registrada en el mes de diciembre desde 2007 (2.370GWh).

La producción eólica registrada en 2015 ha sido de 47.716GWh lo que supone un 5,8% menos que la producción del año anterior.



En diciembre el factor de capacidad de la eólica se ha situado en 20,8%, lo que supone casi un 27% menos que el valor alcanzado en diciembre de 2014 (28,4%) y el factor de capacidad más bajo en diciembre registrado.

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



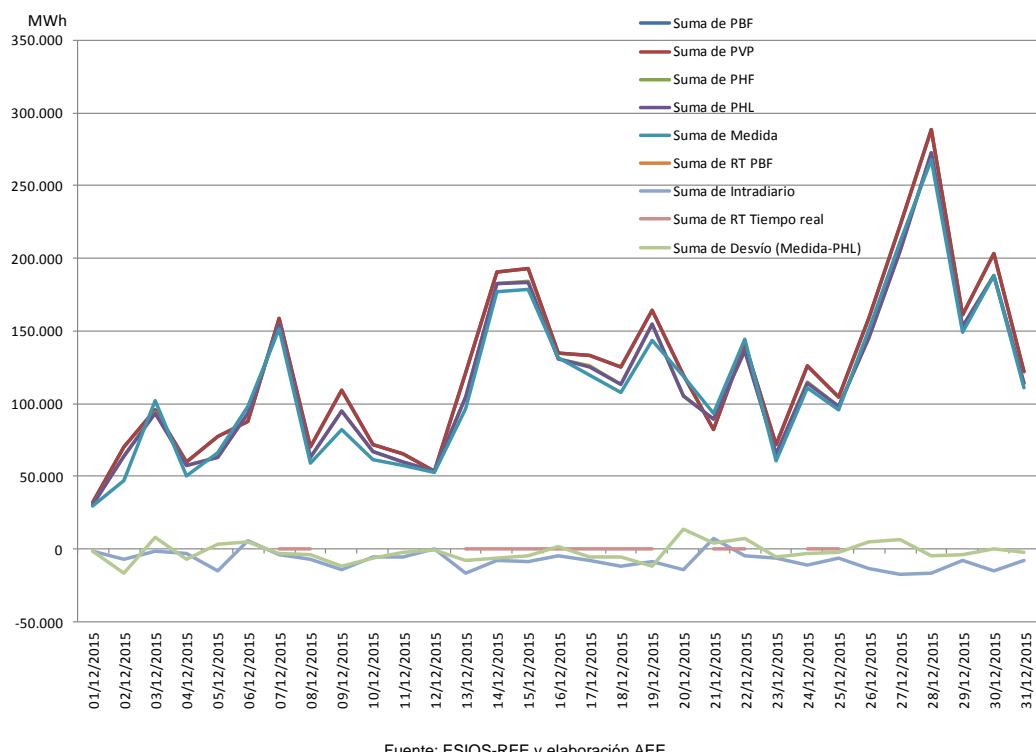
Fuente: REE y elaboración AEE

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 diciembre 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. Diciembre 2015



Fuente: ESIOS-REE y elaboración AEE

Las restricciones técnicas de la producción eólica, tanto después del Programa Básico de Funcionamiento como en Tiempo Real, se sitúan en el año 2015 en 0,218%.

Tabla 01. Restricciones a la producción eólica. 2015

Fecha	Generación (MWh) MEDIDA	RT PBF (MWh)	RT Tiempo real (MWh)	(RT PDBF + RT Tiempo real) / Medida
ene-15	4.910.368	0	-5.746	-0,117%
feb-15	5.940.592	-7	-1.955	-0,033%
Mar-15	4.861.666	0	-26.633	-0,548%
Abr-15	3.903.878	0	-5.579	-0,143%
May-15	4.799.570	0	-188	-0,004%
Jun-15	2.867.673	-423	-535	-0,033%
Jul-15	3.050.451	-6.002	-6.559	-0,412%
Ago-15	3.234.303	-10.733	-11.192	-0,678%
Sep-15	2.987.468	-8.215	-14.695	-0,767%
Oct-15	3.877.716	-325	-964	-0,033%
Nov-15	3.693.406	0	-2.937	-0,080%
Dic-15	3.513.986	-2	-1.029	-0,029
TOTAL 2015	47.641.077	-25.708	-78.012	-0,218%

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 diciembre, es decir, cuando la producción eólica real ha resultado superior a la programada, se ha situado en +7,9%; 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 -9,9%.

Tabla 02. Desvío eólico promedio mensual. 2015

Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo
Enero 15	8,7%	-9,4%
Febrero 15	5,3%	-8,1%
Marzo 15	6,6%	-10,8%
Abril 15	7,0%	-11,7%
Mayo 15	7,5%	-8,1%
Junio 15	8,6%	-12,7%
Julio 15	11,6%	-12,0%
Agosto 15	13,5%	-12,2%
Septiembre 15	7,9%	-13,3%
Octubre 15	6,7%	-12,4%
Noviembre 15	5,8%	-11,3%
Diciembre 15	7,9%	-9,9%
Promedio 2015	8,4%	-11,1%

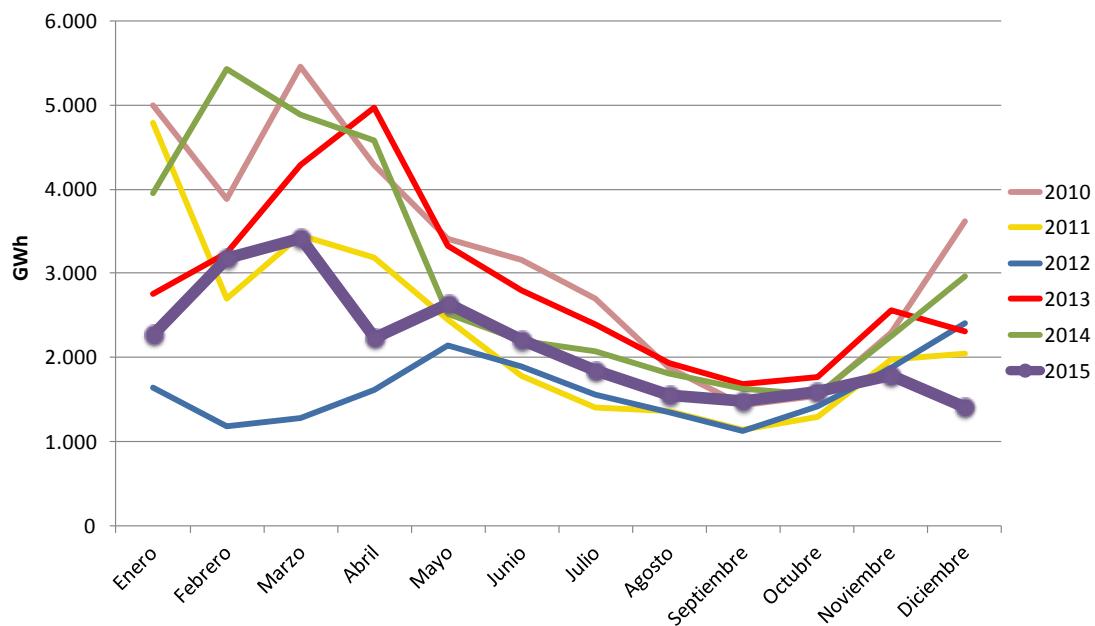
Fuente: Datos REE y elaboración AEE

2.2 Generación hidráulica

Las centrales hidráulicas han generado 1.407 GWh en el mes de diciembre, lo que supone una disminución de la generación hidráulica en un 52,6% con respecto al mismo mes del año anterior.

La generación hidráulica en 2015 se ha situado en 25.585 GWh lo que supone un 28,7% menos que la generación del año anterior.

Gráfico 12. Generación hidráulica mensual. 2010-2015



Fuente: REE y elaboración AEE

Las reservas en régimen anual se sitúan en un 43,2% respecto a la capacidad máxima mientras que en régimen hiperanual se sitúan en un 49,6% de su capacidad máxima.

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

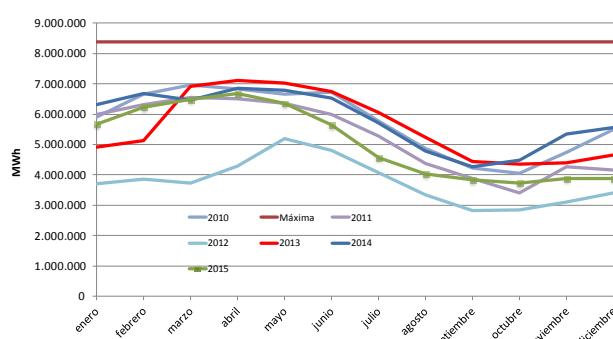
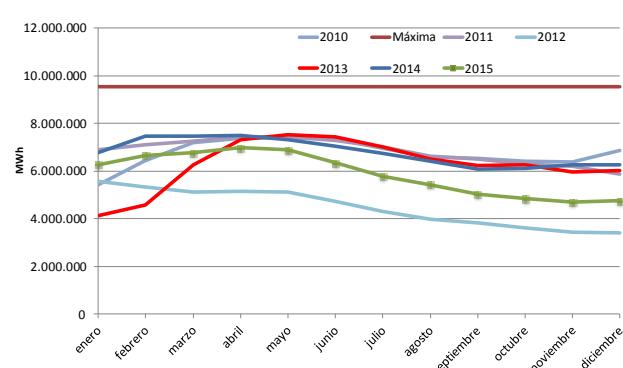


Gráfico 14. Evolución mensual reservas embalses régimen hiperanual. 2010-2015

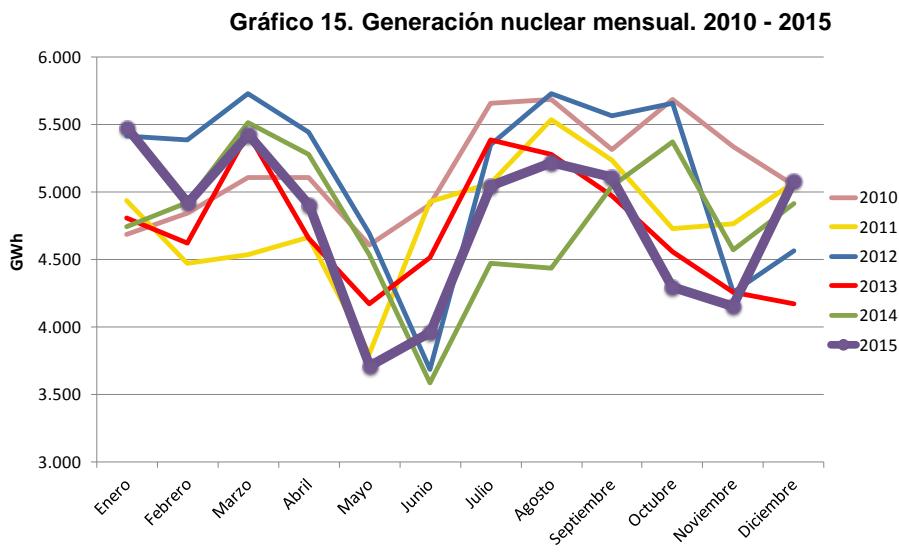


Fuente: Datos Balance Diario REE y elaboración AEE

2.3 Generación nuclear

Con 5.085GWh producidos en diciembre 2015 las centrales nucleares han generado un 3,6% más energía que el mismo mes del 2014.

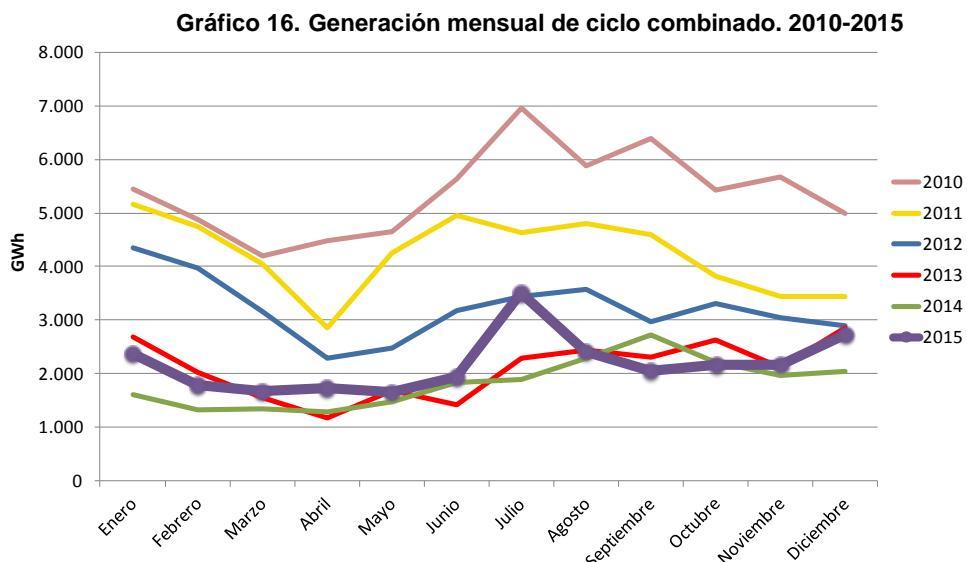
En términos anuales, las centrales nucleares han generado 57.303GWh en 2015, lo que supone prácticamente la misma generación que el 2014, y se sitúa como primera fuente de generación de nuestro país.



2.4 Generación de ciclo combinado

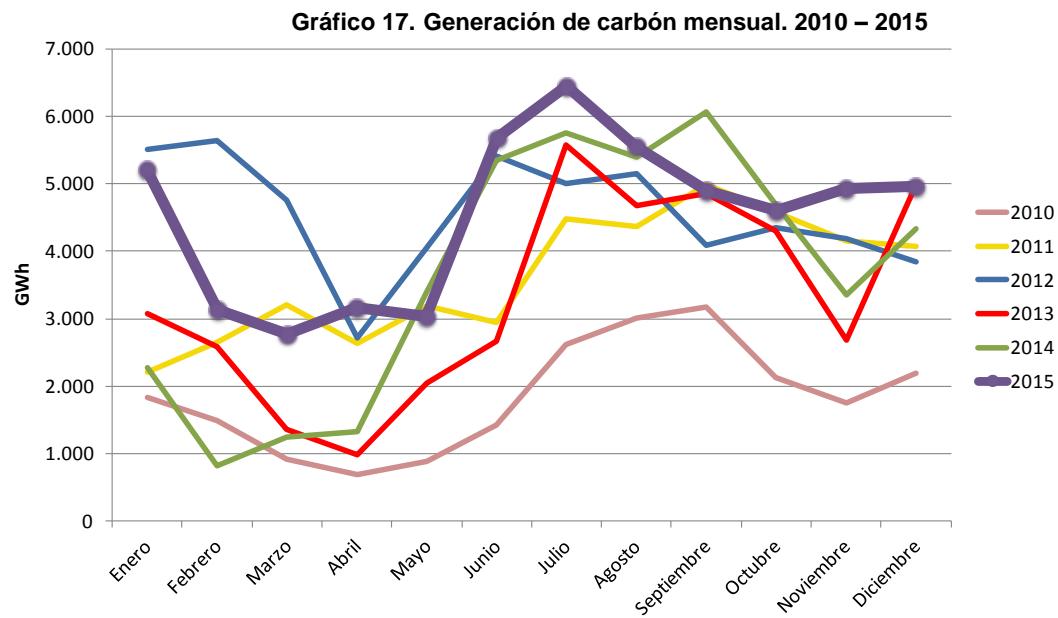
Los ciclos combinados han producido 2.729 GWh en diciembre 2015, lo que supone un 31,5% más que en el mismo mes del año anterior.

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 2015 se sitúa en 11,71%.



2.5 Generación térmica con carbón

Las centrales de carbón han sido la segunda fuente de generación en diciembre 2015 con un total de 4.971GWh, que es un 14,7% superior a la generación del mismo mes del 2014. La generación con carbón en 2015 asciende 54.394GWh lo que supone un 23,4% más que en 2014, y termina el año situándose como segunda fuente de generación por detrás de la energía nuclear.



2.6 Resto de tecnologías renovables, cogeneración y residuos

Estas tecnologías han generado 3.548 GWh en diciembre 2015, siendo inferior en un 6,5% a la producción del mismo mes del año anterior.

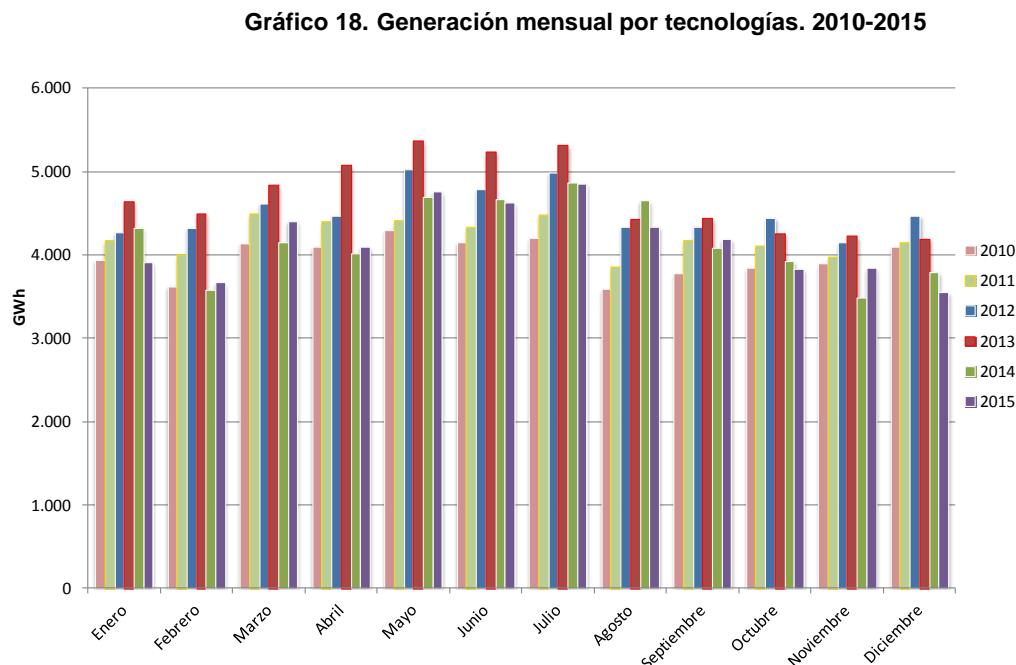
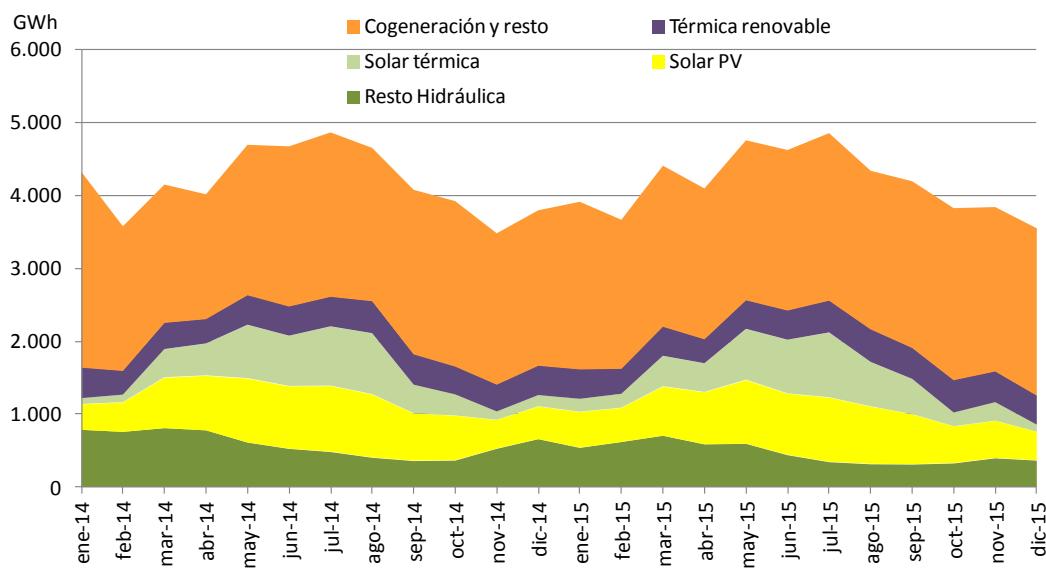


Gráfico 19. Generación mensual por tecnologías. 2012-2015



Fuente: Datos REE y elaboración AEE

La solar fotovoltaica ha generado 393 GWh, un 9,1% menos que la producción del mes de diciembre de 2014.

La solar térmica ha producido en diciembre 2015, 95 GWh, un 22,2% inferior al mismo mes de 2014.

La producción de la tecnología térmica renovable en el mes de diciembre ha sido de 404 GWh, siendo igual a la del mismo mes del año anterior.

La hidráulica ha producido 363 GWh en diciembre 2015, un 45,9% menos que en diciembre 2014.

Por último, la generación de energía eléctrica de la cogeneración, ha sido un 7% superior que la de diciembre de 2014, alcanzando 2.291 GWh.

Gráfico 20. Solar fotovoltaica. 2013-2015

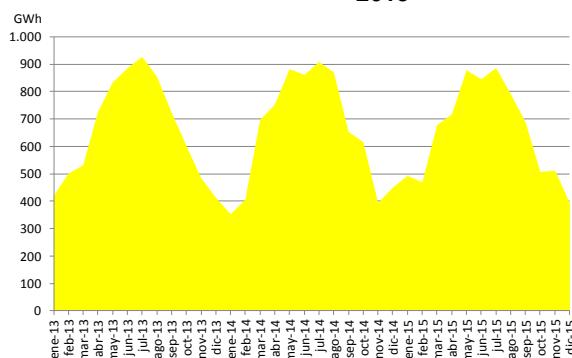


Gráfico 21. Solar térmica. 2013-2015

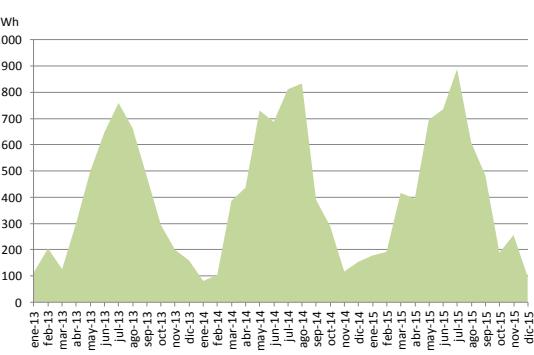


Gráfico 22. Térmica renovable. 2013-2015

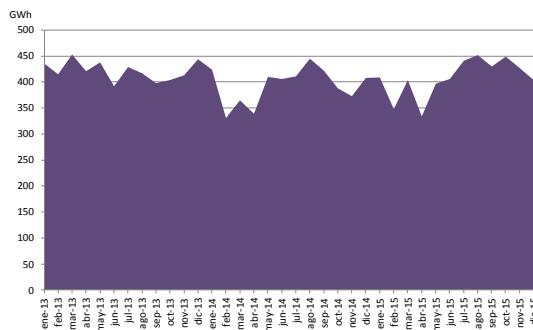


Gráfico 23. Cogeneración y resto. 2013-2015

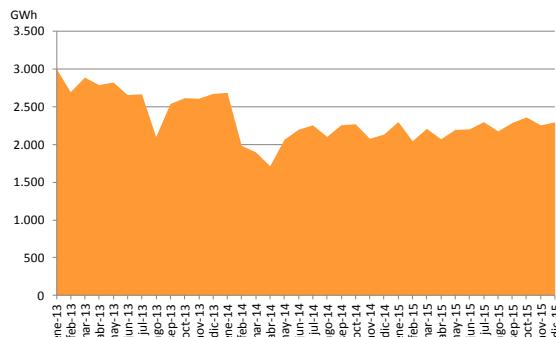
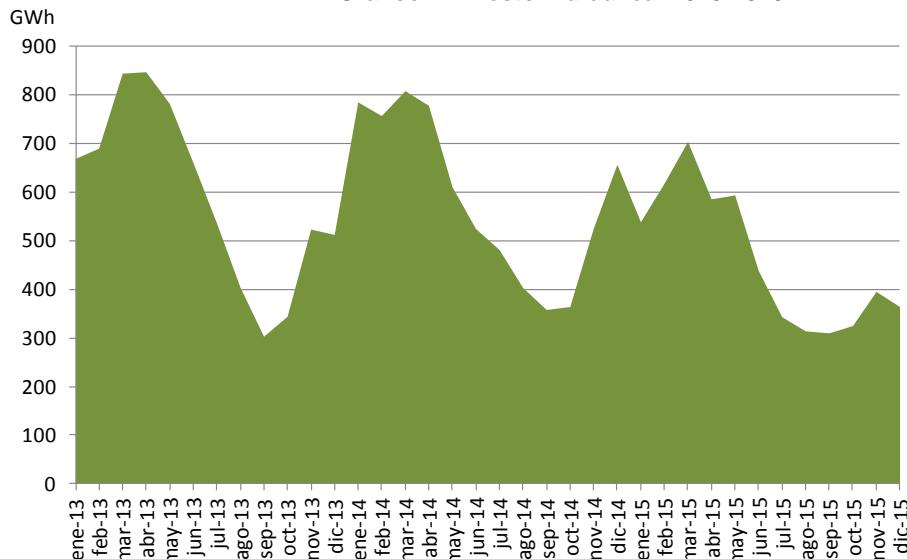


Gráfico 24. Resto hidráulica. 2013-2015



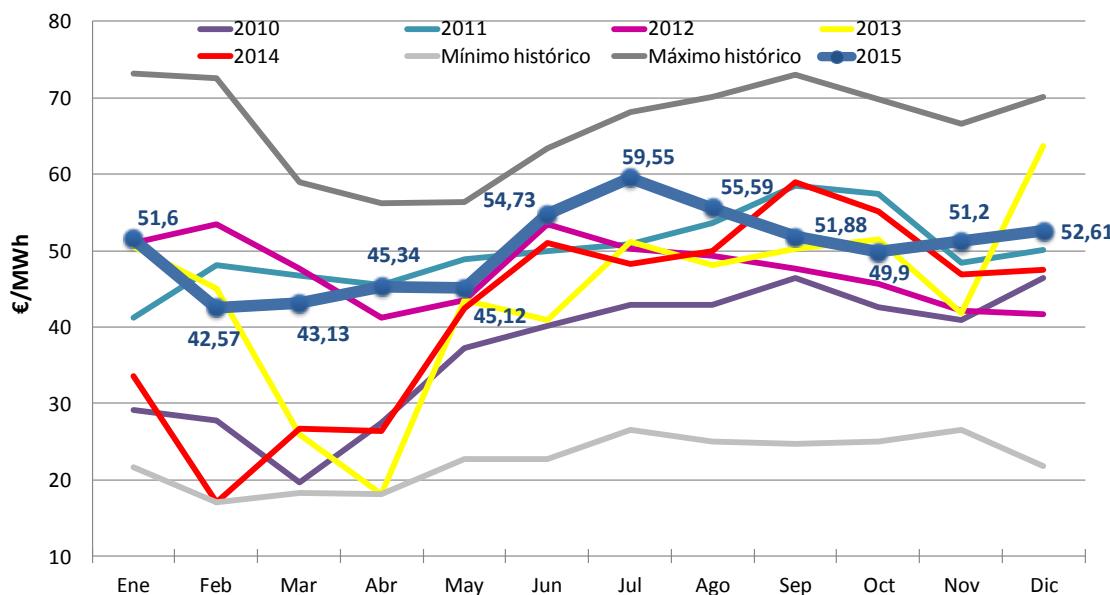
Fuente: Datos REE y elaboración AEE

3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA

3.1 Precio del mercado diario

El precio medio aritmético del mercado diario en diciembre 2015 se ha situado en 52,61 €/MWh, aumentando un 2,8% con respecto al mes anterior.

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 diciembre respecto al mes anterior, oscilando entre un precio mínimo de 13,49 €/MWh el día 20 a las 4:00h, y un precio máximo de 78,69 €/MWh a las 19:00h 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

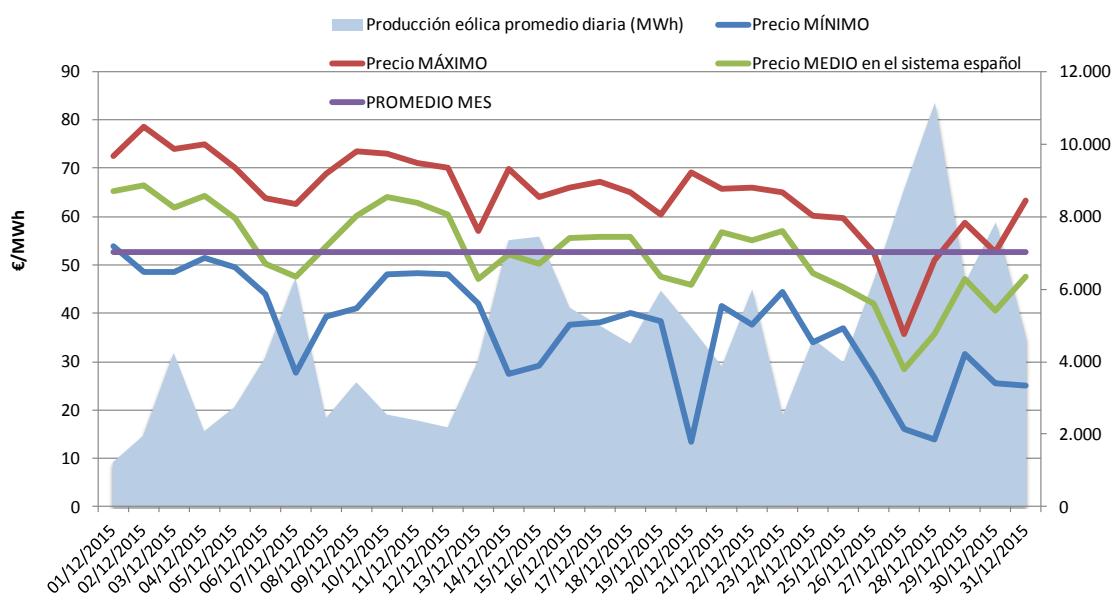
	Precio mínimo (€/MWh)	Precio medio aritmético sistema español (€/MWh)	Precio máximo (€/MWh)	Horas a precio cero	Variación respecto al mes anterior (%)	Variación respecto al mismo mes del año anterior (%)
ene-14	0,0	33,62	96,3	64	-47%	-33%
feb-14	0,0	17,12	110,0	82	-49%	-62%
mar-14	0,0	26,67	90,0	31	56%	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%
Abr-15	12,00	45,34	69,49	0	5%	71%
May-15	14,95	45,12	67,01	0	0%	6%
Jun-15	28,56	54,73	67,57	0	21%	7%
Jul-15	39,91	59,55	72,48	0	9%	24%
Ago-15	10,28	55,59	71,69	0	-7%	11%
Sep-15	12,00	51,88	68,48	0	-7%	-12%
Oct-15	20,15	49,90	68,48	0	-4%	-9%
Nov-15	7,20	51,20	85,00	0	3%	9%
Dic-15	13,49	52,61	78,69	0	3%	11%

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.

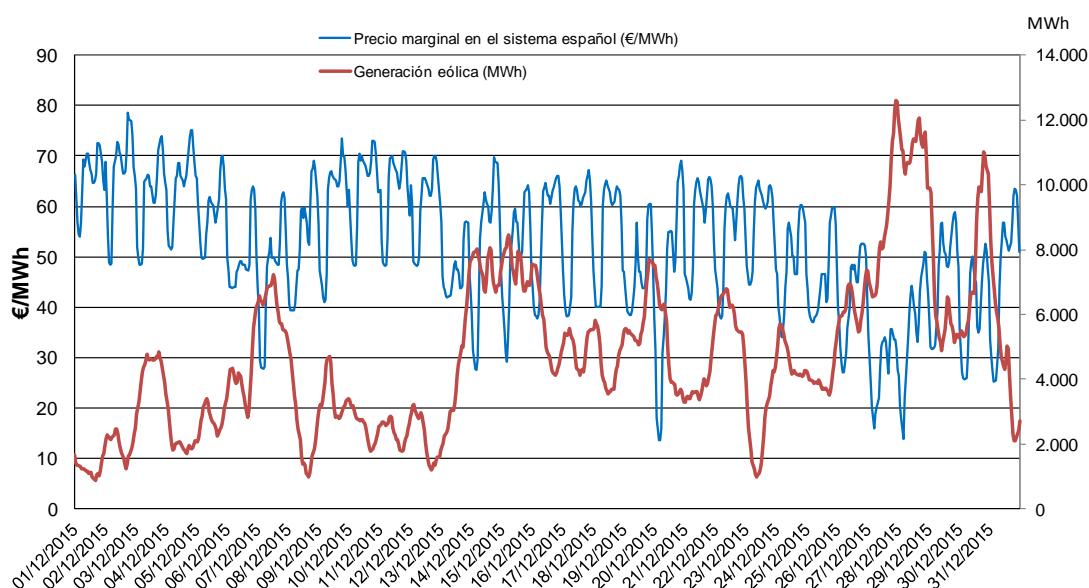
Gráfico 26. Evolución diaria del precio medio, máximo y mínimo del MD y generación eólica. Diciembre 2015



La generación eólica promedio diaria en el mes de diciembre 2015 ha sido de 4.723 MWh.

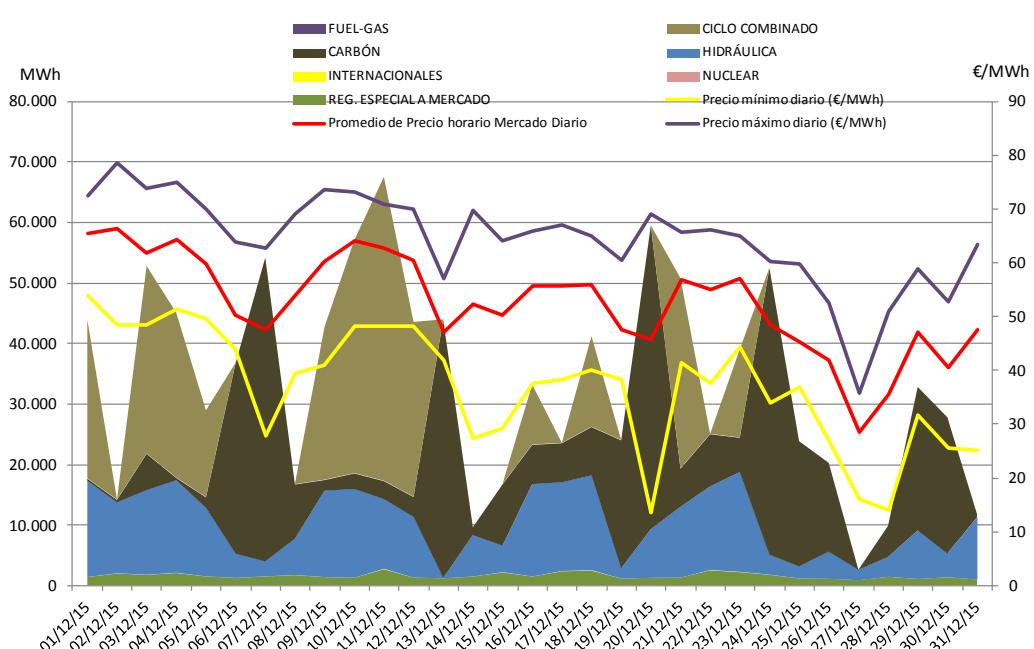
La correlación negativa entre producción eólica y precios se puede observar en la evolución horaria, tal y como se representa en el siguiente gráfico, el impacto depresor en el precio es evidente.

Gráfico 27. Evolución horaria del precio del mercado diario y de la generación eólica. Diciembre 2015



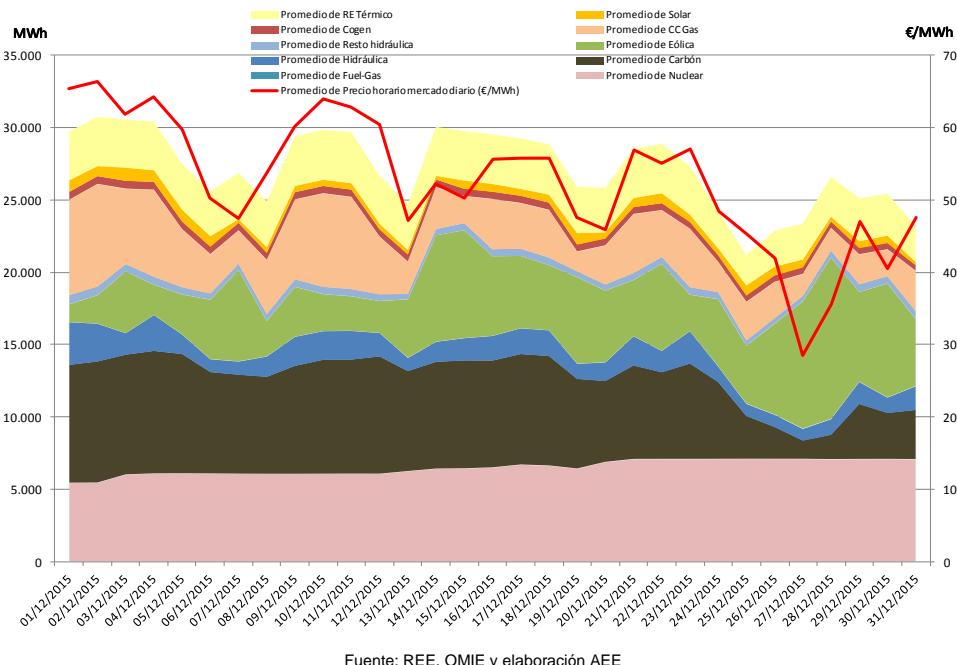
En cuanto a la energía diaria por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal durante el mes de diciembre 2015 se representa en el siguiente gráfico, además del promedio medio, mínimo y máximo diario del mercado diario.

Gráfico 28. Energía por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal y precio medio diario del MD. Diciembre 2015



En los siguientes gráficos se representan el promedio diario de la producción por tecnologías y el precio medio aritmético del mercado diario. En ellos se puede observar como en la mayor parte de las horas en las que la producción eólica aumenta, el precio medio diario disminuye.

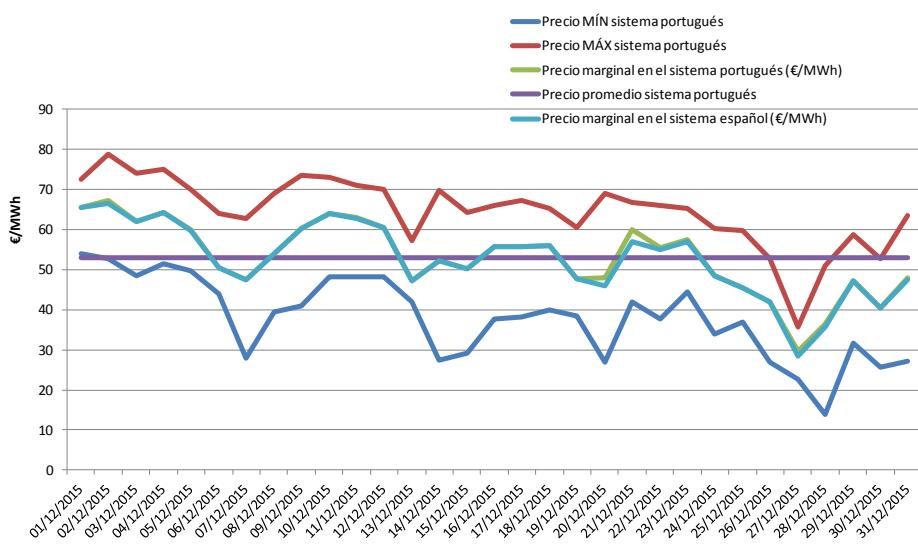
Gráfico 29. Energía por tecnologías y precio medio diario del MD. Diciembre 2015



Fuente: REE, OMIE y elaboración AEE

El precio medio aritmético en el sistema eléctrico portugués se ha situado en diciembre en 52,91 €/MWh, ligeramente superior al precio medio aritmético del sistema eléctrico español (52,61 €/MWh), en el 93,3% de las horas los precios de ambos sistemas han resultado iguales, en 50 horas el precio del sistema eléctrico portugués ha resultado superior y mientras que el precio del sistema eléctrico español no ha sido superior al portugués en ninguna de las horas del mes.

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



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. Diciembre 2015

	Nº horas	%
PEspañol = PPortugués	694	93,3%
PEspañol < PPortugués	50	6,7%
PEspañol > PPortugués	0	0%
TOTAL	744	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 febrero 2016, actualmente se sitúan en torno a 47,15 €/MWh para el carga base y en 55,64 €/MWh para el carga punta.

En cuanto a los productos trimestrales, los futuros en Q2, Q3 y Q4 han disminuido con respecto a los valores del informe anterior.

Tabla 05. Futuros OMIP trimestrales

	En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
Q2-2016	43,59	48,97	
Q3-2016	48,90	55,64	
Q4-2016	45,45	51,73	

Y también han disminuido los precios de los futuros de OMIP para 2017 y 2018:

Tabla 06. Futuros OMIP anuales

	En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
2017	43,65	49,64	
2018	44,95	51,06	
2019	44,95	51,06	

Fuente: OMIP y elaboración AEE

3.3 Retribución eólica

En la liquidación de la energía generada en Octubre de 2015 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 ha sido la siguiente:

Tabla 07. Liquidación 10/2015

Octubre 2015	Liquidación (Millones de €)
COGENERACIÓN	92,324
SOLAR FV	201,289
SOLAR TE	96,666
EÓLICA	104,489
HIDRÁULICA	6,266
BIOMASA	22,869
RESIDUOS	9,058
TRAT. RESIDUOS	9,154
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,083
TOTAL	542,198

Teniendo en cuenta lo anterior la liquidación provisional a cuenta correspondiente a la energía generada en el ejercicio 2015 (desde el 1 de enero hasta el 31 de octubre de 2015), de la retribución específica para las instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnología renovables, cogeneración y residuos, asciende a 5.616,921 Millones €, antes de IVA o impuesto equivalente.

Por tanto, aplicando el coeficiente de cobertura de 91,32%, la cantidad total a pagar a cuenta a todas las tecnologías renovables, cogeneración y residuos en la esta cuarta liquidación ascendió a 519,963 millones de euros, antes de IVA o impuesto equivalente. De los cuales la eólica percibió 104,551 M€.

La retribución regulada de la eólica en el periodo acumulado hasta octubre 2015 ascendería a 1.044,894 Millones de euros, si aplicamos el coeficiente de cobertura de esta liquidación (91,32%), ha cobrado 954,157 Millones de euros, quedando, por lo tanto, pendiente de percibir 90,737 M€.

Tabla 08. Liquidación retribución regulada. 2014

	Liquidación Julio 10/2015 (Millones de €)	Liquidación acumulada hasta Octubre 2015 (Millones de €)	Cantidad a cobrar ene-oct 2015 (Millones €)	Cantidad pendiente de cobrar a octubre 2015 (Millones €)
COGENERACIÓN	92,324	968,474	884,373	84,101
SOLAR FV	201,289	2.056,54	1.877,951	178,586
SOLAR TE	96,666	1.083,024	988,976	94,048
EÓLICA	104,489	1.044,894	954,157	90,737
HIDRÁULICA	6,266	62,23	56,826	5,404
BIOMASA	22,869	217,087	198,236	18,851
RESIDUOS	9,058	87,448	79,854	7,594
TRAT. RESIDUOS	9,154	96,395	88,024	8,371
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,083	0,832	0,760	0,072
TOTAL	542,198	5.616,92	5.129,157	487,764

Fuente: CNMC

El precio medio aritmético y ponderado por la eólica

En diciembre el precio ponderado de la eólica ha sido un 48,60% inferior que la media aritmética.

Tabla 09. 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%
Abril	5.421	45,34	42,25	-3,09	-6,82%
Mayo	6.422	45,12	42,65	-2,47	-5,48%
Junio	3.982	54,73	53,02	-1,71	-3,12%
Julio	4.100	59,55	58,32	-1,22	-2,05%
Agosto	4.347	55,59	52,85	-2,74	-2,74%
Septiembre	4.149	51,88	48,40	-3,47	-6,70%
Octubre	5.205	49,90	47,23	-2,67	-5,42%
Noviembre	5.130	51,20	46,39	-4,81	-9,39%
Diciembre	4.723	52,61	48,66	-3,95	-7,51%
Promedio 2015	5.435	50,32	46,22	-4,10	-8,15%

Fuente: Elaboración AEE

El ingreso total a mercado de la eólica según los datos publicados por REE, en el mes de diciembre se ha situado en 47,82 €/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.

El precio ponderado de la eólica en 2015 se sitúa en 46,22€/MWh, lo que supone un 29,3% más que el precio ponderado en 2014 (35,75€/MWh)

Tabla 10. 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
Abr-15	3.903.440,966	42,25	-0,30	-1,36	0,01	40,59
May-15	4.778.326,098	42,65	-0,12	-0,93	0,00	41,60
Jun-15	2.867.169,380	53,02	-0,10	-1,11	0,00	51,82
Jul-15	3.050.449,669	58,32	-0,10	-0,71	0,00	57,53
Ago-15	3.234.301,717	52,85	-0,16	-1,56	0,00	51,15
Sep-15	2.987.468,673	48,40	-0,05	-1,01	0,00	47,37
Oct-15	3.877.715,810	47,23	-0,07	-0,87	-0,01	46,28
Nov-15	3.693.405,366	46,39	-0,03	-0,80	-0,01	45,55
Dic-15	3.513.270,092	48,66	-0,03	-0,81	0,00	47,82

Fuente: esios.ree.es y elaboración AEE

4. PREVISIÓN DEL TRIMESTRE ANTERIOR

El precio promedio del mercado diario eléctrico para el último trimestre de 2015 resultó muy elevado, 51,2 €/MWh, un 3% superior al registro del mismo periodo del año 2014. Respecto a aquel trimestre, la demanda se mantuvo sin apenas variación, mientras la generación nuclear, hidráulica y eólica se redujo un 4%, 30% y 16%, respectivamente; en consecuencia, el hueco térmico (carbón + CCGT) se incrementó un 15%, y aportó el 34% de la generación total, 5 puntos más que en el mismo periodo del año anterior.

El desajuste entre el precio medio del mercado diario eléctrico y nuestra proyección en el escenario base, 47,8 €/MWh, resultó significativo (3,4 €/MWh). Las causas de dicha desviación radican esencialmente en la templada climatología registrada en los meses de noviembre y diciembre. Pese a que la demanda fue inferior a la prevista, lo mismo sucedió con los factores de utilización eólico e hidráulico, que alcanzaron sus mínimos históricos. El efecto alcista sobre el precio de este segundo patrón de comportamiento superó, con creces, el efecto depresivo del primero.

La dinámica del pool a lo largo del trimestre resultó creciente (en contra de lo habitual), igual que nuestro error de previsión. En octubre, el precio medio mensual se situó en torno a 50 €/MWh, en línea con la proyección en el escenario base. Por el contrario, en noviembre (51,2 €/MWh) y diciembre (52,6 €/MWh), el promedio del mercado superó holgadamente nuestras expectativas bajo las hipótesis diseñadas para sus escenarios centrales, debido al incumplimiento de éstas en lo referente a la climatología, impropia de esta época del año.

Tabla 11. Comparación previsión vs dato real. 2015.Q4

DATO	PREVISIÓN		
	E. BAJO	E. CENTRAL	E. ALTO
51,2 €/MWh	38,1 €/MWh	47,8 €/MWh	56,5 €/MWh

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 5 de octubre de 2015)

5. PREVISIÓN PARA EL MES EN CURSO Y SIGUIENTE

De nuevo, en enero la progresión de la **demand**a eléctrica dependerá en gran medida de la climatología que tenga lugar. Nuestra previsión actual sugiere un consumo medio diario de 735 GWh, bajo el supuesto de que las temperaturas resulten alineadas a sus niveles estacionales. Dicho registro implicaría un avance leve respecto al de enero de 2015, de 0,7%. Para febrero, los modelos sugieren también registros similares a los de hace un año en el consumo medio diario, si bien sería razonable que se produzca un incremento significativo en el total del mes, al tener un día más que febrero de 2015. En ambos casos, corregidos efectos de climatología y calendario, la mejoría se situaría en torno a 1,3%, según nuestros cálculos. Las proyecciones ofrecidas por REE para el mes de enero son más optimistas que las nuestras, indicando un 1,9% interanual.

En comparación con la atípica estructura productiva registrada en diciembre, el **mix de generación** eléctrico ofrecerá cambios relevantes en enero y febrero. La presencia de tecnologías térmicas fósiles se reduciría y lo contrario debería ocurrir con la aportación eólica e hidráulica. Esperamos que el carbón vuelva a liderar en enero la generación de electricidad (23,5%), seguido de la eólica (21%), nuclear (19%), los ciclos (11,5%) y la hidráulica convencional (8,5%). El otro 16,5% sería producido por las tecnologías solares, biomasa, cogeneración e hidráulica fluyente. En febrero, sería la producción eólica la de mayor aportación (24%), seguida de la nuclear (20%), carbón (20%), ciclos (10%) e hidráulica (9%), y el resto de tecnologías generarían el 17% de la producción bruta. Por supuesto, estas cifras presuponen climatología estándar en ambos meses.

En base a las pautas de generación y demanda recién comentadas, cabe esperar que tenga lugar un repliegue en los **precios de mercado** en los próximos meses. Nuestras proyecciones sitúan la media del mercado diario en 43,5 €/MWh (**enero**) y 44,5 €/MWh (**febrero**), en los escenarios centrales, que asumen, entre otras cosas, una evolución meteorológica en línea con su estacionalidad. Para la previsión de enero, se ha tenido en cuenta la evolución del pool en los días anteriores al cierre del informe, con precios muy moderados por la alta eolicidad. El efecto de la climatología sobre los precios de estos meses será muy elevado, y, por lo tanto, también la incertidumbre asociada. Por ejemplo, en febrero, los modelos admiten promedios de precios entre 34 y 54 €/MWh (véase [Tabla 13](#)).

Tabla 12. Previsión mes en curso y año en curso: demanda, balance y precios

	ENERO 2016			AÑO 2016		
	PREVISIÓN	% sobre Gen. Bruta	Variación Interanual (%)	PREVISIÓN	% sobre Gen. Bruta	Variación Anual (%)
GENERACIÓN	(GWh)			(GWh)		
RENO, COG Y RESID ^[1]	8.841	37,2	0,3	98.558	37,6	0,9
Eólica	4.936	20,8	0,6	48.640	18,6	1,9
Resto ^[2]	3.905	16,4	0,0	49.918	19,0	0,0
RESTO TECNOLOG ^[3]	14.910	62,8	-2,6	163.560	62,4	-0,4
Nuclear	4.547	19,1	-17,0	56.846	21,7	-2,1
Hidráulica	2.062	8,7	-9,0	24.490	9,3	-4,4
Hueco Térmico	8.301	35,0	9,6	82.224	31,4	2,1
Carbón	5.562	23,4	6,8	55.090	21,0	1,2
CCGT	2.739	11,5	15,9	27.134	10,4	3,9
GENER. BRUTA TOTAL	23.752	100,0	-1,6	262.118	100,0	0,1
DEMANDA ^[4]	(GWh)			(GWh)		
Previsión IM Energía	22.799	96,0	0,7	251.609	96,0	1,5
Previsión REE ^[5]	23.075	-	1,9	252.378	-	1,8
PRECIO M. DIARIO	(/MWh)			(/MWh)		
OMIP	[6]		[7]	[7]		
Previsión IM Energía	46,4		-10,1	46,1		-8,3
Esc. Central ^[8]	43,5		-15,6	46,4		-7,7
Esc. Bajo ^[9]	34,4		-33,3	35,4		-29,5
Esc. Alto ^[10]	52,0		0,8	57,0		13,4

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 5 de enero de 2016)

[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 diciembre para el contrato de enero.

[7] Precio medio esperado para el año 2016 en base a las cotizaciones de OMIP, calculado como media de los precios (a 31 de diciembre de 2015) de los contratos trimestrales de 2016.

[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 el ejercicio 2016](#), además de realizar la predicción preliminar correspondiente al [primer trimestre de 2017](#). Las proyecciones de precios obtenidas quedan adjuntas en la [Tabla 13](#), para los escenarios más relevantes considerados. La comparativa entre las cotizaciones actuales de contratos a plazo y las previsiones correspondientes a nuestro escenario central se muestran en la [Tabla 14](#). La evolución prevista para el precio medio mensual se observa en el [Gráfico 32](#). El [Gráfico 31](#) indicará cómo va cambiando a lo largo del año nuestra previsión del precio medio de 2016.

El [año 2015](#) finalizó con una **demandía eléctrica** de unos 248 TWh, 1,8% más que en 2014, rompiendo con la racha de retrocesos de los cuatro años anteriores. La mejoría económica fundamentó la reactivación del consumo, que, además, se vio beneficiado por las altas temperaturas del tercer trimestre. La variación anual registrada está en línea con la que hemos venido prediciendo durante todo el año, lo contrario de lo que ocurre en el caso de REE, que la vino situando en el entorno del 0,5%. En lo referente al [ejercicio 2016](#), nuestros modelos indican un crecimiento moderado del consumo de electricidad. En el escenario macroeconómico más verosímil a día de hoy, obtenemos un nivel anual de 251,6 TWh, que implicaría una mejora del 1,5% frente al resultado de 2015. Considerando hipótesis económicas más atípicas (pero asumiendo meteorología estacional cada mes), las previsiones de los modelos oscilan desde crecimientos de 0,3% a 4%. REE ha revisado drásticamente sus proyecciones anteriores, y estima un avance de la demanda de electricidad de 1,8% en 2016 en su conjunto, cuando hace dos meses preveía un retroceso del 1%.

En cuanto al **mix productivo**, la caída de hidraulicidad (un 29% menos que en 2014) y el incremento del hueco térmico (+22% anual) son las notas más destacadas del [año 2015](#). Ambas constaban en nuestras proyecciones desde principio de ejercicio. Para [2016](#), esperamos cambios menores respecto a la estructura del año recién terminado. Dependerá esencialmente de su pluviosidad. Si fuera un año hidráulico medio, el único cambio relevante podría ser un nuevo repunte del hueco térmico, si bien creemos que esta vez solo sería del 2%. Aun teniendo en cuenta la lejanía del horizonte predictivo, estimamos que los índices de cobertura sobre la generación bruta de cada tecnología podrían resultar: nuclear (21,5%), carbón (21%), eólica (18,5%), ciclos combinados de gas (10,5%) e hidráulica convencional (9,5%). El resto de tecnologías sumarían el otro 19%. Las tecnologías del extinto Régimen Especial (R.E.) aportarán en torno al 37,5% de la producción total, frente al 62,5% generado por las convencionales.

Por su parte, a día de hoy, las perspectivas para la evolución en el medio plazo de los **costes de generación térmicos** son claramente bajistas. Los precios internacionales del gas y el carbón progresan en acusado descenso y, tanto las condiciones de oferta y demanda como los precios a plazo, sugieren que el proceso no va a revertir en el medio plazo. Solo el precio de los derechos de emisión de CO₂ escapa de la tendencia bajista. Los índices que construimos como proxy del coste de generación de los ciclos combinados y de las centrales de carbón internacional sugieren caídas de magnitud en torno al 15% en 2016 respecto a 2015.

Tabla 13. Previsión precio medio. Escenarios alternativos

	BAJO	CENTRAL	ALTO
Mensuales			
ene-16	34,4	43,5	52,0
feb-16	34,4	44,4	53,9
Trimestrales			
2016.Q1	32,9	43,0	52,6
2016.Q2	32,2	43,3	54,0
2016.Q3	42,9	52,9	62,6
2016.Q4	33,8	46,3	58,8
2017.Q1	24,8	40,4	56,3
Anuales			
2016	35,4	46,4	57,0

Previsiones: Intermoney Energía
 (Fecha de previsión: 5 de enero de 2016)

En promedio, el **precio del pool** en 2015 quedó cifrado en 50,3 €/MWh, prácticamente un 20% por encima del registro de 2014. Detrás de dicho repunte se encuentran la reactivación del consumo, el aumento de la cobertura de demanda con carbón y ciclos y el cambio en el patrón de elaboración de ofertas al mercado, parcialmente explicado por el RD 413/2014. Tras comenzar el año proyectando un promedio anual de precios de unos 45 €/MWh, desde el mes de mayo nuestra previsión sobre el precio medio de 2015 se ha venido situando en el rango 49–50 €/MWh, en línea con el resultado final del mercado. Nuestras previsiones para el precio del mercado eléctrico diario en **2016 en su conjunto** se realizan bajo el contexto antes descrito. En todo caso, la evolución del mercado de electricidad en los próximos trimestres es bastante incierta. Además de lo impredecible de la climatología, se añaden las dudas sobre la marcha económica nacional a medio plazo (la inestabilidad de la situación macroeconómica internacional ha aumentado en los últimos meses), así como sobre la trayectoria de los precios de combustibles, en un perfil drásticamente bajista, como ya se ha comentado. A todo ello, hay que unir nuevos factores del mercado eléctrico añadiendo incertidumbre: el efecto de la nueva interconexión con Francia y los comportamientos estratégicos de los agentes, siempre impredecibles, y que en 2015 jugaron un papel clave en el precio. Nuestra impresión es que los factores de riesgo bajista tienen muy alta probabilidad de dominar sobre los alcistas. Nuestra previsión se ha reducido hasta los 46,4 €/MWh en el escenario base (en el informe anterior, hace tres meses, proyectábamos un precio medio de 47,8 €/MWh), debido a la fuerte corrección bajista de los precios del carbón y gas. Bajo condiciones menos plausibles que las consideradas en el escenario (algunas extremas), se obtienen niveles del precio anual de 2016 que se sitúan todos ellos en el rango 36–57 €/MWh (Tabla 13). La horquilla de precios concentrando más probabilidad es el intervalo 42–48 €/MWh.

Igual que nuestras previsiones, el **mercado a plazo** sugiere una deflación del precio del pool eléctrico en 2016, en relación a 2015. El contrato carga-base anual se sitúa a cierre del informe en 45,1 €/MWh, 1,3 €/MWh por debajo de nuestra proyección base para el precio medio spot de 2016. Las cotizaciones de los futuros de OMIP para los contratos del primer y segundo trimestre son muy similares a nuestras expectativas futuras del precio del pool. Por el contrario, las previsiones que manejamos para el tercer y cuarto trimestre superan las perspectivas del mercado. En los últimos dos años, la prima de riesgo positiva que solía exhibir el mercado a plazo se ha reducido y, ocasionalmente, resulta de signo negativo.

Tabla 14. Comparación previsión precio spot vs cotizaciones a plazo

	Cotizaciones OMIP			Previsión Spot IM Energía
	01-dic	15-dic	31-dic	
2016.Q1	47,8	48,0	45,6	43,0
2016.Q2	44,5	43,9	43,7	43,3
2016.Q3	50,9	49,4	49,3	52,9
2016.Q4	46,6	45,7	45,8	46,3
2017.Q1	-	-	-	40,4

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 5 de enero de 2016)

Gráfico 31. Evolución de la previsión del precio medio anual de 2016

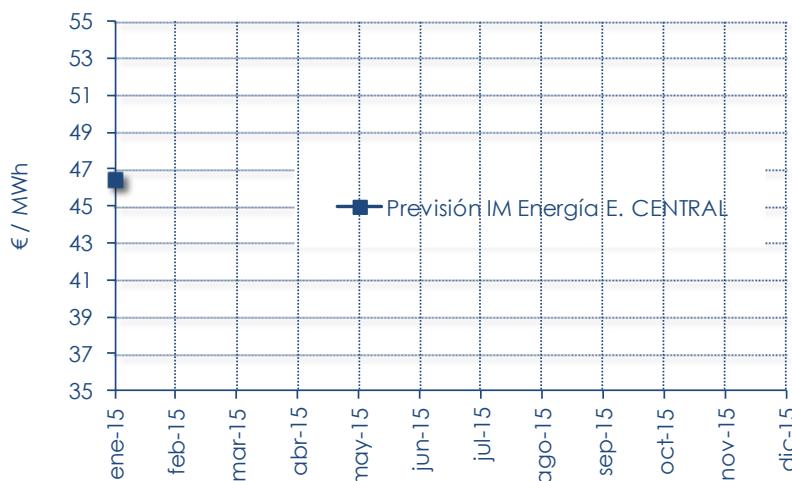
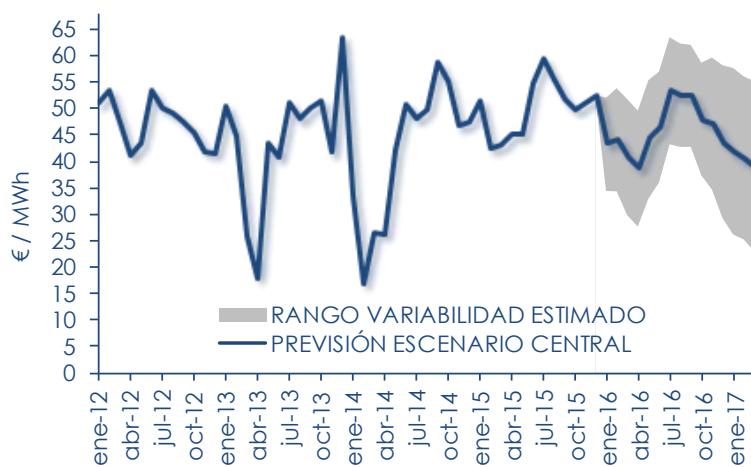


Gráfico 32. Previsión del precio medio mensual. Año móvil



Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 5 de enero de 2016)

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 17](#) 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 15](#). Los criterios para la delimitación de las sendas alternativas en cada input se resumen en la [Tabla 16](#).

Tabla 15. 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 16. 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 17.

Tabla 17. Principales hipótesis económicas asumidas para la previsión

ESCENARIOS MACROECONÓMICOS 2016		
Tasas de variación anual		
	PIB	VAB INDUSTRIA
BAJO	+1,1%	+0,5%
MEDIO	+2,4%	+2,5%
ALTO	+3,9%	+4,7%
PRECIOS DE COMBUSTIBLES (Escenario Central)		
	MEDIA 2015 (Dato)	MEDIA 2016 (Hipótesis)
GAS (NBP)	20,0 €/MWh	16,7 €/MWh
CARBÓN (API-2)	7,2 €/MWh	5,9 €/MWh
CO ₂ (EUA)	7,7 €/t	8,6 €/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.