



INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

Nº 103

Fecha de publicación: 23 de enero de 2017

La última sección del presente informe presenta previsiones sobre la evolución de los precios del mercado diario en el horizonte del año móvil. Dicha sección ha sido elaborada por un consultor externo a la AEE especializado en métodos cuantitativos aplicados a mercados de electricidad (Francisco Javier Eransus), con amplia experiencia en la predicción del precio del pool español. La metodología e hipótesis utilizadas se describen al final del informe.



CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	3
2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA	4
3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA	14
4. SISTEMAS ELÉCTRICOS EXTRAPENINSULARES: ISLAS CANARIAS	22
5. ANÁLISIS DEL RESULTADO PREDICTIVO DEL TRIMESTRE ANTERIOR	26
6. PREVISIONES A HORIZONTE DE AÑO MÓVIL	27
ANEXO 1. Metodología.....	34

1. RESUMEN EJECUTIVO

Durante el mes de diciembre la eólica se situó como cuarta fuente de generación en la península con 2.701 GWh. En cuanto a la generación eólica acumulada en 2016, ésta se sitúa en segundo lugar con 47.319GWh, sólo por detrás de la energía nuclear

La demanda de energía eléctrica ha aumentado en 2016 un 0,7% respecto al 2015. En términos netos, es decir, descontando los efectos de laboralidad y temperatura, el consumo eléctrico se ha mantenido en los valores del 2015.

El precio medio aritmético del mercado diario en el mes de diciembre 2016 fue de 60,49 €/MWh un 15% superior al mes anterior (52,61€/MWh).

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de febrero 2017 se sitúan actualmente en torno a 59,95 €/MWh para el carga base y en 67,04 €/MWh para el carga punta. Por lo que respecta al Q2-17 (segundo trimestre 2017) los precios se sitúan en 43,85 €/MWh en carga base y 48,38 €/MWh en punta.

	dic-16	dic-15	Variación (%)	ene-dic 2016	ene-dic 2015	Variación 2016/2015
Precio MD (€/MWh)	60,49	52,61	15,0%	39,67	50,32	-21,2%
Hidráulica (GWh)	2.057	1.771	16,1%	39.127	31.217	25,3%
Nuclear (GWh)	4.337	4.864	-10,8%	56.096	54.755	2,4%
Carbón (GWh)	5.042	4.628	8,9%	35.179	50.923	-30,9%
Ciclo combinado (GWh)	3.315	2.633	25,9%	25.861	25.268	2,3%
EÓLICA (GWh)	2.701	3.529	-23,5%	47.321	47.712	-0,8%
% sobre la generación total	13,0%	17,1%		19,0%	18,8%	
Factor de capacidad (%)	15,9%	20,8%		23,6%	23,9%	
Solar PV (GWh)	365	369	-1,1%	7.567	7.844	-3,5%
Solar térmica (GWh)	128	85	50,6%	5.081	5.086	-0,1%
Otras renovables (GWh) ⁽¹⁾	316	286	10,5%	3.427	3.172	8,0%
Cogeneración (GWh)	2.291	2.181	5,0%	25.751	25.419	1,3%
Residuos	277	242	14,5%	3.125	2.985	4,7%
Consumos en bombeo (GWh)	-334	-509	-34,4%	-4.810	-4.520	6,4%
Enlace Península-Baleares (GWh) ⁽²⁾	-85	-94	-9,6%	-1.250	-1.334	-6,3%
Intercambios internacionales (GWh) ⁽³⁾	934	912	2,4%	7.663	-133	-5861,7%
DEMANDA DE TRANSPORTE (b.c.) (GWh)	21.344	20.897	2,1%	250.138	248.394	0,7%

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

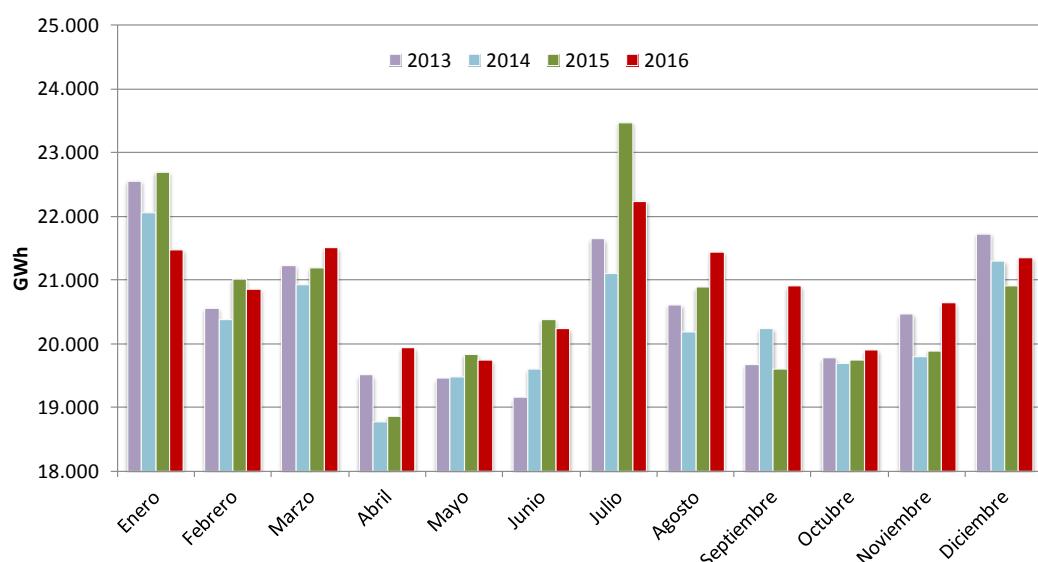
2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

La demanda de energía eléctrica peninsular en barras de central en el mes de diciembre 2016 aumenta un 2,1% con respecto al mismo mes del año anterior, pero una vez corregido los efectos de laboralidad y temperaturas se reduce el consumo en 2,1%.

En el año 2016, la demanda de energía eléctrica de transporte en b.c. ha alcanzado 250.132GWh, siendo un 0,7% superior que la demanda del año anterior. Si corregimos esta variación con los efectos de laboralidad y temperaturas la demanda del 2016 se mantiene en los mismos valores del año anterior.

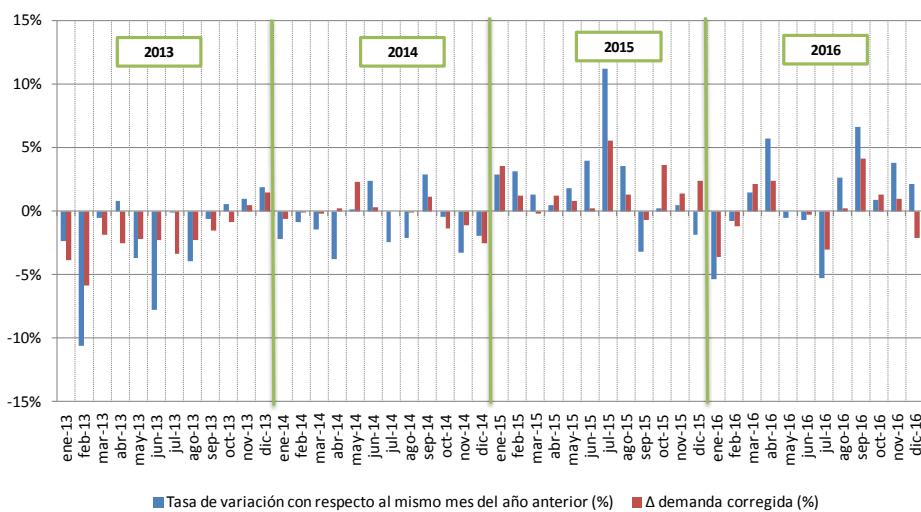
La evolución de la demanda se representa en el gráfico siguiente:

Gráfico 01. Demanda mensual de transporte de energía eléctrica en b.c. 2009-2016



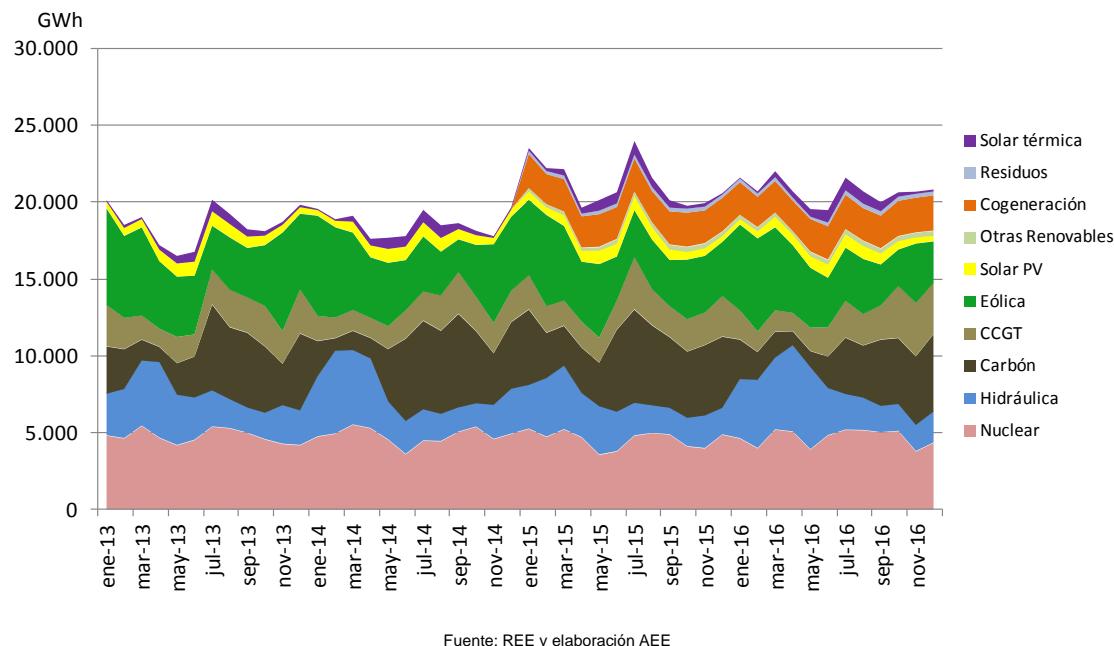
En el siguiente gráfico se representa la variación mensual de la demanda de energía eléctrica, en términos brutos (barras azules) y la variación del consumo eléctrico corregido por los efectos de laboralidad y temperatura (barras rojas).

Gráfico 02. Variación mensual de la demanda de energía eléctrica. 2012-2016



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

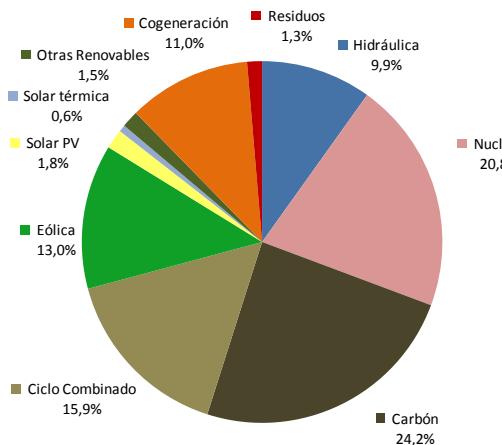
Gráfico 03. Evolución mensual de la generación por tecnologías en GWh. 2011-2016



Fuente: REE y elaboración AEE

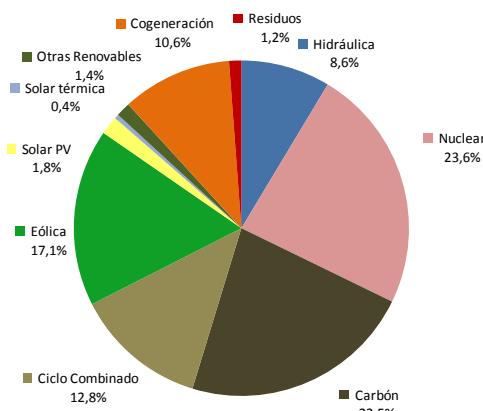
En el mes de diciembre la eólica ha aportado el 13,0% de la generación total, siendo la cuarta tecnología de generación.

Gráfico 04. Estructura de generación. Diciembre 2016



Fuente: REE y elaboración AEE

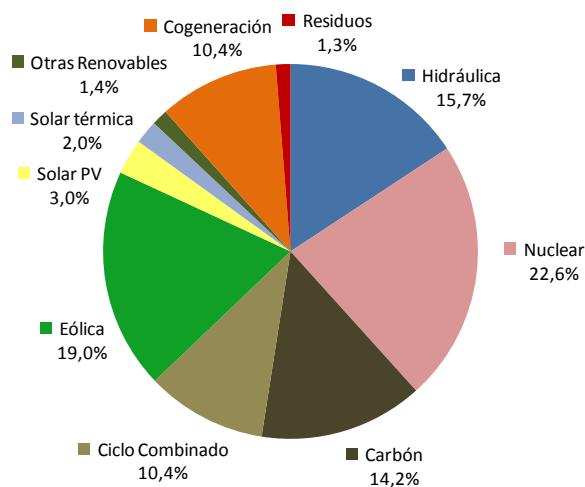
Gráfico 05. Estructura de generación. Diciembre 2015



Fuente: REE y elaboración AEE

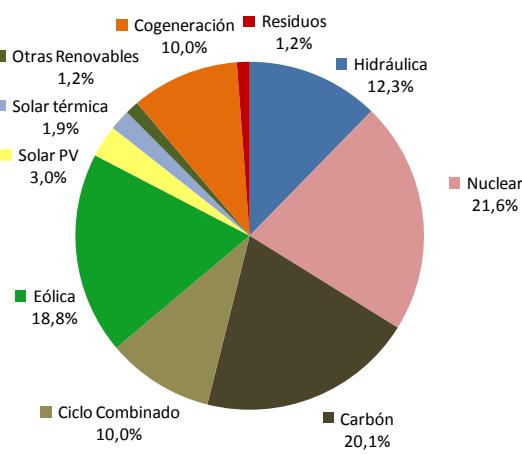
En acumulado del 2016, la eólica se sitúa como la segunda tecnología de generación, con una aportación de un 19% del total, por detrás de la nuclear con un 22,6%.

**Gráfico 06. Estructura de generación.
Enero a Diciembre 2016**



Fuente: REE y elaboración AEE

**Gráfico 07. Estructura de generación.
Enero a Diciembre 2015**

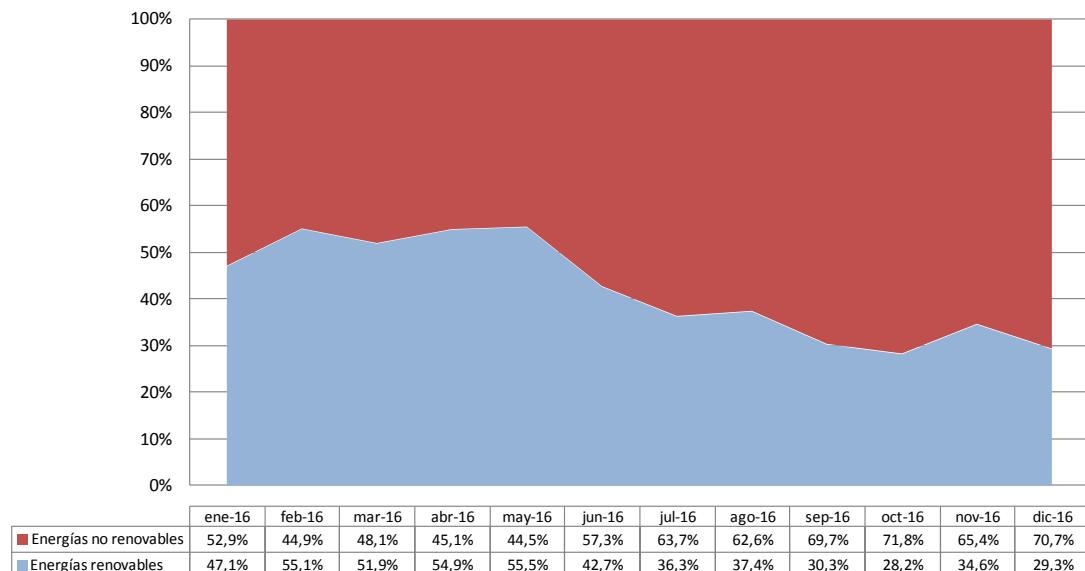


Fuente: REE y elaboración AEE

Los ciclos combinados aumentan su contribución rozando una aportación superando el 10% en el año 2016.

La contribución de la generación procedente de fuentes de energía renovable en el mes de diciembre de 2016 ha sido de 29,3%.

Gráfico 08. Evolución mensual del % de la producción eléctrica cubierto con EERR y Energías No Renovables. 2014 – 2016

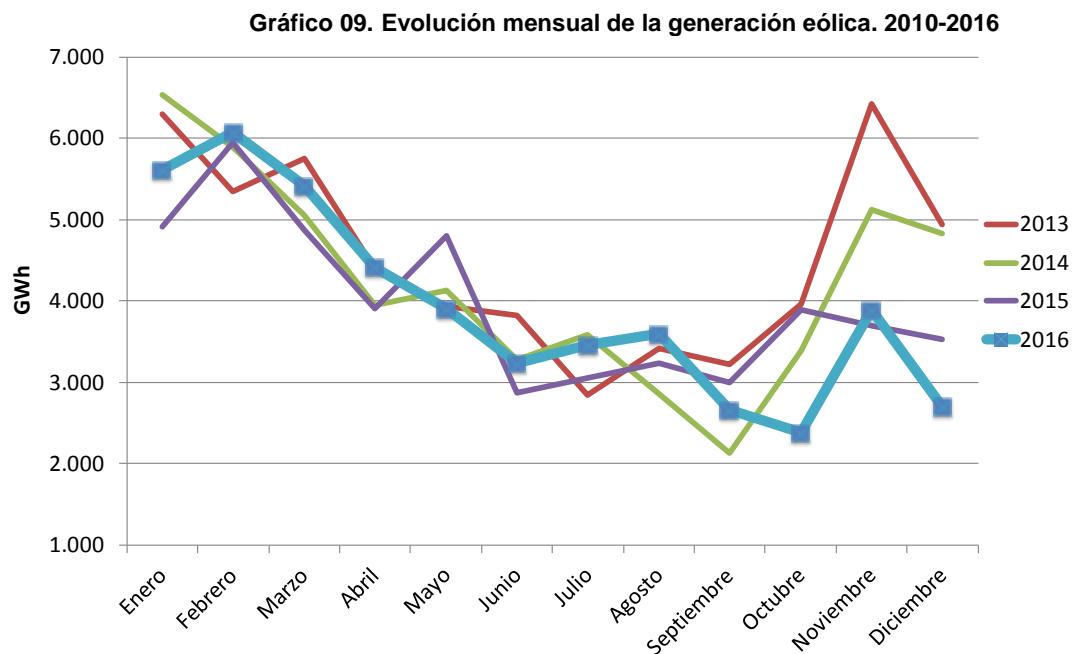


Fuente: REE y elaboración AEE

2.1 Eólica

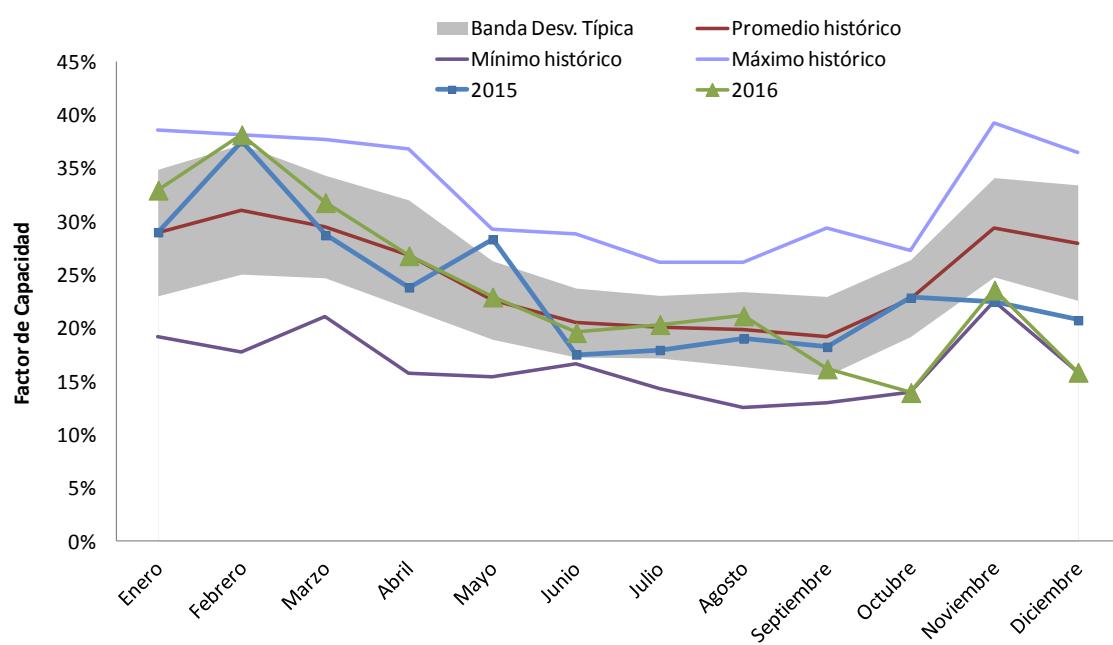
2.1.1 Generación eólica

Los casi 23 GW de potencia eólica instalada en España han generado en diciembre 2.701 GWh, un 23,5% menos que la producción del mismo mes de diciembre 2015. En el periodo de enero a diciembre la producción eólica ha sido de 47.319 GWh, un 0,8% menos que la producción del mismo periodo de 2015



En diciembre el factor de capacidad de la eólica se ha situado en 15,88%, lo que supone un 24% menos que el valor alcanzado en diciembre de 2015 (20,76%)

Gráfico 10. Evolución del factor de capacidad de la eólica promedio, mínimo y máximo desde el año 1998 hasta la actualidad, 2014 y 2016



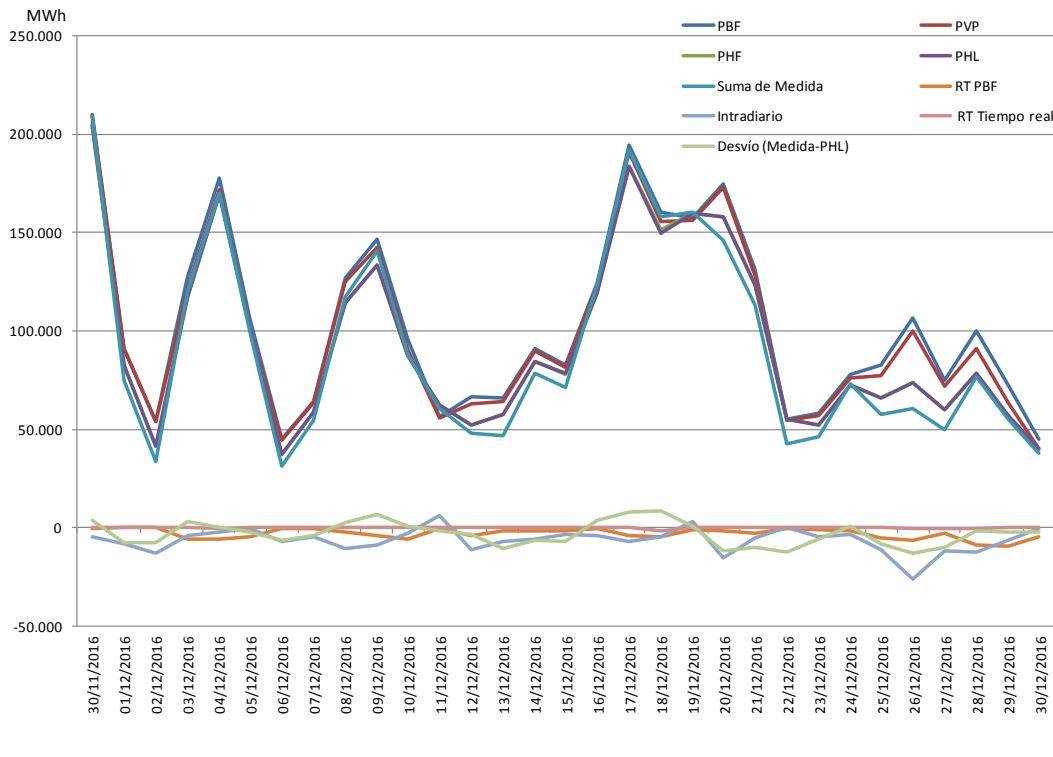
Fuente: REE y elaboración AEE

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 2016, 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 2016



Fuente: ESIOS-REE y elaboración AEE

Las restricciones técnicas, tanto después del Programa Básico de Funcionamiento como en Tiempo Real, se sitúan en el transcurso del año en 1,32% de la producción eólica medida en 2016.

Tabla 01. Restricciones a la producción eólica. 2016

Fecha	Generación (MWh) MEDIDA	RT PBF (MWh)	RT Tiempo real (MWh)	(RT PDBF + RT Tiempo real) / Medida
ene-16	5.600.506	0	-43.039	-0,768%
feb-16	6.064.523	0	-35.988	-0,593%
mar-16	5.403.134	-14.998	-5.993	-0,388%
abr-16	4.411.921	-5.543	-6.499	-0,273%
may-16	3.900.487	-17.143	-12.651	-0,764%
jun-16	3.219.018	-32.942	-4.867	-1,175%
Jul-16	3.447.686	-51.912	-12.199	-1,860%
ago-16	3.584.275	-84.082	-6.094	-2,516%
Sep-16	2.660.495	-35.297	-1.392	-1,379%
Oct-16	2.356.772	-43.606	-2.680	-1,964%
Nov-16	3.883.181	-94.230	-8.653	-2,649%
Dic-16	2.664.571	-102.164	-1.149	-3,877%
TOTAL 2016	47.196.567	-481.917	-141.201	-1,32%

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 +7,2%; en cuanto al desvío negativo ha aumentado (teniendo en cuenta las horas en las que la producción eólica real ha sido inferior que la programada) y se ha situado en -13,5%.

Tabla 02. Desvío eólico promedio mensual. 2016

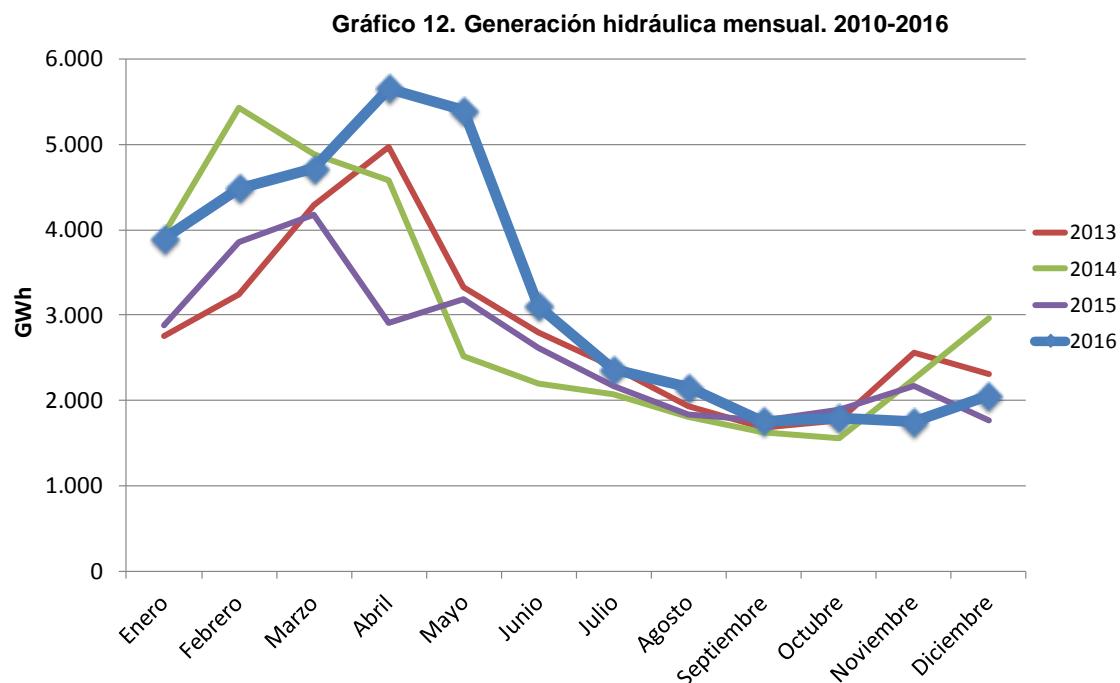
Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo
Enero 16	6,2%	-10,1%
Febrero 16	5,3%	-7,9%
Marzo 16	5,1%	-10,3%
Abril 16	6,4%	-12,1%
Mayo 16	7,5%	-9,6%
Junio 16	6,7%	-11,9%
Julio 16	8,9%	-9,4%
Agosto 16	9,5%	-7,2%
Septiembre 16	9,7%	-11,3%
Octubre	8,8%	-13,9%

Noviembre 16	7,3%	-10,9%
Diciembre 16	7,2%	-13,5%
Promedio 2016	7,5%	10,8%

Fuente: Datos REE y elaboración AEE

2.2 Generación hidráulica

Las centrales hidráulicas han generado 2.057 GWh en el mes de diciembre, lo que supone un aumento de la generación hidráulica en un 16,1% respecto al mismo mes del año anterior.



Las reservas en régimen anual se sitúan en un 41,9% respecto a la capacidad máxima mientras que en régimen hiperanual se sitúan en un 39,7% de su capacidad máxima.

Gráfico 13. Evolución mensual reservas de los embalses, régimen anual. 2010-2016

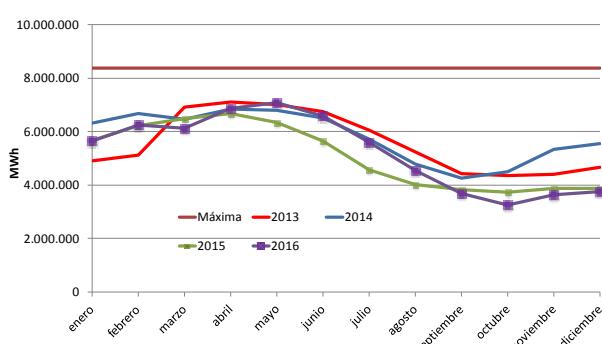
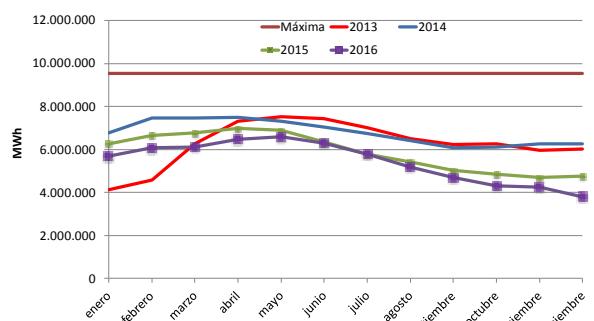


Gráfico 14. Evolución mensual reservas embalses régimen hiperanual. 2010-2016

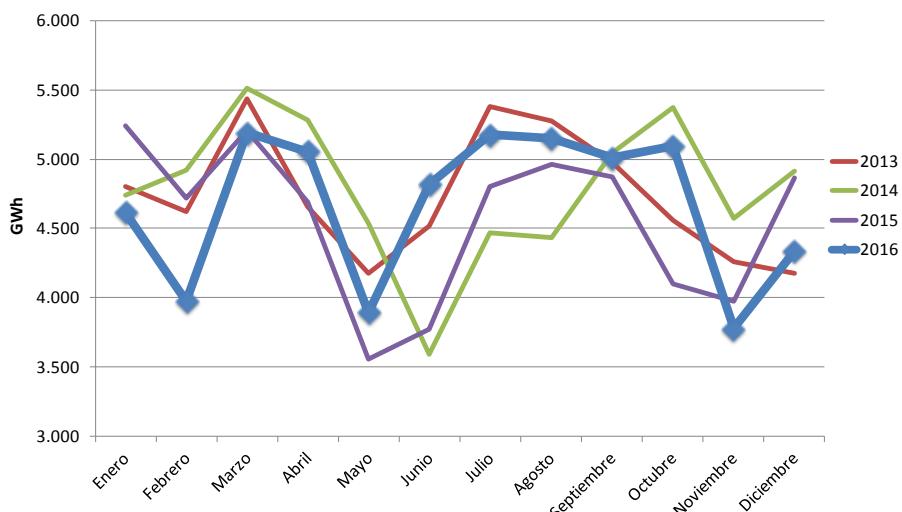


Fuente: Datos Balance Diario REE y elaboración AEE

2.3 Generación nuclear

Con 4.337 GWh producidos en diciembre 2016, las centrales nucleares han generado un 10,8% menos energía que el mismo mes del 2015. En el 2016 la generación nuclear ha generado 56.095 GWh, lo que supone un 2,4% más que la generación del mismo periodo de 2015.

Gráfico 15. Generación nuclear mensual. 2010 - 2016

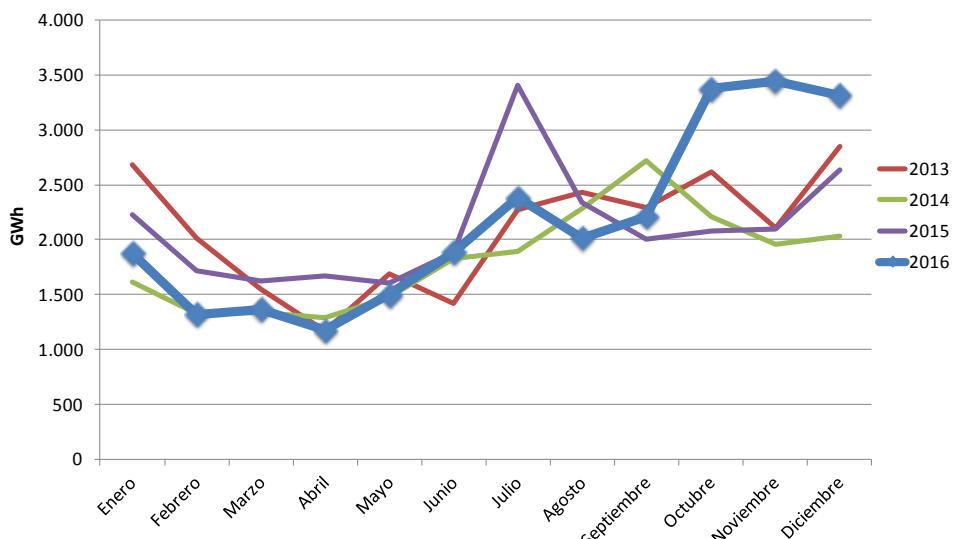


2.4 Generación de ciclo combinado

Los ciclos combinados han producido 3.315 GWh en diciembre 2016, lo que supone un 25,9% más que en el mismo mes del año anterior. En cuanto a la generación acumulada de 2016, ésta ha sido un 2,3% superior a la generación 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 2016 se sitúa en 11,8%.

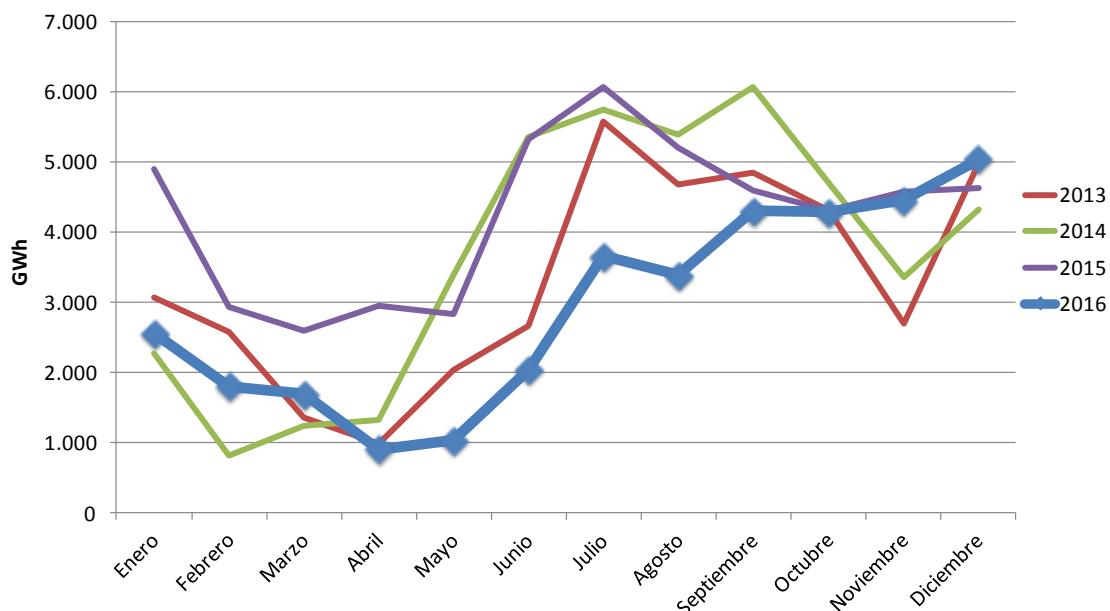
Gráfico 16. Generación mensual de ciclo combinado. 2010-2016



2.5 Generación térmica con carbón

Las centrales de carbón han generado en diciembre 2016 un total de 5.042 GWh, que es un 8,9% superior a la generación del mismo mes del 2015. El en 2016 la producción con carbón ha sido de 35.179 GWh lo que supone un 30,9% menos que en 2015

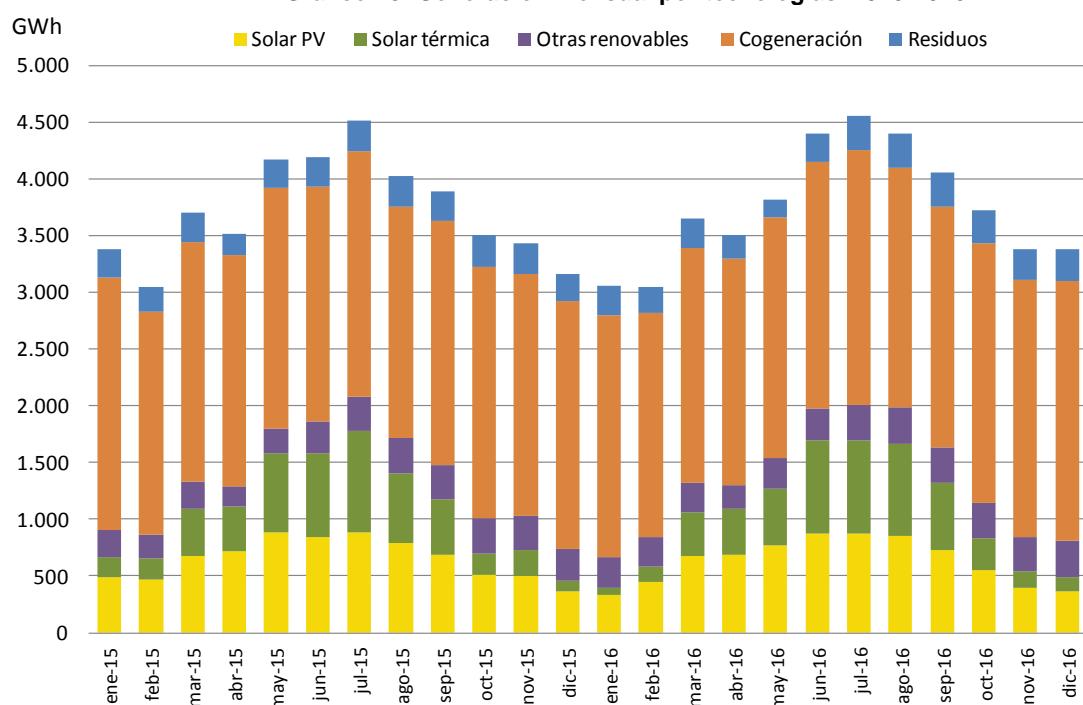
Gráfico 17. Generación de carbón mensual. 2010 – 2016



2.6 Resto de tecnologías renovables, cogeneración y residuos

Estas tecnologías han generado 3.377 GWh en diciembre 2016, siendo superior en un 6,8% a la producción del mismo mes del año anterior.

Gráfico 18. Generación mensual por tecnologías. 2010-2016



La solar fotovoltaica ha generado 365 GWh, un 1,2% menos que la producción del mes de diciembre de 2015.

La solar térmica ha producido en diciembre 2016, 128 GWh, un 50,7% superior al mismo mes de 2015.

La suma de la producción de otras renovables, como biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica en el mes de diciembre ha sido 316 GWh, un 10,3% superior a la producción del mismo mes del año anterior.

La generación de energía eléctrica mediante cogeneración, ha sido un 5,1% superior a la del mismo mes de diciembre de 2016, alcanzando los 2.291 GWh.

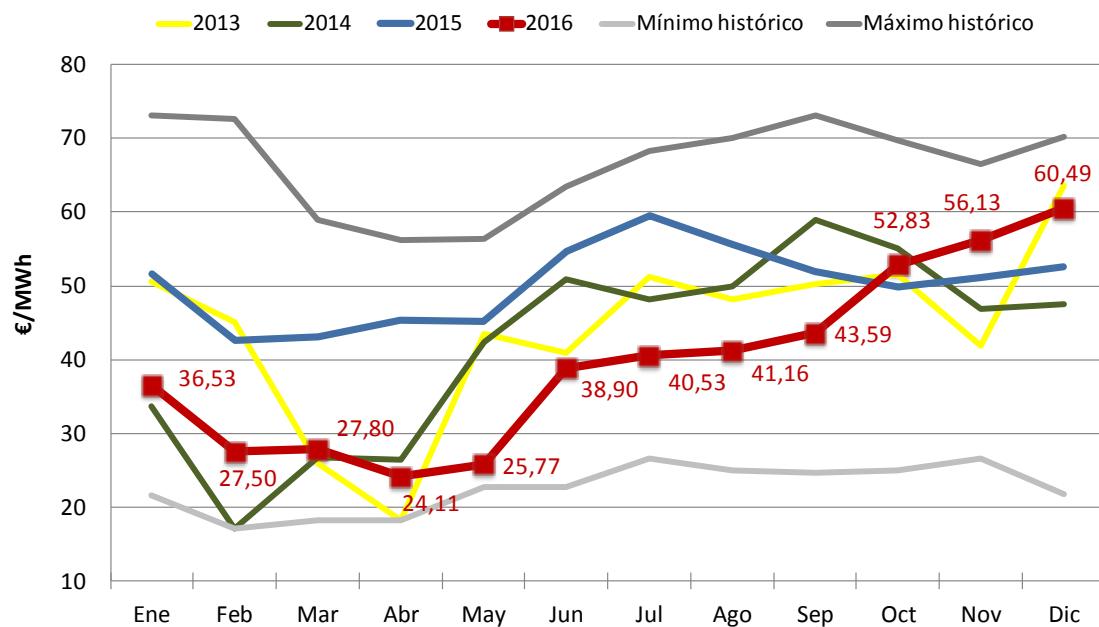
Por último, la producción de energía eléctrica mediante residuos ha sido de 277 GWh, lo que supone un 14,4% más que en diciembre del 2016

3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA

3.1 Precio del mercado diario

El precio medio aritmético del mercado diario aumenta en el mes de diciembre 2016 hasta 60,49 €/MWh convirtiéndose en el precio más alto del 2016.

Gráfico 19. Evolución mensual del precio del mercado diario promedio. 2010 – 2016



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 35,2 €/MWh el día 4 a las 05:00h, y un precio máximo de 75,50 €/MWh a las 19:00h el día 16.

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

Tabla 03. Precio mensual mínimo, promedio y máximo del mercado diario. 2014-2016

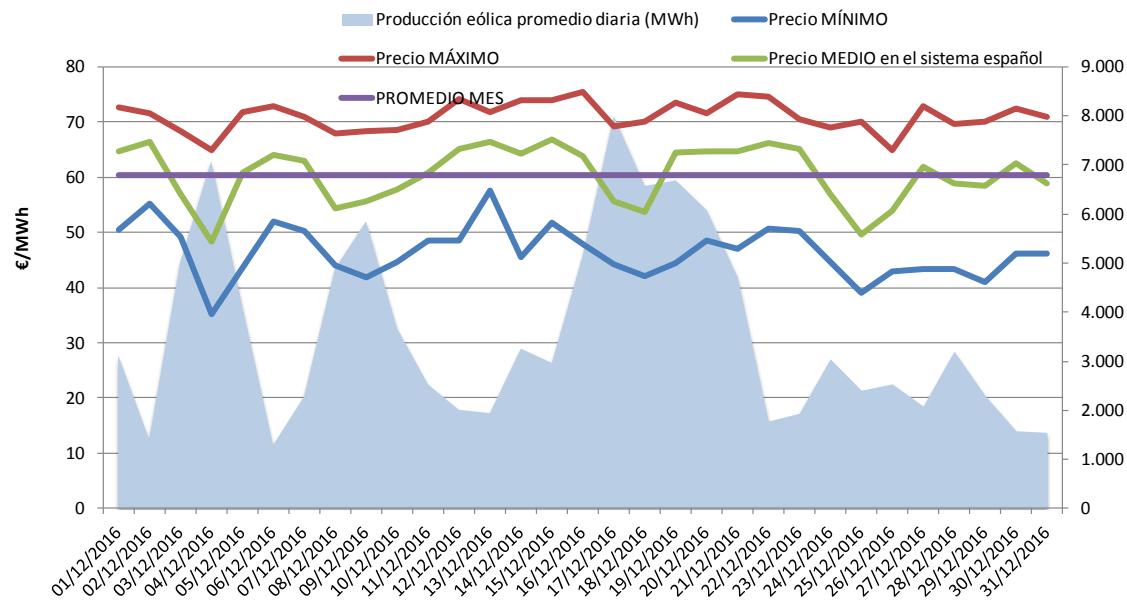
	Precio mínimo (€/MWh)	Precio medio aritmético sistema español (€/MWh)	Precio máximo (€/MWh)	Horas a precio cero	Variación respecto al mes anterior (%)	Variación respecto al mismo mes del año anterior (%)
Ene-15	4,00	51,60	85,05	0	9%	53%
Feb-15	4,00	42,57	82,01	0	-17%	149%
Mar-15	4,13	43,13	77,15	0	1%	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%
Ene-16	2,30	36,53	66,71	0	-31%	-29%
Feb-16	2,30	27,50	57,00	0	-25%	-35%
Mar-16	4,50	27,80	59,81	0	1%	-36%
Abr-16	4,00	24,11	58,00	0	-13%	-47%
May-16	2,30	25,77	43,51	0	7%	-43%
Jun-16	16	38,90	49,98	0	51%	-28,9%
Jul-16	25,29	40,53	50,73	0	4,2%	-31,9%
Ago-16	25,97	41,16	48,95	0	1,6%	-26,0%
Sep-16	27,50	43,59	53,66	0	5,9%	-16,0%
Oct-16	30	52,83	69,88	0	21,2%	5,9%
Nov-16	10,88	56,13	73,87	0	6,3%	9,6%
Dic-16	35,2	60,49	75,5	0	7,8%	15,0%

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 20. Evolución diaria del precio medio, máximo y mínimo del MD y generación eólica. Diciembre 2016

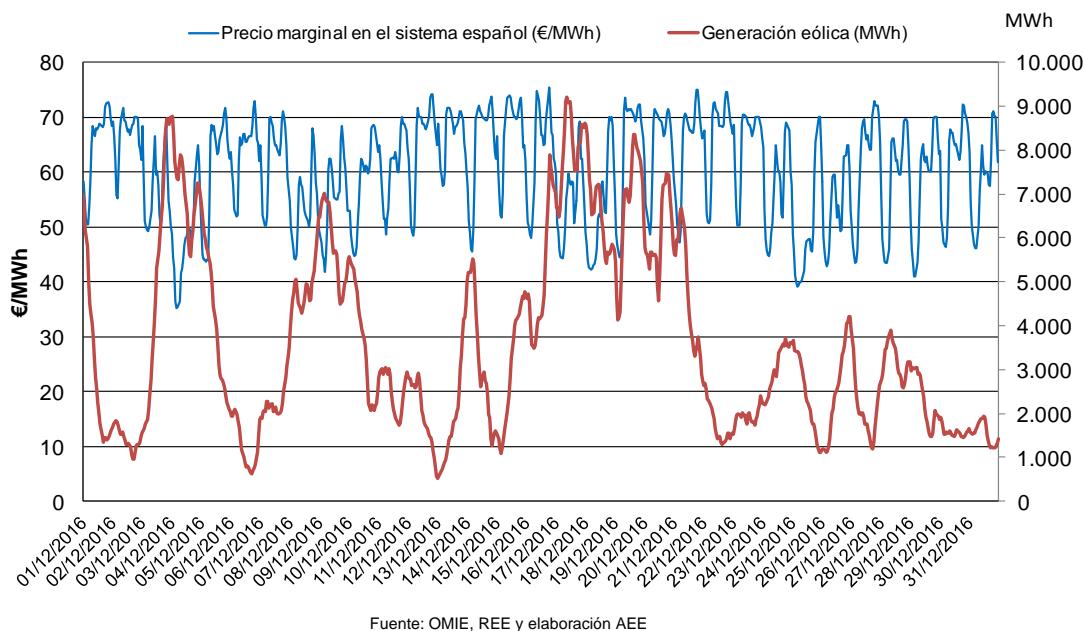


Fuente: OMIE y elaboración AEE

La generación eólica promedio diaria en el mes de diciembre 2016 ha sido de 3.581 MWh

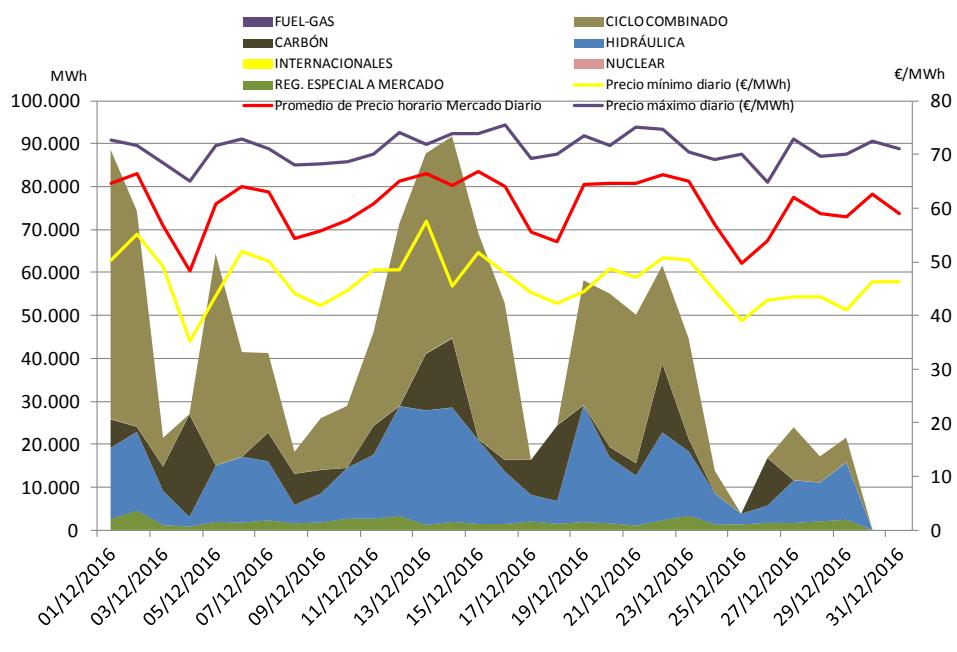
La correlación negativa entre producción eólica y precios se puede observar en la evolución horaria, tal y como se representa en el siguiente gráfico, el impacto depresor en el precio es evidente.

Gráfico 21. Evolución horaria del precio del mercado diario y de la generación eólica. Diciembre 2016



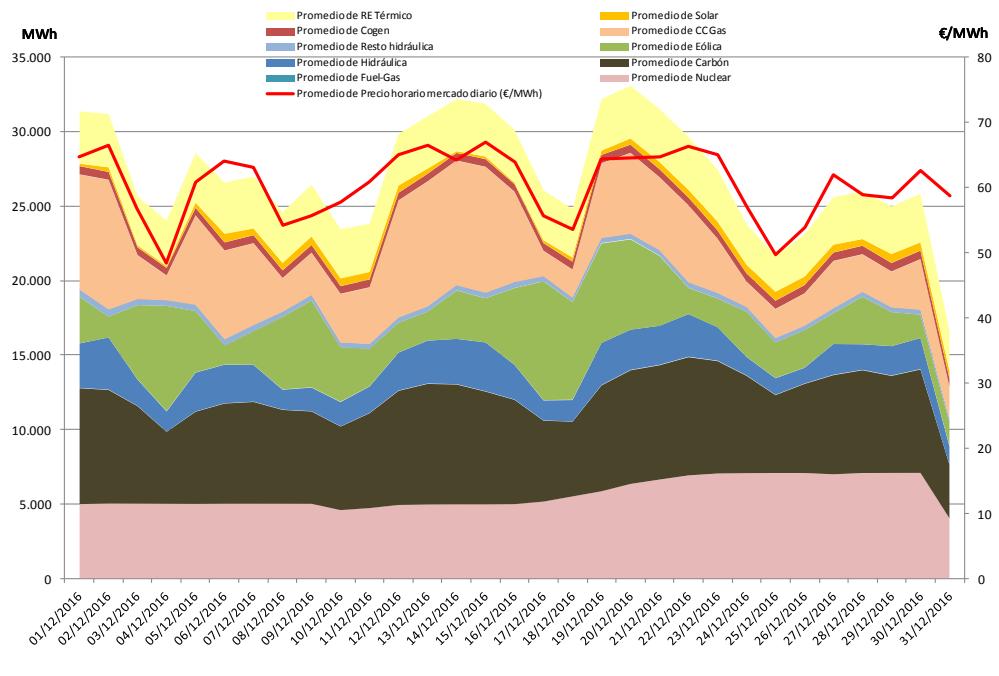
En cuanto a la energía diaria por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal durante el mes de diciembre 2016 se representa en el siguiente gráfico, además del promedio medio, mínimo y máximo diario del mercado diario.

Gráfico 22. Energía por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal y precio medio diario del MD. Diciembre 2016



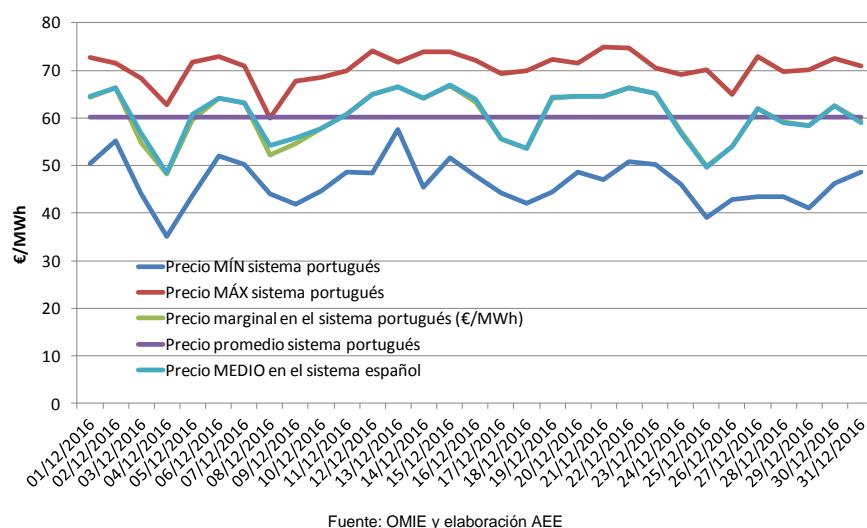
En los siguientes gráficos se representan el promedio diario de la producción por tecnologías y el precio medio aritmético del mercado diario. En ellos se puede observar como en la mayor parte de las horas en las que la producción eólica aumenta, el precio medio diario disminuye.

Gráfico 23. Energía por tecnologías y precio medio diario del MD. Diciembre 2016



El precio medio aritmético en el sistema eléctrico portugués se ha situado en diciembre en 60,27 €/MWh, ligeramente inferior al precio medio aritmético del sistema eléctrico español, 60,49 €/MWh, en el 93,5% de las horas los precios de ambos sistemas han resultado iguales, en 13 horas el precio del sistema eléctrico portugués ha resultado superior, mientras que en 35 horas el precio del sistema eléctrico español ha sido superior al portugués.

Gráfico 24. Evolución diaria del precio del MD, sistema eléctrico portugués y español. Diciembre 2016



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 2016

	Nº horas	%
PEspañol = PPortugués	696	93,5
PEspañol < PPortugués	13	1,8
PEspañol > PPortugués	35	4,7
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 59,95 €/MWh para el carga base y en 67,04 €/MWh para el carga punta.

En cuanto a los productos trimestrales, los futuros en Q1-17, Q2-17 y Q3-17 se incrementan con respecto a los valores del informe anterior.

Tabla 05. Futuros OMIP trimestrales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
Q2-2017	43,85	48,38
Q3-2017	48,85	53,71
Q4-2017	46,68	51,02

En cuanto a los precios de los futuros de OMIP para 2018, 2019 y 2020 estos han disminuido con respecto al último informe publicado:

Tabla 06. Futuros OMIP anuales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
2018	42,95	47,44
2019	42,20	46,59
2020	41,82	46,18

Fuente: OMIP y elaboración AEE

3.3 Retribución eólica

En la liquidación de la energía generada en Noviembre de 2016 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 noviembre 2016

Noviembre 2016	Liquidación (Millones de €)
COGENERACIÓN	67,094
SOLAR FV	198,377
SOLAR TE	94,419
EÓLICA	104,749
HIDRÁULICA	6,478
BIOMASA	24,008
RESIDUOS	8,405
TRAT. RESIDUOS	6,339
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,019
TOTAL	509,889

Teniendo en cuenta la anterior la liquidación provisional a cuenta correspondiente a la energía generada en el ejercicio 2016 (desde el 1 de Enero hasta el 30 de noviembre de 2016), de la retribución específica para las instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnología renovables, cogeneración y residuos, asciende **5.907,227 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 90,17%** al importe total de las liquidaciones acumuladas positivas. Una vez descontadas las cantidades correspondientes al ejercicio 2016 ya abonadas en las liquidaciones anteriores, la cantidad a pagar a cuenta a los productores en la Liquidación 11/2016 asciende a **681,021 Millones €**, antes de IVA o impuesto equivalente.

La retribución de la eólica en el periodo acumulado a noviembre 2016 ascendería a 1.150,215 Millones de euros, si aplicamos el coeficiente de cobertura de esta liquidación (90,17%), ha cobrado 1.037,094 Millones de euros, quedando, por lo tanto, pendiente de percibir 113,121 M€.

El importe total liquidado tiene el siguiente desglose por tecnologías:

Tabla 08. Liquidación retribución regulada. 2016

	Liquidación noviembre 11/2016 (Millones €)	Liquidación acumulada hasta nov 2016 (Millones €)	Cantidad cobrada ene-nov 2016 (Millones €)	Cantidad pendiente de cobrar a nov 2016 (Millones €)
COGENERACIÓN	67,094	818,374	737,889	80,485
SOLAR FV	198,377	2250,997	2.029,616	221,381
SOLAR TE	94,419	1183,099	1.066,744	116,355
EÓLICA	104,749	1.150,215	1.037,094	113,121
HIDRÁULICA	6,478	71,698	64,647	7,051
BIOMASA	24,008	258,341	232,934	25,407
RESIDUOS	8,405	95,932	86,497	9,435
TRAT. RESIDUOS	6,339	78,358	70,652	7,706
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,019	0,213	0,192	0,021
TOTAL	509,889	5.907,227	5.326,263	580,964

Fuente: CNMC

El precio medio aritmético y ponderado por la eólica

En diciembre el precio ponderado de la eólica ha sido un 2,59% inferior que la media aritmética.

Tabla 09. Componentes del precio en mercado de la producción eólica. 2016

	Promedio horario generación eólica (MWh)	Precio medio ARITMÉTICO mensual	Precio medio PONDERADO por la energía eólica	Diferencia en €/MWh	Variación (%)
Enero	7.528	36,53	31,51	-5,01	-13,72%
Febrero	8.596	27,50	23,64	-3,86	-14,05%
Marzo	7.258	27,80	24,39	-3,41	-12,27%
Abril	6.124	24,11	22,14	-1,97	-8,15%
Mayo	5.243	25,77	22,73	-3,04	-11,79%
Junio	4.471	38,90	36,89	-2,01	-5,17%
Julio	4.634	40,53	39,76	-0,77	-1,89%
Agosto	4.818	41,16	40,09	-1,06	-2,59%
Septiembre	3.702	43,59	42,89	-0,70	-1,61%
Octubre	3.163	52,83	50,88	-1,95	-3,69%
Noviembre	5.393	56,13	53,20	-2,93	-5,22%
Diciembre	3.615	60,49	58,92	-1,56	-2,59%
Promedio 2016	5.384	39,67	34,67	-5,00	-12,61%

Fuente: Elaboración AEE

En el 2016, el precio que ha visto en el mercado diario ha sido de 34,67€/MWh, lo que supone un 12,61% inferior al precio del mercado diario. Por lo tanto el factor de apuntamiento de la eólica en el 2016, es de 0,8739.

El ingreso total a mercado de la eólica según los datos publicados por REE, en el mes de diciembre se ha situado en 58,00 €/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 10. Componentes del precio en mercado de la producción eólica. 2016

	Producción medida liquidada (MWh)	Precio medio a m. diario (€/MWh)	Ganancia/ Pérdida Intradiario (€/MWh)	Pérdida por coste desvíos (€/MWh)	Ganancia Restricciones técnicas	Pérdida por coste reserva a subir (€/MWh)	Ingreso total mercado (€/MWh)
Ene-16	5.600.505,686	31,51	-0,09	-0,79	0,02	-0,01	30,65
Feb-16	5.982.856,022	23,64	0,00	-0,90	0,03	-0,01	22,76
Mar-16	5.403.133,287	24,38	-0,04	-0,65	0,03	-0,01	23,71
Abr-16	4.409.527,358	22,14	-0,09	-0,98	0,01	-0,02	21,06
May-16	3.900.485,727	22,73	-0,09	-0,88	0,04	-0,02	21,78
Jun-16	3.223.017,567	36,89	-0,16	-0,64	0,04	0,00	36,13
Jul-16	3.447.674,744	39,76	-0,06	-0,45	0,13	0,00	39,39
Ago-16	3.594.921,699	40,09	-0,05	-0,54	0,03	0,00	39,53
Sep-16	2.660.440,485	42,89	-0,09	-0,30	0,00	0,00	44,12
Oct-16	2.356.773,173	50,88	-0,12	-0,72	0,01	-0,02	50,03
Nov-16	3.883.180,026	53,20	-0,18	-0,64	0,02	-0,01	52,39
Dic-16	2.664.571,081	58,92	0,12	0,82	0,02	0,00	58,00

Fuente: esios.ree.es y elaboración AEE

4. SISTEMAS ELÉCTRICOS EXTRAPENINSULARES: ISLAS CANARIAS

La eólica en las islas Canarias ha generado, desde enero a diciembre de 2016, 396.279 MWh, lo que supone prácticamente la misma energía generada que en el 2015. La energía eólica sigue siendo la principal tecnología renovable de las islas con un 4,5% del total de la energía generada.

En diciembre de 2016, la demanda de energía eléctrica en las islas Canarias fue un 1,8% mayor que en el mismo mes de 2015. En todo el año 2016, la demanda aumentó en un 1,3%, respecto al año 2015.

En la siguiente tabla, podemos ver la estructura de generación en las Islas Canarias:

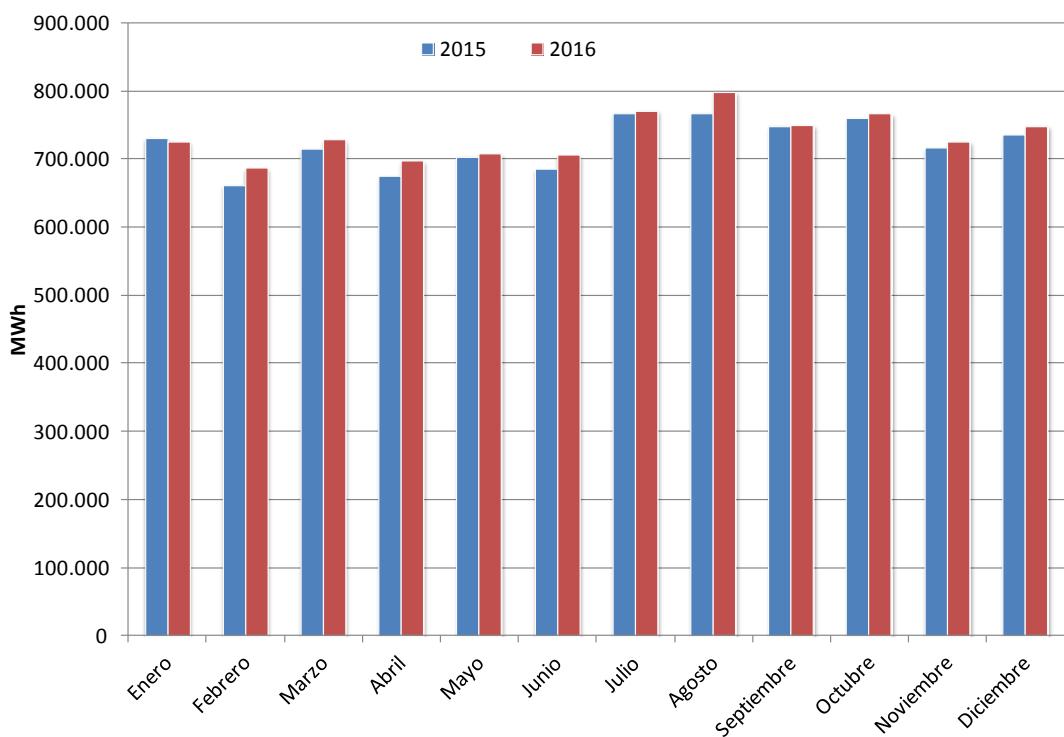
Tabla 11. Estructura de generación en las Islas Canarias. 2016

	Dic-16	Dic-15	Δ (%)	Ene-Dic 2016	Ene-Dic 2015	Δ (%) 2016/2015
Hidráulica (MWh)	296	309	-4,1	3.498	3.585	-2,4
Fuel + Gas (MWh)	462.488	436.110	6,0	5.042.538	4.763.910	5,8
CCGT (MWh)	251.752	270.992	-7,1	3.034.026	3.213.042	-5,6
Eólica (MWh)	17.392	8.611	102,0	396.279	396.661	-0,1
% sobre la generación total	2,3%	0,1%	-	4,51%	4,57%	-
Solar PV (MWh)	15.254	18.094	-15,7	276.939	275.554	0,5
Hidroeólica (MWh)	1.007	671	50,1	18.074	8.557	111,2
Otras renovables (MWh)	750	788	-4,8	9.296	8.053	15,4
Cogeneración (MWh)	0	0	-	0	0	-
DEMANDA DE TRANSPORTE (b.c.) (MWh)	748.939	735.575	1,8	8.780.651	8.669.362	1,3

Fuente: Datos REE y elaboración AEE.

En el siguiente gráfico se puede ver la evolución de la demanda de transporte de energía en barras de central de 2015-2016:

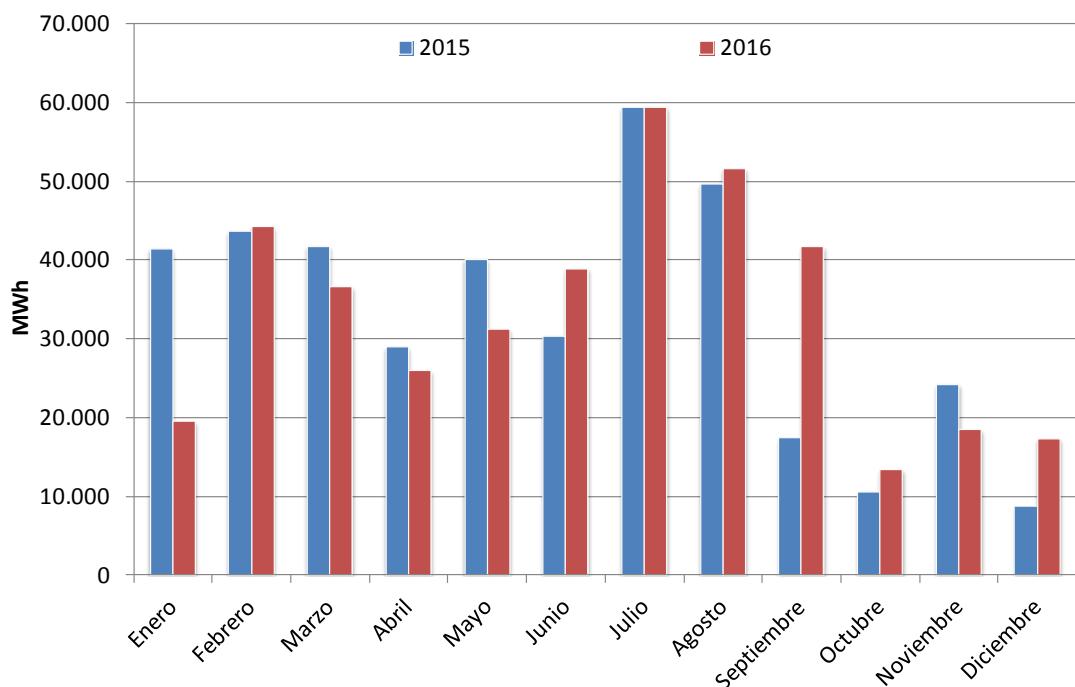
Gráfico 25. Demanda mensual de transporte de energía eléctrica en b.c. 2015-2016



Fuente: REE y elaboración AEE.

En el mes de diciembre, la eólica aportó un 2,3% de la generación total, superior a la aportación de diciembre de 2015 (1,2%), tal y como se puede ver en la siguiente gráfica:

Gráfico 26. Generación eólica en 2015-2016



Fuente: REE y elaboración AEE.

En cuanto a la contribución de las renovables en el sistema eléctrico canario, en diciembre del 2016, las renovables han aportado un 4,5% del total de la generación, estando por encima de la aportación de diciembre del año anterior (3,9%):

Gráfico 27. Estructura de generación Diciembre 2016

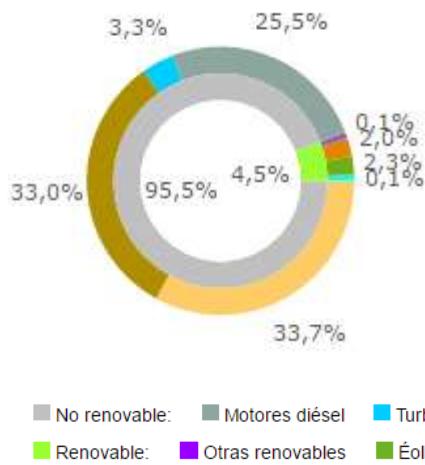
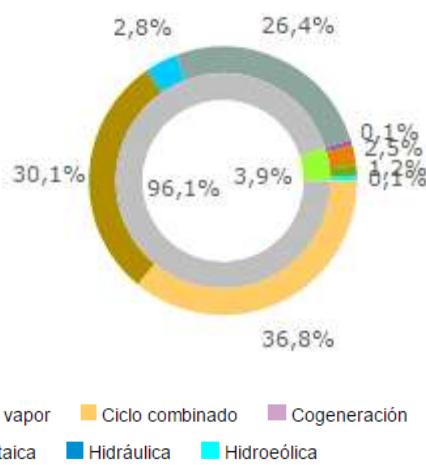


Gráfico 28. Estructura de generación Diciembre 2015



En el 2016, la eólica ha contribuido con un 4,5% de la energía total producida, situándose ligeramente por debajo al mismo periodo del 2015 con 4,6%.

La generación aportada por las tecnologías renovables en las islas Canarias en 2016 se situó en un 8,0%, siendo la misma que la aportada en el 2015.

Gráfico 29. Estructura de generación Enero-Diciembre 2016

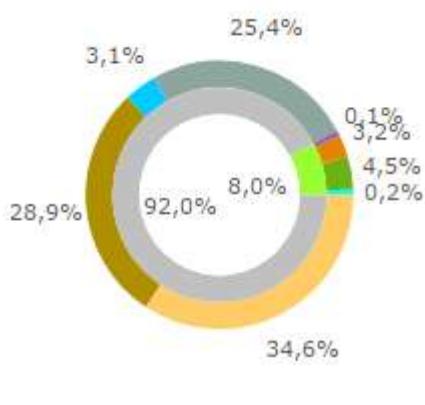
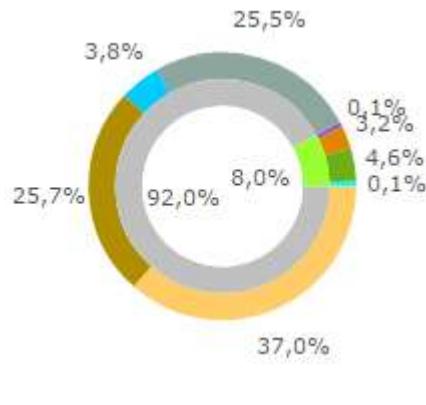


Gráfico 30. Estructura de generación Enero-Diciembre 2015

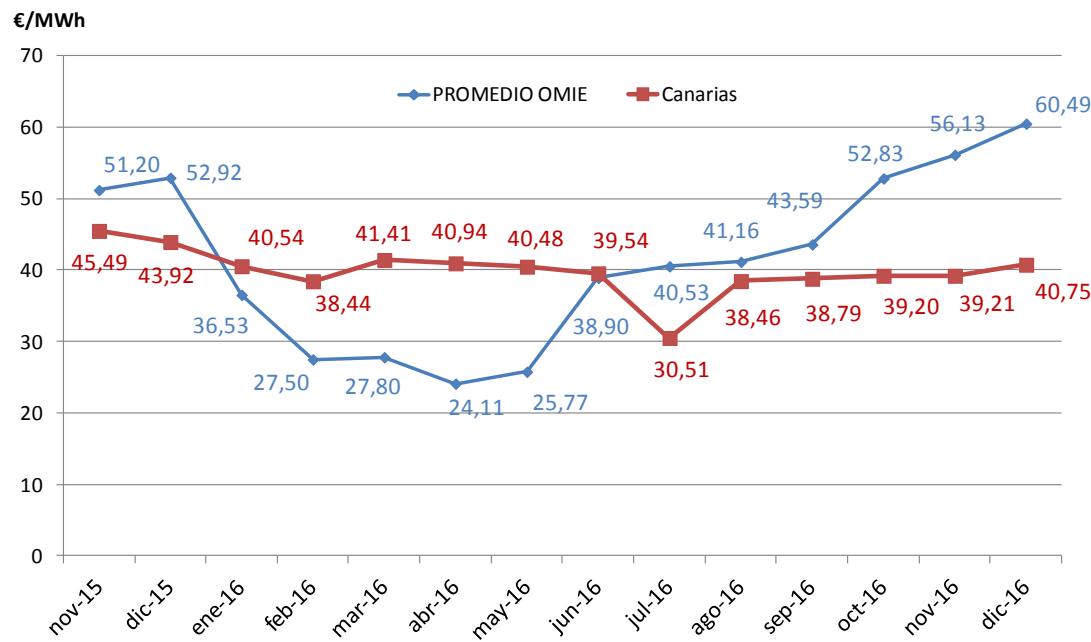


La eólica ha generado, en diciembre de 2016, 17.392MWh, un 102,0% más que en diciembre de 2015.

El PHventa fijado por el RD 738/2015 para instalaciones futuras renovables o convencionales sin retribución adicional en las Islas Canarias ha alcanzado en el mes de diciembre el valor de 40,75 €/MWh frente al alcanzado en el precio horario de mercado diario peninsular de 60,49€/MWh.

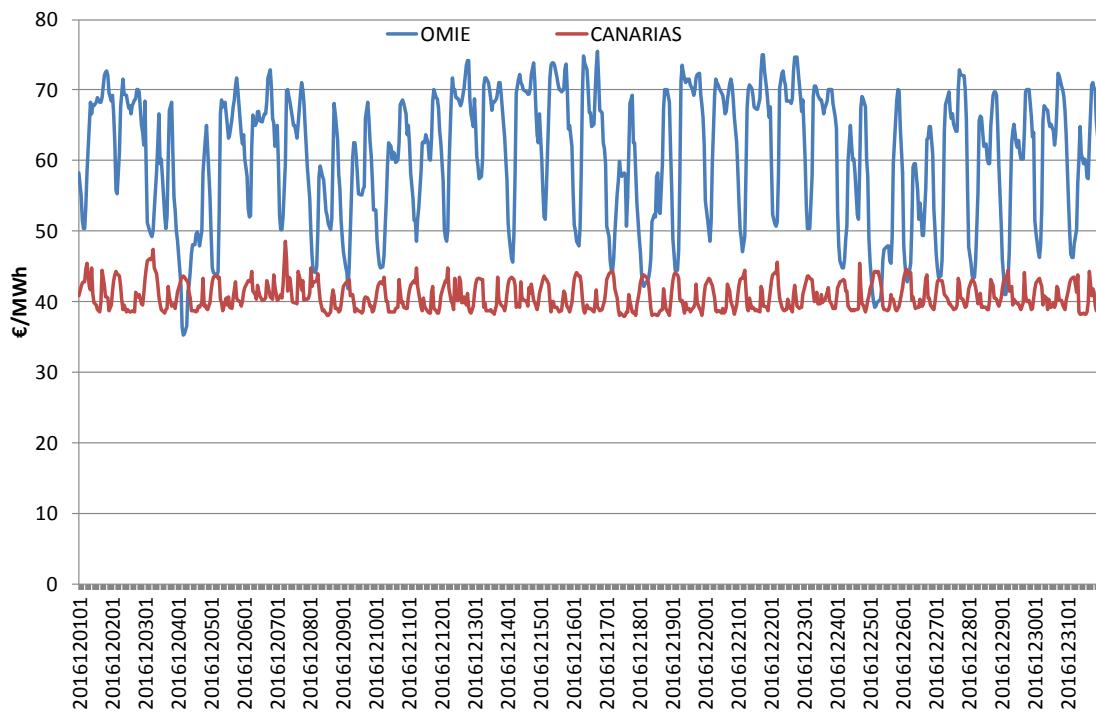
En la siguiente gráfica, se puede ver la comparación de precios finales de venta:

Gráfico 31. Precio medio mensual OMIE frente Precio venta medio mensual Canarias.



A continuación se puede observar la gran volatilidad horaria de los precios horarios peninsulares en diciembre, y como en las islas esta volatilidad se queda laminada en las islas:

Gráfico 32. Volatilidad de los precios horarios en el mes de diciembre 2016.



5. ANÁLISIS DEL RESULTADO PREDICTIVO DEL TRIMESTRE ANTERIOR

Los precios del mercado diario se desviaron totalmente de sus proyecciones durante el cuarto trimestre de 2016. La previsión en el escenario base era 43,5 €/MWh, mientras el registro del pool alcanzó los 56,5 €/MWh. Semejante discrepancia se explica por la aparición de un elemento inesperado en el momento que se hizo previsión, el parón de un gran número de centrales nucleares en Francia, provocando un doble efecto en el mercado ibérico: a) el fuerte incremento de precios de gas y carbón y b) un cambio en el sentido del intercambio eléctrico por la interconexión España-Francia, desplazando oferta desde nuestro país al vecino. Ambos factores han distorsionado drásticamente la evolución del precio del pool en los últimos meses, y continúan haciéndolo en 2017.

Además, también la climatología resultó especialmente anómala durante el trimestre, favoreciendo el aumento de precios. Así, la generación eólica e hidráulica se mantuvo en niveles atípicamente bajos para la estacionalidad. Esperábamos que, entre ambas tecnologías, aportaran un 34% de la generación neta total, pero su contribución se ha limitado al 24%. Las grandes beneficiadas fueron las centrales de carbón y gas, cuya producción representó el 37% de la generación total, 8 puntos más de lo previsto. En cambio, la demanda se comportó como estimábamos; creciendo 2,2% frente al mismo periodo de 2015 (nuestra proyección fue 2,1%; la de REE, 3,8%)

Lógicamente, como sucedió con los precios, el coeficiente de apuntamiento eólico del trimestre fue mucho mayor que el previsto: 96,1% vs 90,2%. Los elevadísimos precios y la extraordinariamente baja producción eólica causaron esta desviación. Aun y todo, el coeficiente medio anual fue muy bajo, 87,5%, debido a que el 36% de la producción tuvo lugar en el primer trimestre, de precios muy bajos, y solo el 19% en el último.

Tabla 12. Comparación previsión vs dato real. 2016. Q4

	€/MWh	Signo ^[1]
Precio real	56,5	
Previsión E. Base	43,5	
Previsión E. Bajo	35,9	
Previsión E. Alto	49,4	
Cotización OMIP ^[2]	46,0	
Error Previsión	+13,0	
Error Anterior ^[3]	-0,7	

[Fecha de previsión: 5 de octubre de 2016]

[1] Las flechas de color verde (rojo) indican que el dato real fue mayor (menor) que la previsión.

[2] Cotización a 30/09/2016 del contrato para 2016.Q4.

[3] Error de previsión cometido en el trimestre anterior.

6. PREVISIONES A HORIZONTE DE AÑO MÓVIL

6.1. Demanda y oferta

El año 2016 cerró en un crecimiento de **demandा eléctrica** de 0,7% respecto al curso anterior. El resultado estuvo en línea con la proyección ofrecida desde abril (0,6%). En octubre ya estimábamos un avance anual de 0,7% (entonces el acumulado del año era 0,3%), mientras REE sugería un crecimiento de 1,1%. Para 2017, los modelos apuntan hacia un nivel de consumo eléctrico anual de 252,7 TWh ([Tabla 13](#)), lo que implicaría una mejoría de 1,1% frente al ejercicio pasado (250 TWh). Este resultado se obtuvo en base a una hipótesis de crecimiento económico de 2,1%, causante de un avance en la demanda de electricidad de 0,7%, mientras el otro 0,4% debería asociarse al efecto de la temperatura, que, teóricamente, se concentrará en los meses de enero, febrero y diciembre, que resultaron más templados de lo normal en 2016. Bajo otros escenarios económicos y climatológicos, los modelos sugieren crecimientos de demanda siempre en la horquilla [-0,2% - 3,2%] ([Tabla 13](#)). La previsión actual de REE para el conjunto de 2017 es 0,8%. Las mejoras en intensidad energética consolidadas en los últimos años limitan el crecimiento de la demanda de electricidad.

En 2016, el **balance de generación** se desvió escasamente del previsto. La nuclear fue la tecnología con mayor aportación al mix eléctrico (22% sobre generación neta), seguida de eólica (19%), hidráulica (16%), carbón (14%) y ciclos (10%). En el informe de abril ofrecíamos un reparto similar a éste, salvo que estimábamos un punto más en eólica y carbón, y uno menos en hidráulica y tecnologías del antiguo régimen especial excluida eólica. En 2017 no cabe esperar cambios drásticos respecto a esta estructura dado el frenazo en la instalación de nueva potencia de generación en los últimos años. Las variaciones más relevantes del mix proceden del comportamiento de la producción hidráulica, la más voluble de las tecnologías en el periodo de un año natural. Como en 2016 la generación hidráulica resultó más elevada de lo habitual, cabe esperar cierta reducción en 2017, que beneficiaría a las tecnologías del hueco térmico. En términos de cobertura de generación neta ([Gráfico 35](#)), la hidráulica podría ceder tres puntos en comparación con su registro de 2016 (pasando del 16% al 13%, bajo el supuesto de que 2017 resulta un año hidráulico medio), absorbidos por la producción con ciclos (2 puntos, de 10% a 12%) y con eólica (de 19% a 20%). Las tecnologías convencionales crecerían un 3% en 2017, y las renovables + cogeneración + residuos, 0,5% ([Tabla 13](#)).

Todos los datos indican que los **costes marginales de producción** de las tecnologías térmicas (los relevantes en la formación del precio) presentarán niveles promedio muy superiores en 2017 a los registrados en 2016. En términos de los índices proxy de los costes de generación de carbón y gas (véase final del Anexo), estas diferencias serían de 26% y 11% anual (en la [Tabla 15](#) figuran las hipótesis de precios internacionales de los combustibles), retornando aproximadamente a los registros de 2015. La mejoría en la economía mundial, ciertas restricciones por el lado de la oferta y la recuperación del precio del petróleo colaboran a este nuevo escenario, más moderado que el sucedido en 2016. Además, el mercado español se ha visto afectado en los últimos meses por otras perturbaciones con efecto (transitorio) alcista, como el parón nuclear en Francia y problemas técnicos en plantas de licuación de gas en Argelia.

Tabla 13. Balance de Energía. Previsión Trimestre en curso + Año en curso

	2017-Q1			AÑO 2017		
	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta	Previsión	Variación Anual	% sobre Gen. Neta
GENERACIÓN^[1]						
Nuclear	14,478	5.1	22.3	55,488	-0.4	22.1
Hidráulica ^[2]	9,968	-23.9	15.3	32,093	-17.9	12.8
Hueco Térmico	15,118	42.4	23.2	69,050	13.1	27.4
Carbón	9,071	49.7	13.9	38,733	10.1	15.4
Ciclos	6,047	32.6	9.3	30,317	17.2	12.0
Eólica	15,635	-8.5	24.0	49,528	4.7	19.7
Resto ^[3]	9,852	1.0	15.1	45,442	1.0	18.1
Ren, Cogen. y Residuos ^[4]	25,487	-5.0	39.2	94,970	2.9	37.7
Resto Tecnologías ^[5]	39,563	5.5	60.8	156,631	0.5	62.3
DEMANDA^[6]						
Consultoría	65,349	2.4	100.5	252,754	1.1	100.5
REE ^[7]	66,089	3.6	101.6	252,024	0.8	100.2
				ANEXO. ESCENARIOS EXTREMOS^[8] Variación Anual		
				Escenario Bajo	Escenario Alto	
GENERACIÓN				(%)	(%)	
Nuclear				-6.1	9.0	
Hidráulica				-44.5	8.6	
Hueco Térmico				-45.3	73.3	
Carbón				-47.0	68.9	
Ciclos				-42.9	79.2	
Eólica				-11.0	20.5	
Resto				-5.0	6.0	
DEMANDA				-0.1	3.2	

[Fecha de previsión: 9 de enero de 2017]

[1] Todas las magnitudes se expresan en términos de generación neta.

[2] Total de producción hidráulica, incluida fluyente.

[3] Producción agregada de las siguientes tecnologías: Solar FV + Solar TS + Otras Renovables (biomasa, geotérmica, eólica marina) + Residuos + Cogeneración.

[4] Producción agregada de las tecnologías correspondientes al antiguo Régimen Especial, excluida Hidráulica Fluyente: Eólica + Solar FV + Solar TS + Otras Renovables + Residuos + Cogeneración.

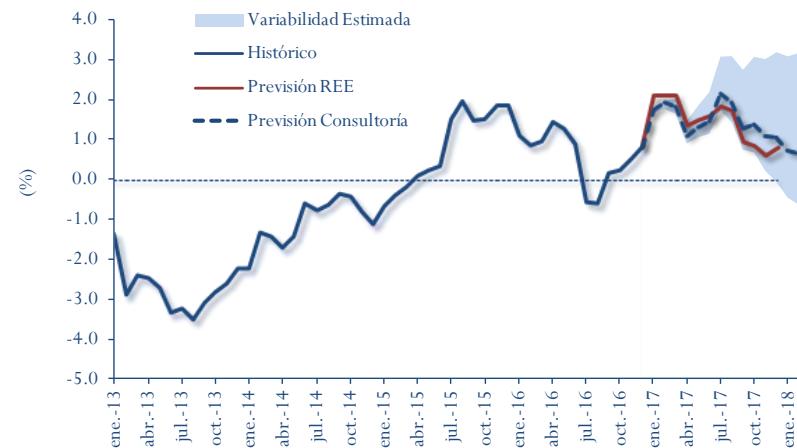
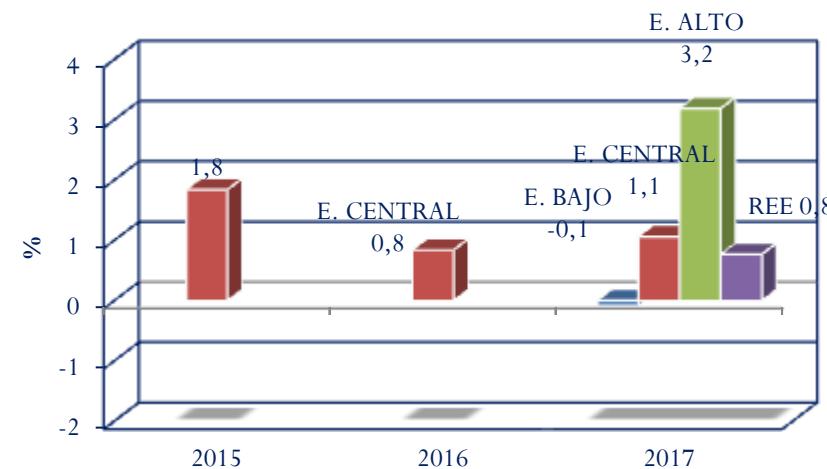
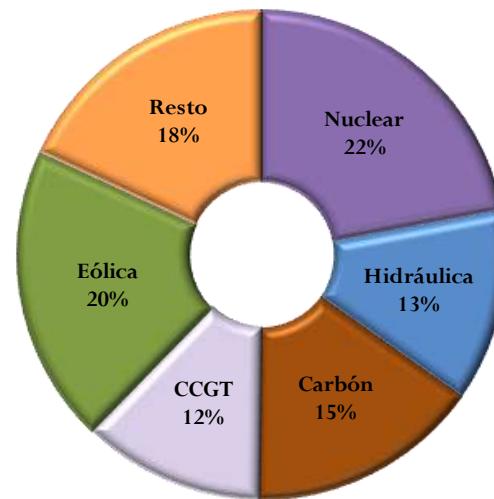
[5] Producción agregada de las tecnologías correspondientes al antiguo Régimen Ordinario (añadiendo hidráulica fluyente): Nuclear + Hidráulica + Ciclos combinados + Carbón.

[6] Demanda transporte (b.c.) Sistema Peninsular.

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

[8] Previsión de Consultoría, bajo escenarios extremos factibles. Consultar Anexo.

Nota: los escenarios de demanda se construyen bajo hipótesis macroeconómicas alternativas, no se incorporan hipótesis climatológicas.

Gráfico 33. Tasa interanual Suma Móvil de la Demanda

Gráfico 34. Previsión de la tasa variación de la demanda. 2017

Gráfico 35. Previsión del Balance de Generación. 2017

Gráfico 36. Previsión del Nivel de Generación Eólica. 2017


El Gráfico **Gráfico 33** aproxima el crecimiento de la tendencia de la demanda, excluidos efectos estacionales y transitorios. El Gráfico 34 muestra nuestras proyecciones del avance anual de la demanda bruta y las de REE. En el Gráfico **Gráfico 35**, los porcentajes se refieren a generación neta. El Gráfico **Gráfico 36** incluye las previsiones eólicas en los

escenarios base y extremos.

6.2. Precios del mercado diario

Los principales resultados del ejercicio predictivo para 2017 se presentan en la [Tabla 14](#). Se hacen constar el escenario más probable o base y los escenarios más extremos de los analizados, cuyo diseño se define en la [Tabla 16](#) del Anexo. También se adjuntan las cotizaciones del mercado organizado a plazo a fin del trimestre anterior para los mismos períodos considerados en la previsión. Por último, se muestran estimaciones del ingreso eólico medio del sistema (ponderando precios horarios por generación eólica) solamente en el escenario base, y del coeficiente de apuntamiento eólico (ratio entre ingreso eólico medio y precio en promedio aritmético). Por otro lado, el [Gráfico 37](#) refleja la evolución mensual prevista para precios e ingreso eólico, los [Gráfico 39 y 40](#) ofrecen las previsiones anuales del precio del pool y del ingreso eólico para 2017 en los tres escenarios analizados. En esta ocasión, el [Gráfico 38](#) representa la distribución de probabilidad del precio medio del pool 2017 (posibles valores y sus probabilidades).

El [precio medio de 2016](#) cerró en 40,3 €/MWh, casi un 20% inferior al promedio del año anterior. El registro prácticamente coincide con el que estimábamos en el informe de abril, si bien desde entonces nuestra perspectiva había empeorado. De hecho, en el informe de octubre, antes de conocerse el parón nuclear en Francia, situábamos la previsión para el precio medio anual del pool en 37,1 €/MWh, unos 3 €/MWh menos que el resultado final del mercado. El drástico proceso inflacionista de los últimos tres meses derivado del aumento de precios de gas y carbón, el desplazamiento de oferta hacia el mercado francés (dejando de contar con electricidad más barata importada de éste) y la atípica climatología (con poco recurso eólico e hidráulico para lo habitual de la época del año), sesgó al alza la media anual de precios del pool. Durante el resto del año, los precios fueron muy bajos, precisamente con la caracterización contraria a la experimentada en el último trimestre: alta producción eólica e hidráulica, demanda moderada y precios de combustibles en registros mínimos.

Los principales factores determinantes del mercado sugieren una perspectiva alcista en [el precio eléctrico en 2017](#): ligero aumento de consumo, mayor presencia en el mix de tecnologías térmicas fósiles (soportando parte de la aportación a la generación que el año pasado asumió la tecnología hidráulica) y, lo más relevante, precios de gas y carbón significativamente más elevados. Suponiendo que las variables de oferta y demanda evolucionan en las trayectorias más verosímiles a día de hoy (descritas en la sección anterior), la proyección de los modelos sugiere un precio medio del mercado diario de 45,8 €/MWh. Esto supone una revisión alcista de 3 €/MWh respecto a la cifra que se presentó hace un trimestre. El motivo principal es la incorporación en el análisis del parón en la mayor parte del parque nuclear francés, cuyo efecto en el mercado eléctrico español ya se ha descrito anteriormente. Este efecto distorsionará al alza el precio en enero (especialmente) y febrero (en menor medida). Sin embargo, a partir de marzo, la presión alcista en el mercado debería ir cediendo y los precios, convergiendo a los niveles que proyectábamos en el informe anterior.

Por supuesto, la evolución de los muchos factores incidiendo en el precio podría diferir de la proyectada como más probable, en cuyo caso el precio evolucionaría de manera muy distinta a la del escenario base actual. Hemos aplicado los modelos bajo todos los

escenarios alternativos factibles a nuestro juicio y sus resultados se han resumido en el [Gráfico 38](#), que representa la distribución de probabilidad estimada para el promedio del pool en 2017 en su conjunto. Según ésta, son posibles precios medios desde 36 a 57 €/MWh, pero el 65% de la probabilidad se concentra en el rango 44–49 €/MWh.

A día de hoy, las **cotizaciones a plazo** sugieren un entorno mucho más alcista que el pronosticado por los modelos. El promedio del año que puede calcularse en base a los precios de los contratos de futuros en OMIP vigentes a cierre de este informe se sitúa en 50,1 €/MWh, 4,3 €/MWh por encima de la previsión en el escenario base. La mayor parte de esta desviación se concentra en el primer y segundo trimestre, unos 7 €/MWh en ambos casos. Bajo nuestra opinión, los mercados a plazo han sobrereactivado a las atípicas circunstancias experimentadas actualmente en el mercado spot (eolicidad muy baja, interconexión con Francia funcionando en sentido exportación y precios de gas y carbón anómalamente elevados). No vemos razones sólidas para que el precio registre en febrero y marzo valores como los cotizados ahora en los contratos a plazo.

Respecto al **coeficiente de apuntamiento eólico**, terminó el año 2016 con un valor extremadamente bajo, 87,5%, esencialmente debido al resultado del primer trimestre (en el resto de períodos, el coeficiente estuvo alineado a su pauta estacional o incluso por encima de ésta), 4,5 puntos menos que el año anterior. Para 2017, y suponiendo un nivel típico para el factor de utilización eólico, la previsión del ingreso unitario eólico es 41,3 €/MWh, con lo que el factor de apuntamiento eólico se situaría en 90,1%.

Tabla 14. Previsión del precio y del ingreso eólico + comparación con OMIP

	PREVISIÓN PRECIOS			OMIP ^[1]	Ingr. Unit. Eólico ^[2]	Coef. Apun. Eólico ^[3]
	E. BAJO	E. BASE	E. ALTO			
Mensuales						
ene-17	61.0	67.2	72.6	70.0	59.1	87.9%
feb-17	42.2	51.0	59.0	61.0	43.8	85.9%
mar-17	30.0	40.7	55.9	49.9	35.2	86.4%
Trimestrales						
2017.Q1	44.4	53.0	62.5	60.3	46.4	87.6%
2017.Q2	26.8	37.8	54.1	44.5	33.3	88.1%
2017.Q3	38.5	48.1	57.5	48.9	44.8	93.2%
2017.Q4	33.7	44.4	54.5	46.8	39.5	89.0%
2018.Q1	24.5	38.9	52.7	45.8	34.1	87.6%
Anuales						
2016	40.3	40.3	40.3	40.3	35.3	87.5%
2017	35.9	45.8	57.2	50.1	41.3	90.1%

[Fecha de previsión: 9 de enero de 2017]

[1] Cotizaciones OMIP a 13-enero-2017.

[2] Precio medio ponderado por producción eólica (ie, ingreso medio por MWh para la tecnología eólica).

[3] Ingreso Unitario Eólico / Precio Medio Aritmético.

Gráfico 37. Previsión mensual precio e ingreso eólico. Año móvil

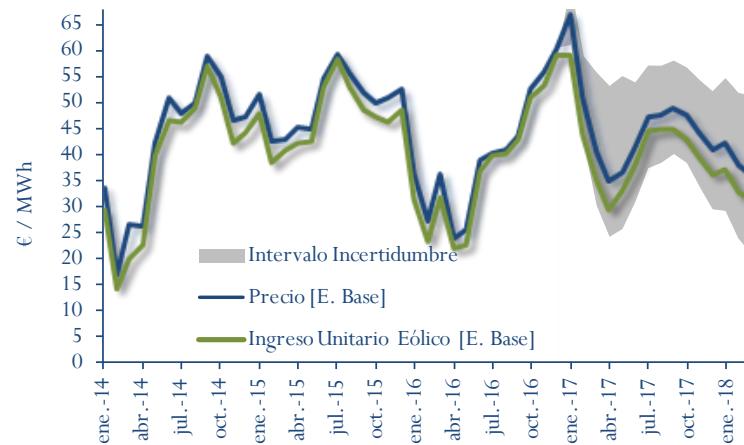


Gráfico 38. Distribución probabilidad precio medio anual 2017

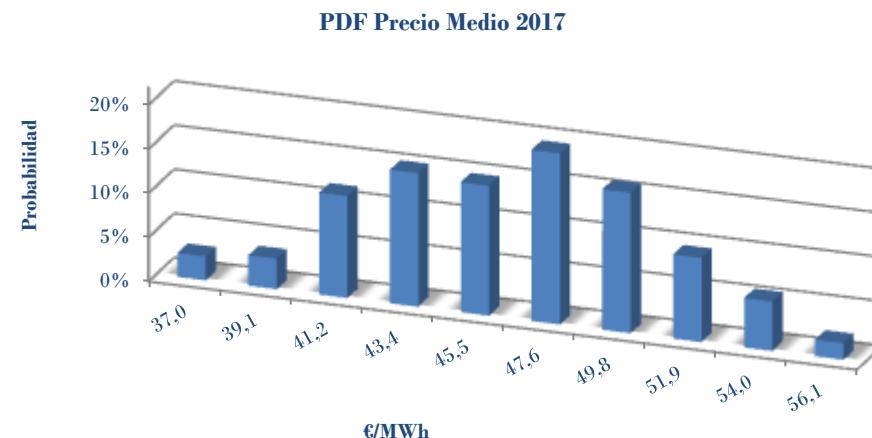


Gráfico 39. Previsión del Precio medio anual. 2017

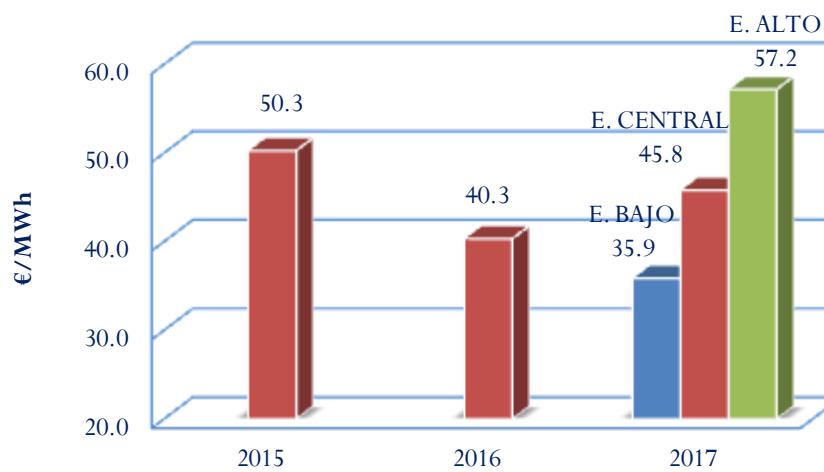
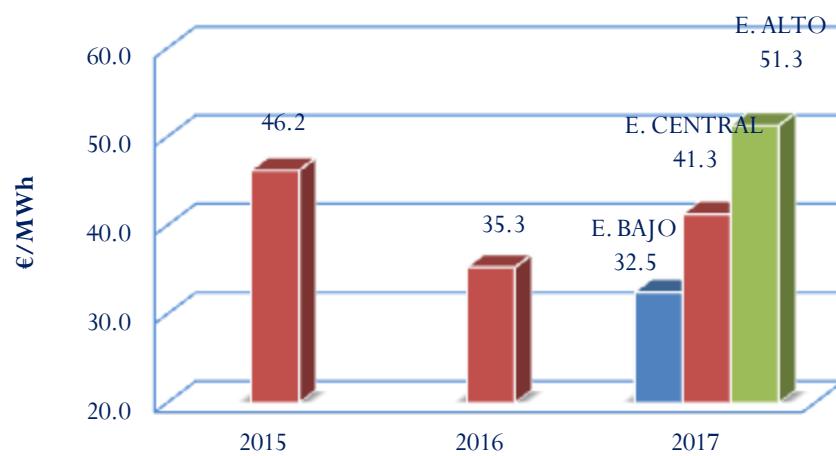


Gráfico 40. Previsión del Ingreso Unitario Eólico anual. 2017



El Gráfico 37 muestra la evolución prevista del precio de mercado y el ingreso unitario eólico, en términos mensuales. El Gráfico 38 muestra la distribución de probabilidad del precio medio anual, según nuestras estimaciones. Los Gráficos 39 y 40 ofrecen las previsiones del precio medio e ingreso eólico anuales para 2017, en el escenario base y en escenarios extremos.

ANEXO 1. Metodología

El proceso de predicción empleado se sintetiza en la [Figura 1](#), a final de la sección. Se utilizan como inputs la demanda eléctrica, el balance de generación desglosado por tecnología (siguiendo la clasificación explícita en la [Tabla 13](#)) así como índices-proxy de los costes de generación de los ciclos combinados y del carbón internacional, basados en los precios de gas y carbón y derechos de emisión de CO₂, sus tasas de eficiencia y emisión. Como se indica en la [Figura 1](#), tanto el consumo como el mix de producción se prevén en base a sus propios modelos. Adicionalmente, se requiere la aplicación de hipótesis o estimaciones externas, que se resumen en la [Tabla 15](#).

Los modelos predictivos utilizados pertenecen a la familia de modelos econométricos de series temporales, idóneos por su capacidad para capturar los efectos estacionales y dinámicos de los precios del mercado eléctrico y del resto de variables estimadas en el proceso. Se emplean distintos modelos (esencialmente, funciones de transferencia y modelos de cointegración) y la previsión final del precio se obtiene como combinación lineal óptima de ellos. En la actualidad, se está explorando la posibilidad de incorporar adicionalmente previsiones de modelos no paramétricos, procedentes de técnicas de inteligencia artificial (machine-learning) y minería de datos, si se confirma que pueden aportar mejoras en la calidad de la previsión ofrecida.

Las predicciones de precios para escenarios alternativos surgen de la aplicación de los modelos bajo sendas alternativas de sus inputs, según el esquema que se indica en la [Tabla 16](#).

Tabla 15. Hipótesis económicas utilizadas en la previsión

	2016	Previsión – 2017		
	Dato	E. Base	E. Bajo	E. Alto
PIB [1]	3,2%	2,1%	0,0%	3,8%
VAB Industria [1]	3,4%	2,3%	0,2%	3,6%
Gas Natural (NBP) [€/MWh] [2]	14,5	19,5	16,9	20,9
Carbón (API2) [€/MWh] [2]	7,5	8,7	7,0	11,1
CO₂ (EUA) [€/t] [2]	5,3	6,3	5,4	7,8

[1] Tasa de Variación Anual; [2] Promedio Anual;

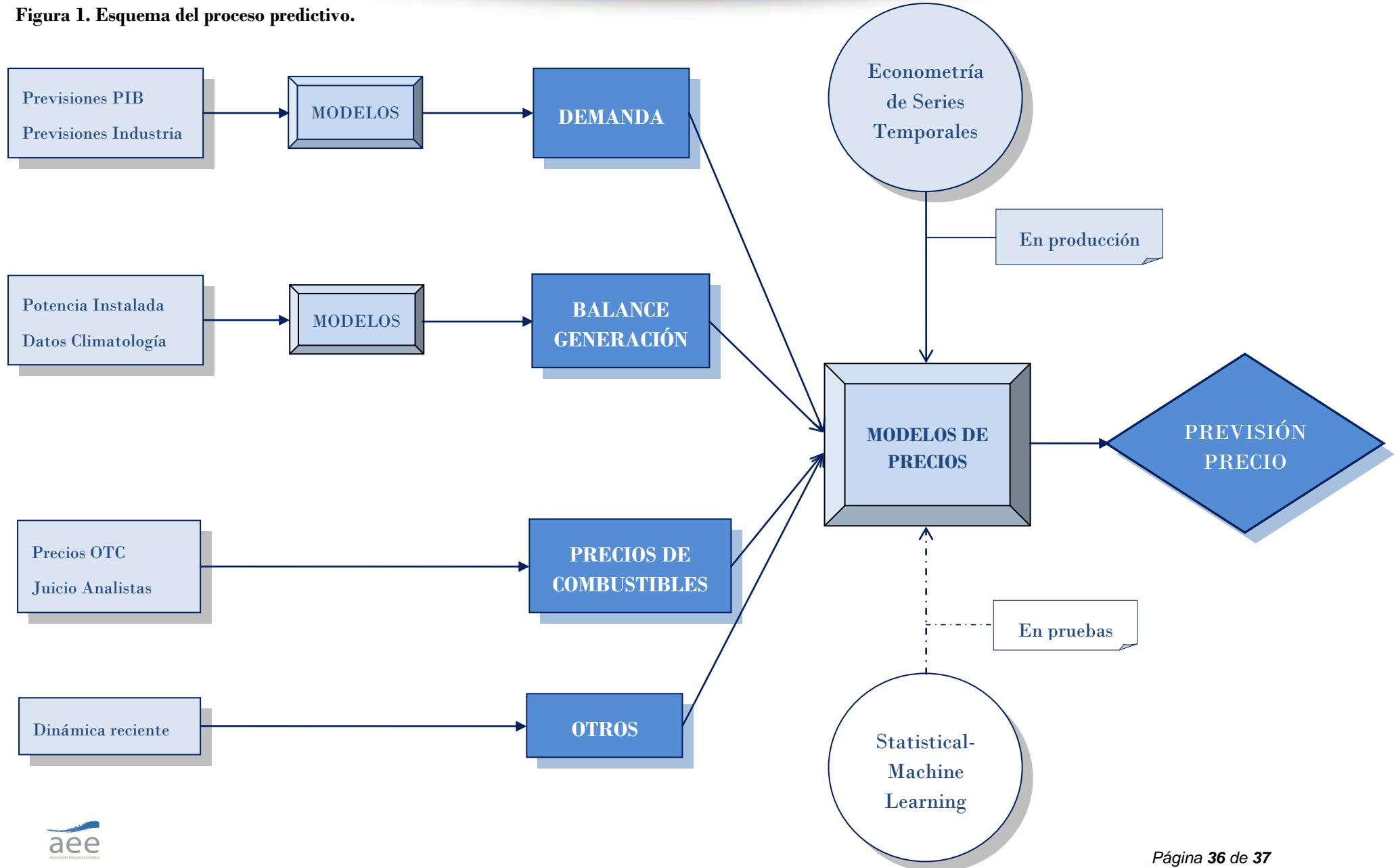
Tabla 16. Diseño de escenarios extremos de precios

	Escenario Bajo Precios	Escenario Alto Precios
Demanda	Escenario Bajo	Escenario Alto
Precios combustibles	Escenario Bajo	Escenario Alto
Producción renovable	Escenario Alto	Escenario Bajo
Producción nuclear	Escenario Alto	Escenario Bajo

Los índices de coste de generación de tecnologías térmicas utilizados en los modelos se definen por:

Coste marginal tecnología / MWh electricidad = (precio combustible / tasa eficiencia de tecnología) + (precio derechos emisión CO₂ × tasa emisión CO₂ tecnología) + (impuesto "céntimo verde" / tasa eficiencia tecnología).

Figura 1. Esquema del proceso predictivo.





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.
