



INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

Nº 87

Fecha de publicación: 08 de julio de 2015

Con la colaboración de



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



CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	3
2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA	4
3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA	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 junio 2015 la energía eólica ha sido la tercera fuente de electricidad de la península con 2.891 GWh pero es la segunda tecnología en cuanto a generación acumulada durante los seis primeros meses con 27.314MWh, muy cerca de lo generado por la energía nuclear.

La demanda de energía eléctrica ha aumentado un 3,8% en junio 2015 respecto al mismo mes del año anterior. En términos netos, es decir, descontando los efectos de laboralidad y temperatura, el consumo eléctrico ha aumentado un 0,2%.

El precio medio aritmético del mercado diario en el mes de junio 2015 a sido de 54,73 €/MWh, siendo un 21,3% superior al mes de mayo (45,12€/MWh)

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de agosto 2015 se sitúan actualmente en torno a 52,93 €/MWh para el carga base y en 58,14 €/MWh para el carga punta. Por lo que respecta al Q4-15 (cuarto trimestre 2015) los precios se sitúan en 48,75 €/MWh en carga base y 53,89 €/MWh en punta.

	jun-15	jun-14	Variación (%)	ene-jun 2015	ene-jun 2014	Variación 2015/2014
Precio MD (€/MWh)	54,73	50,95	7,4%	47,12	33,07	42,5%
Hidráulica (GWh)	2.203	2.192	0,5%	15.917	23.556	-32,4%
Nuclear (GWh)	3.958	3.587	10,3%	28.406	28.584	-0,6%
Carbón (GWh)	5.718	5.353	6,8%	22.991	14.417	59,5%
Ciclo combinado (GWh)	1.932	1.826	5,8%	11.080	8.847	25,2%
Consumos en generación (GWh) ⁽¹⁾	-676	-570	18,6%	-3.228	-2.737	17,9%
EÓLICA (GWh)	2.891	3.275	-11,7%	27.315	28.831	-5,3%
% sobre la generación total	13,6%	15,7%		20,9%	22,3%	
Factor de capacidad (%)	17,7%	20,0%		27,5%	29,0%	
Resto Hidráulica (GWh)	424	523	-18,9%	3.443	4.252	-19,0%
Solar PV (GWh)	848	861	-1,5%	4.058	3.952	2,7%
Solar térmica (GWh)	777	687	13,1%	2.680	2.421	10,7%
Térmica renovable (GWh)	385	406	-5,2%	2.253	2.275	-1,0%
Cogeneración y resto (GWh)	2.179	2.193	-0,6%	12.971	12.519	3,6%
Consumos en bombeo (GWh)	-179	-325	-44,9%	-2.488	-3.283	-24,2%
Enlace Península-Baleares (GWh) ⁽²⁾	-124	-125		-602	-565	6,5%
Intercambios internacionales (GWh) ⁽³⁾	0	-286		-1.343	-1.883	-28,7%
DEMANDA DE TRANSPORTE (b.c.) (GWh)	20.336	19.597	3,8%	123.453	121.186	1,9%

Fuente: Datos REE, OMIE y elaboración AEE

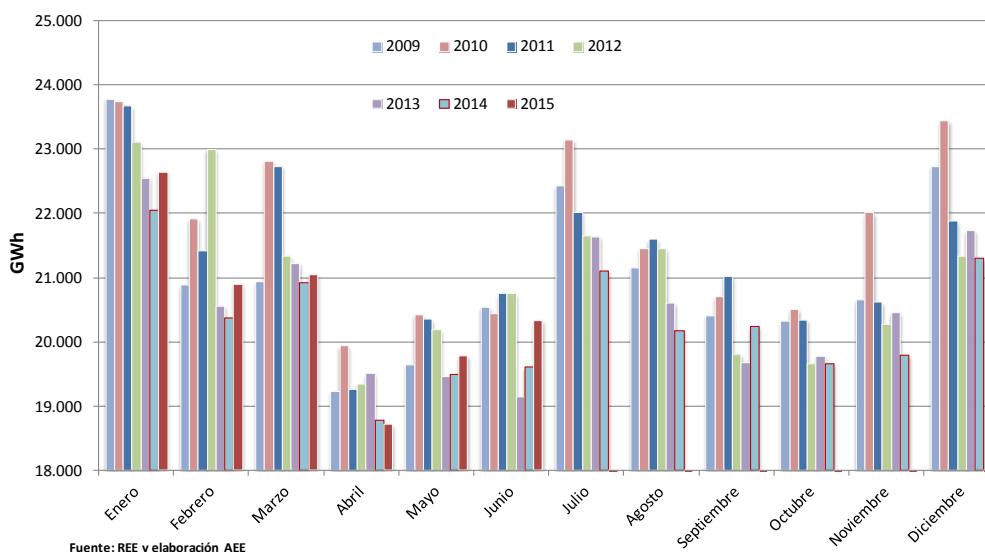
- (1) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel+gas y ciclo combinado.
 (2) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012
 (3) Valor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

2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

La demanda de energía eléctrica peninsular en el mes de junio 2015 aumenta un 0,2% con respecto al mismo mes del año anterior, una vez corregidos los efectos de laboralidad y temperaturas. En términos brutos, la demanda de energía eléctrica de transporte en b.c. ha alcanzado 20.338 GWh en el mes de junio 2015, siendo un 3,8% superior que la demanda del mismo mes del año anterior.

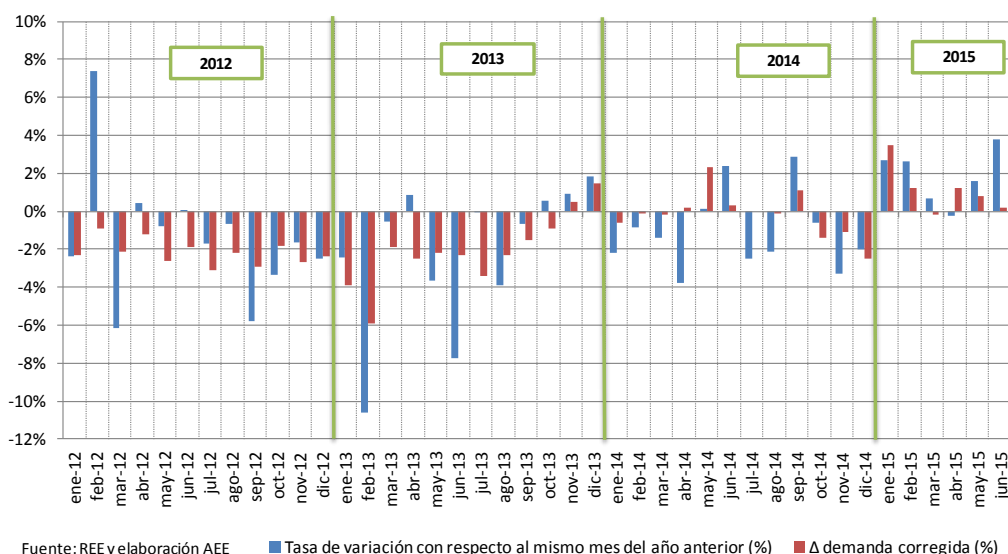
La evolución de la demanda se representa en el gráfico siguiente:

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



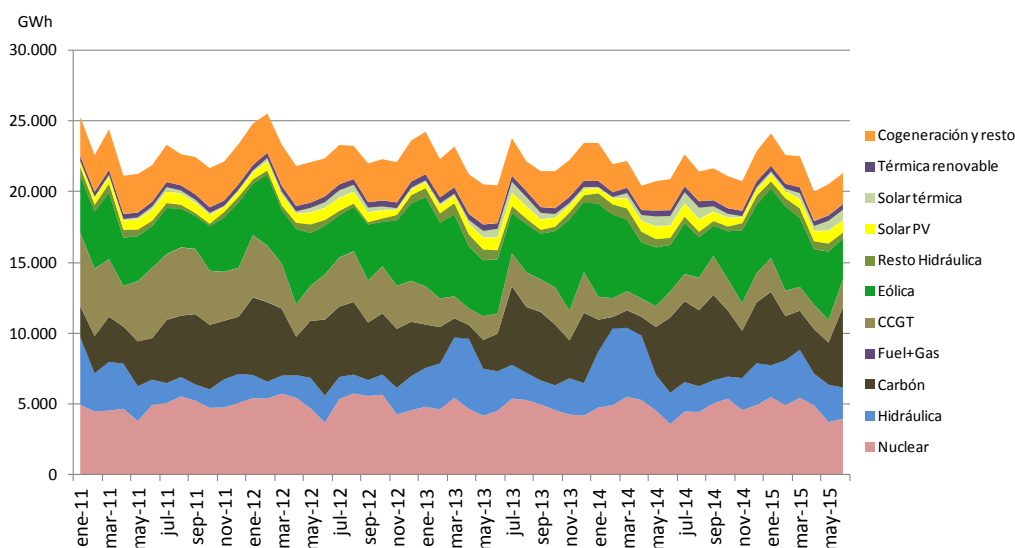
En el siguiente gráfico se representa la variación mensual de la demanda de energía eléctrica, en términos brutos (barras azules) y la variación del consumo eléctrico corregido por los efectos de laboralidad y temperatura (barras rojas).

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



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

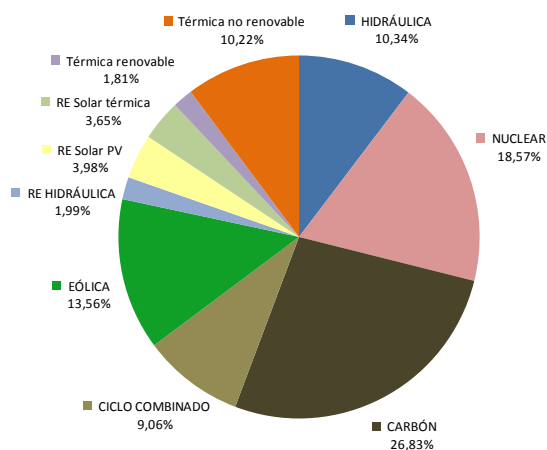
Gráfico 03. Evolución mensual de la generación por tecnologías en GWh. 2011-2015



Fuente: REE y elaboración AEE

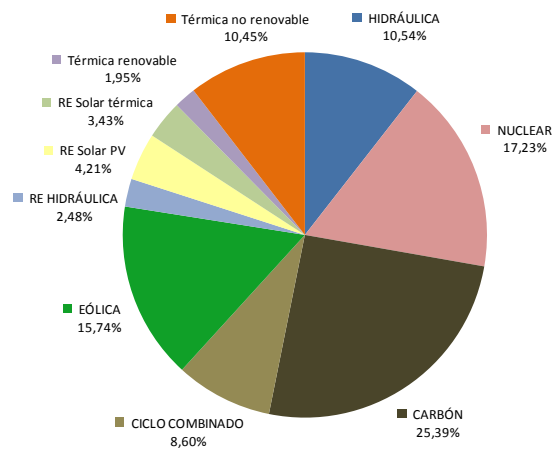
En el mes de junio la eólica ha aportado el 13,6% de la generación total, siendo la tercera tecnología de generación.

Gráfico 04. Estructura de generación. junio 2015



Fuente: REE y elaboración AEE

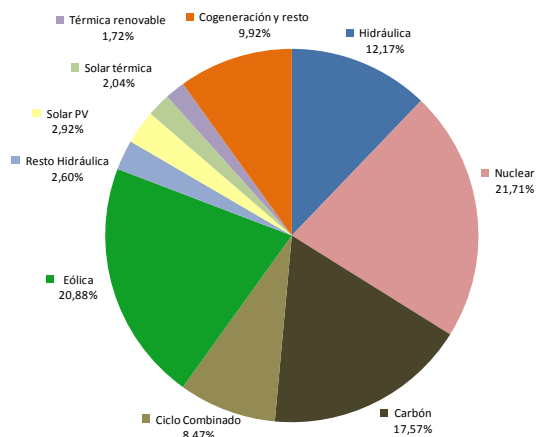
Gráfico 05. Estructura de generación. junio 2014



Fuente: REE y elaboración AEE

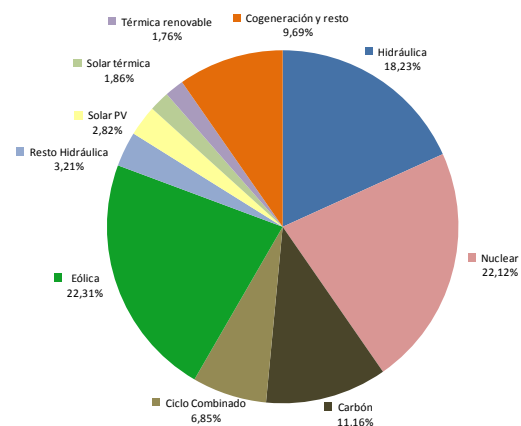
En el primer semestre de 2015, la eólica se sitúa como segunda tecnología de generación, con una aportación de un 20,8% del total, por detrás de la nuclear con un 21,7%.

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



Fuente: REE y elaboración AEE

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

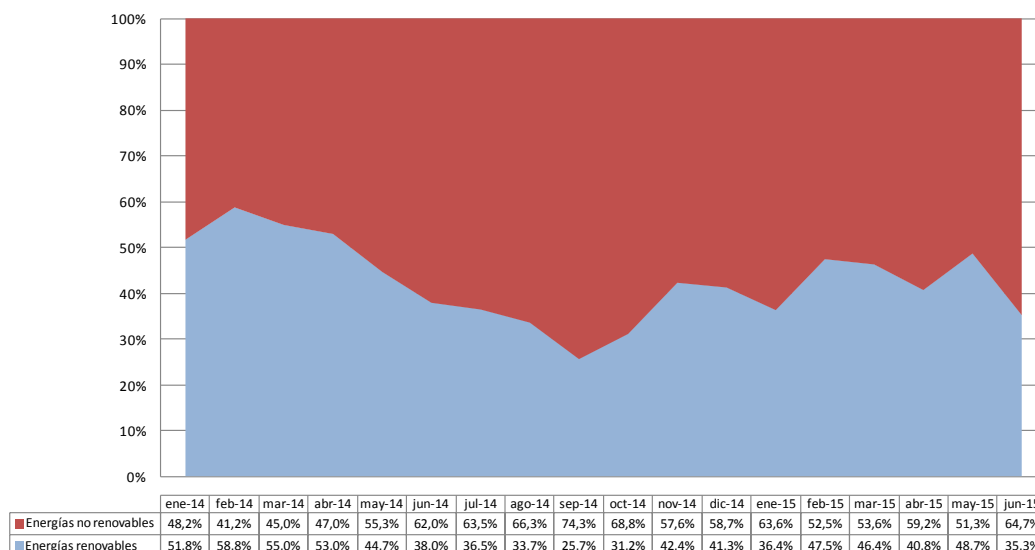


Fuente: REE y elaboración AEE

Los ciclos combinados continúan con una aportación por debajo del 10% pero gracias a la recuperación de la demanda han aumentado su aportación.

La contribución de la generación procedente de fuentes de energía renovable en el mes de mayo de 2015 ha sido de 48,7%.

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



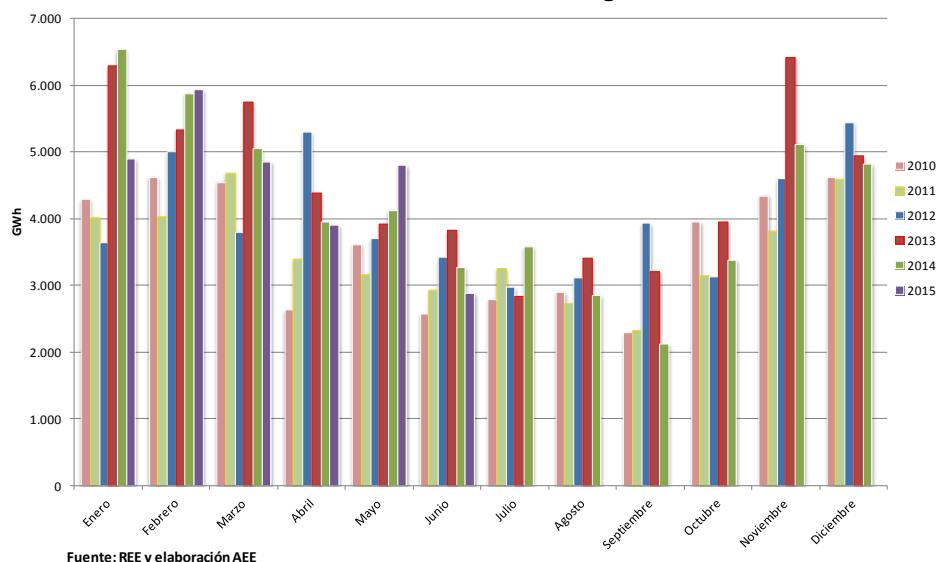
Fuente: REE y elaboración AEE

2.1 Eólica

2.1.1 Generación eólica

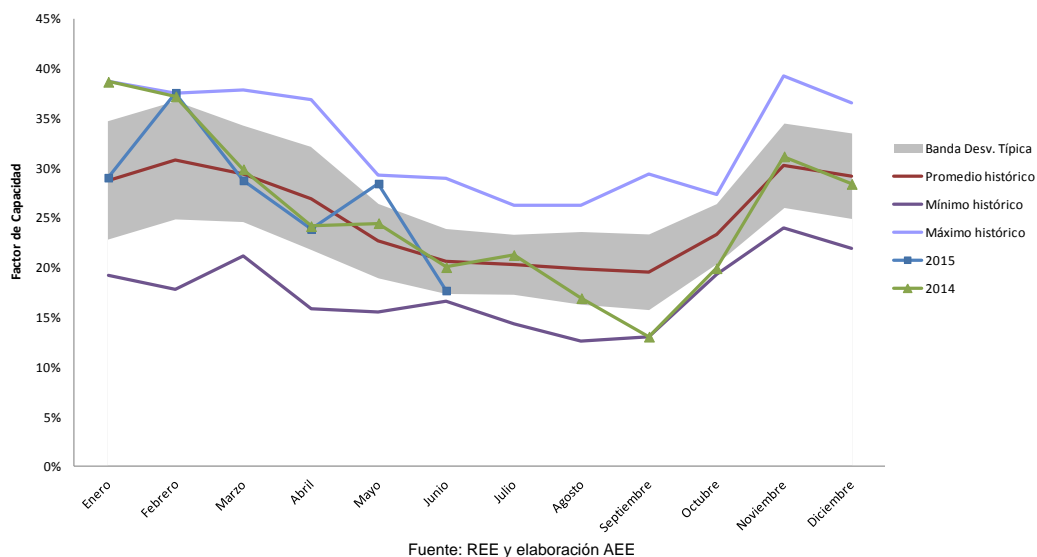
Los casi 23 GW de potencia eólica instalada en España han generado en junio 2.891 GWh, un 11,7% menos que la producción del mismo mes de junio 2014.

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



En mayo el factor de capacidad de la eólica se ha situado en 17,7%, lo que supone un 11,7% menos que el valor alcanzado en junio de 2014 (20%)

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

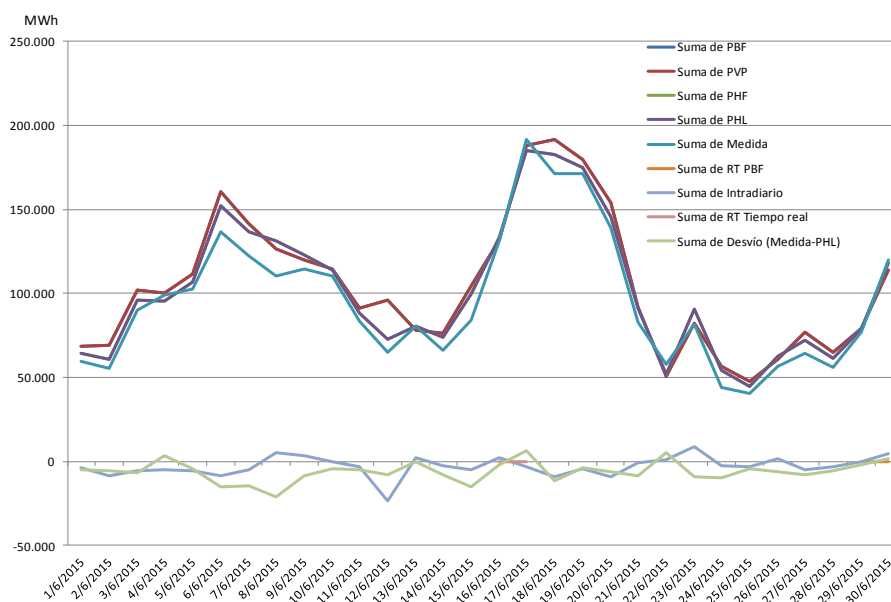


2.1.2 Evolución de la eólica desde el PBF hasta la producción eólica real. Limitaciones a la eólica

En el siguiente gráfico se representa la evolución de la generación eólica diaria desde el programa básico de funcionamiento (PBF) hasta el tiempo real del mes de junio 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. Junio 2015



Fuente: ESIOS-REE y elaboración AEE

Las restricciones técnicas, tanto después del Programa Básico de Funcionamiento como en Tiempo Real, se sitúan en un prácticamente en 0,03% de la producción eólica medida en el mes de junio.

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	-0,112%
feb-15	5.940.592	-7	-1.955	-0,033%
Mar-15	4.856.595	0	-26.633	-0,548%
Abr-15	3.903.442	0	-5.579	-0,144%
May-15	4.778.325	0	-188	-0,004%
Jun-15	2.867.171	-423	-535	
TOTAL 2015	27.256.493	-430	-40.636	-0,151%

Fuente: ESIOS-REE y elaboración AEE

En cuanto a los desvíos de la eólica medidos como:

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

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

El desvío positivo promedio en el mes de junio, es decir, cuando la producción eólica real ha resultado superior a la programada, se ha situado en +8,6%; 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 -12,8%.

Tabla 02. Desvío eólico promedio mensual. 2015

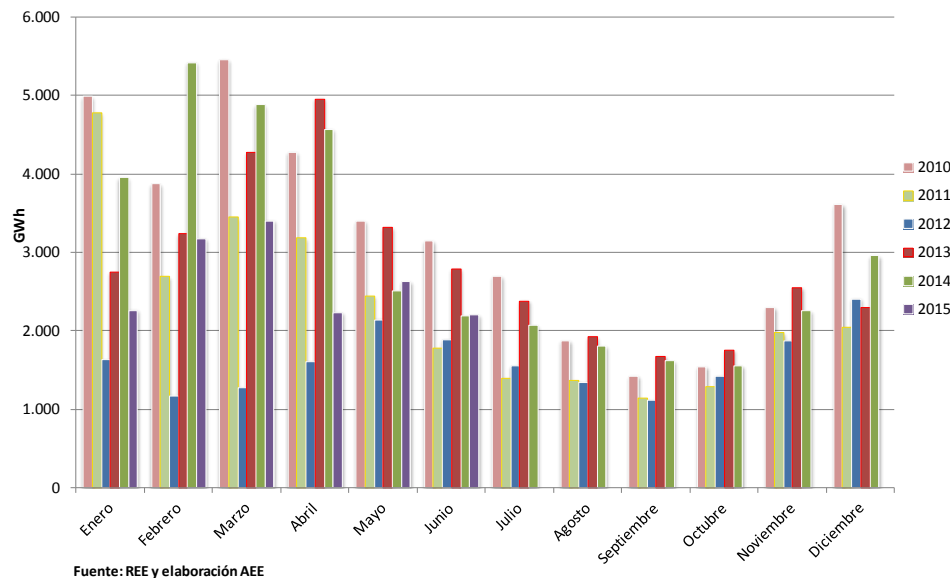
Fecha	Promedio mensual desvío positivo	Promedio mensual desvío negativo
Enero 15	8,7%	-9,4%
Febrero 15	5,3%	-8,1%
Marzo 15	6,5%	-10,8%
Abril 15	6,9%	-11,7%
Mayo 15	7,2%	-8,1%
Junio 15	8,6%	12,8%
Promedio 2015	7,2%	-10,3%

Fuente: Datos REE y elaboración AEE

2.2 Generación hidráulica

Las centrales hidráulicas han generado 2.203 GWh, un 0,5% más que la generación de junio de 2014.

Gráfico 12. Generación hidráulica mensual. 2010-2015



Las reservas en régimen anual se sitúan en un 62,9% respecto a la capacidad máxima mientras que en régimen hiperanual se sitúan en un 66,3% de su capacidad máxima.

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

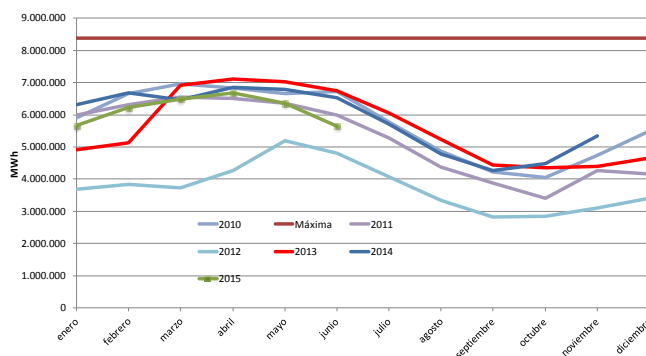
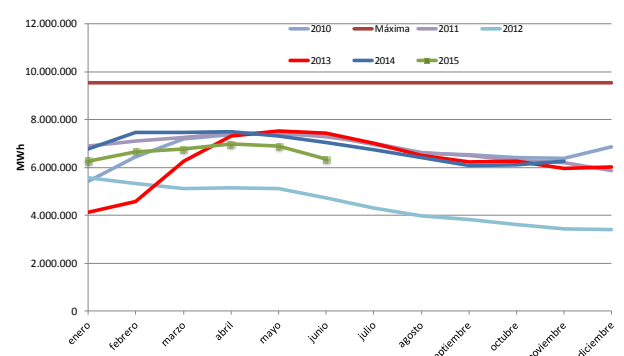


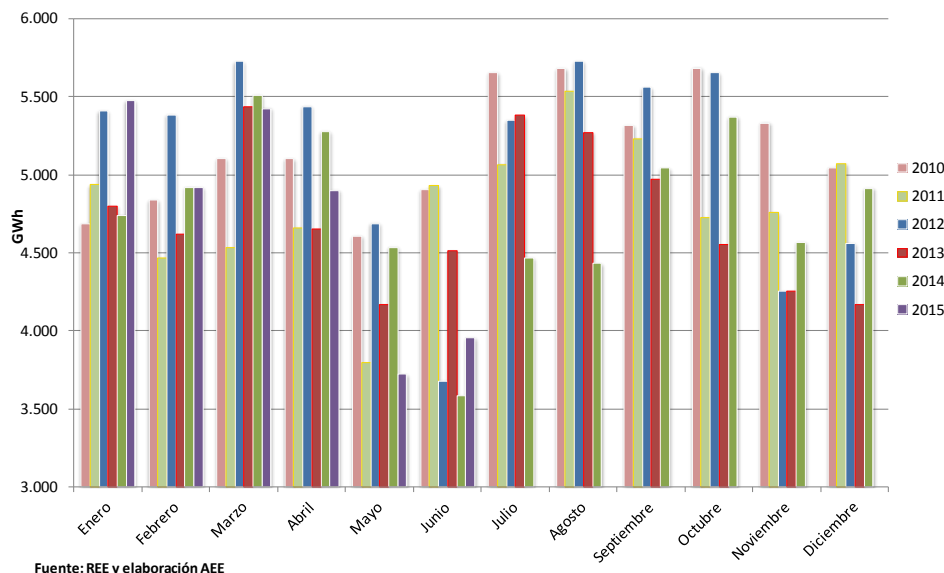
Gráfico 14. Evolución mensual reservas embalses régimen hiperanual. 2010-2015



2.3 Generación nuclear

Con 3.958 GWh producidos en junio 2015 las centrales nucleares han generado un 10,4% más energía que el mismo mes del 2014.

Gráfico 15. Generación nuclear mensual. 2010 - 2015

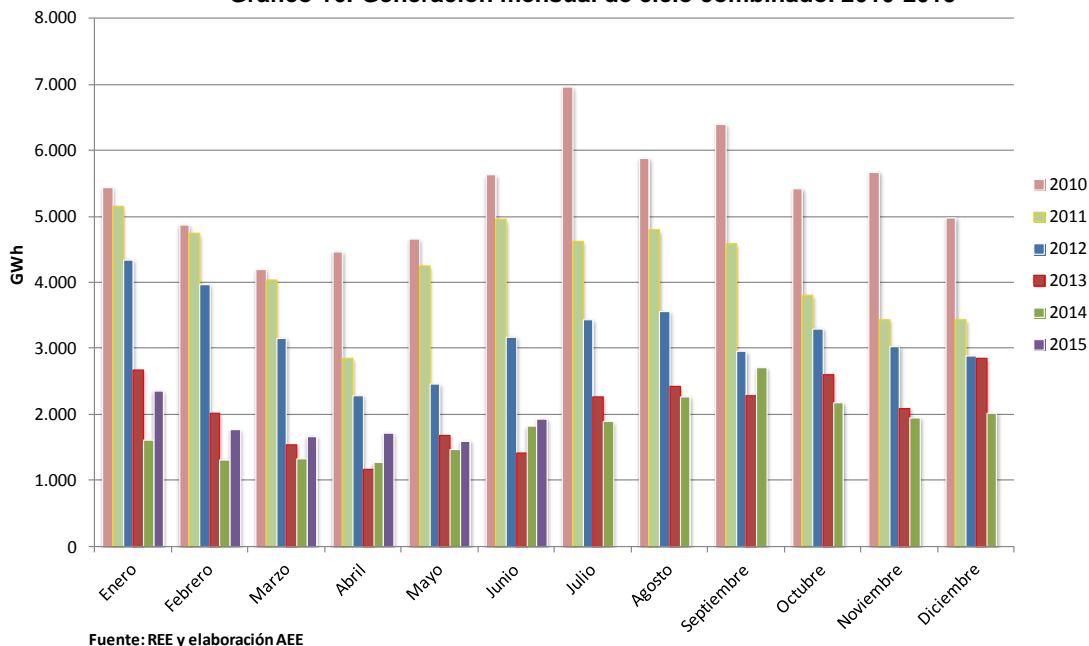


2.4 Generación de ciclo combinado

Los ciclos combinados han producido 1.932 GWh en junio 2015, un 5,8% 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 junio se sitúa en 10,58%.

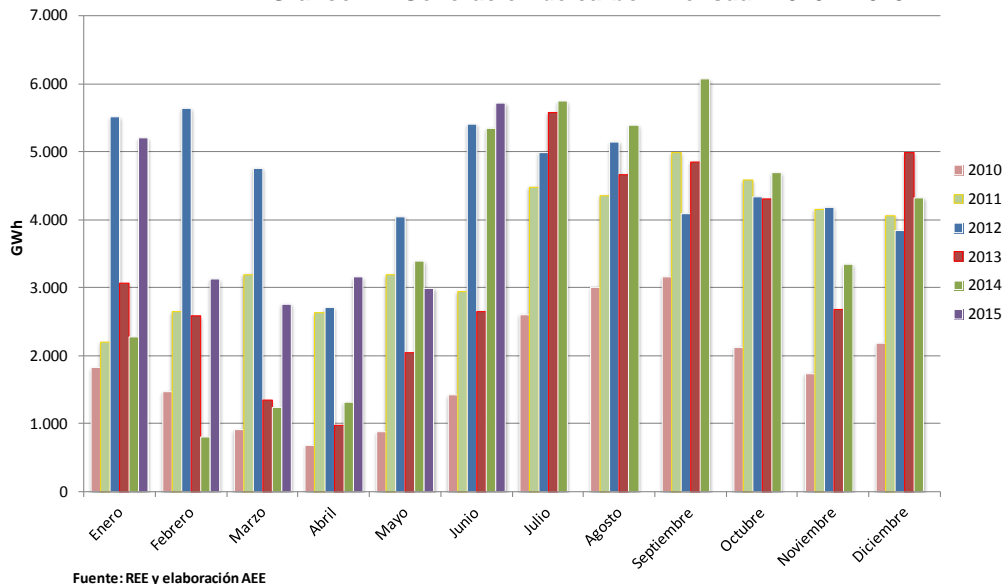
Gráfico 16. Generación mensual de ciclo combinado. 2010-2015



2.5 Generación térmica con carbón

Las centrales de carbón han generado en junio 2015 un total de 5.718GWh, que es un 6,8% superior a la generación del mismo mes del 2014.

Gráfico 17. Generación de carbón mensual. 2010 – 2015



2.6 Resto de tecnologías renovables, cogeneración y residuos

Estas tecnologías han generado 4.613 GWh en junio 2015, siendo inferior en un 1,22% a la producción del mismo mes del año anterior.

Gráfico 18. Generación mensual por tecnologías. 2010-2015

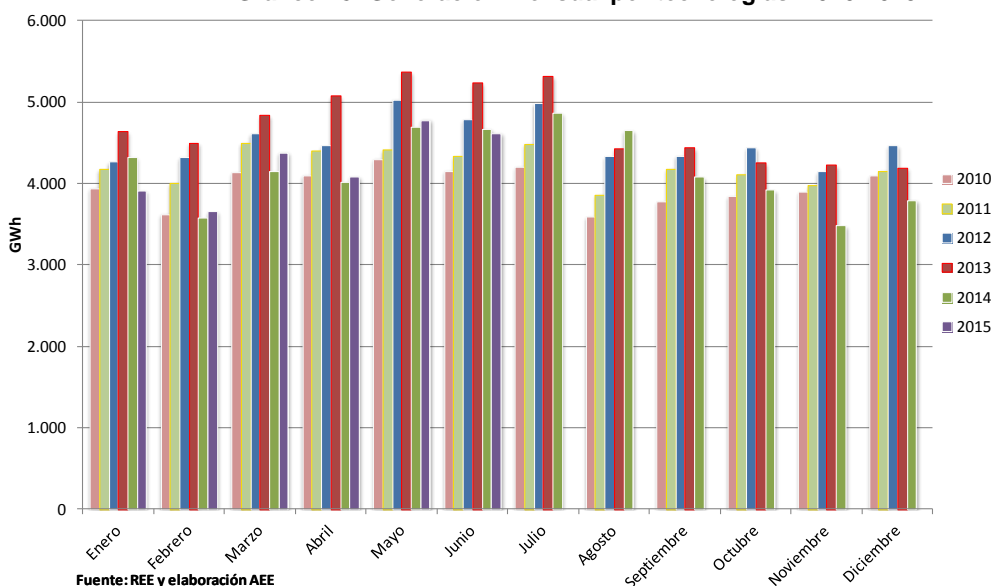
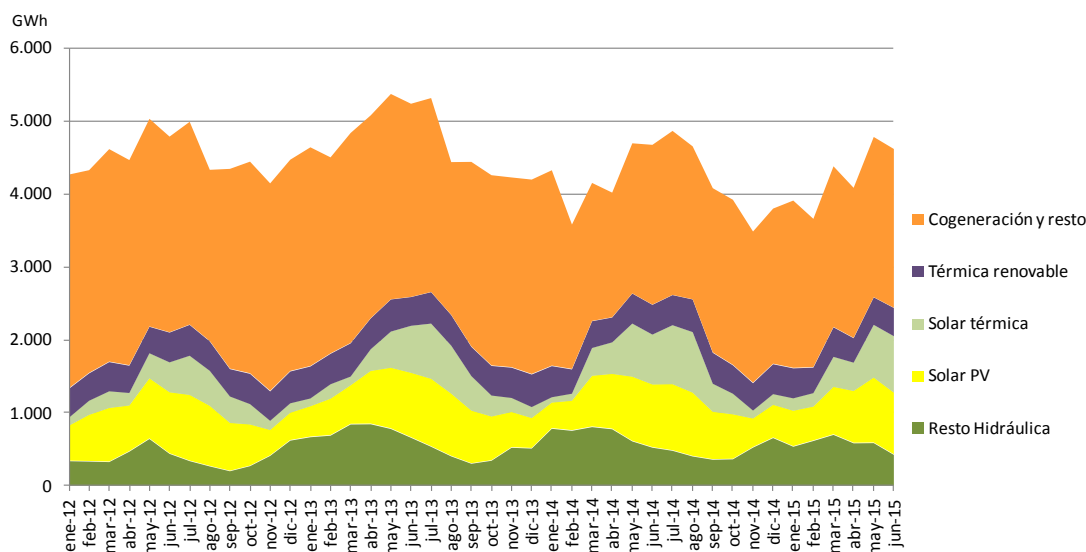


Gráfico 19. Generación mensual por tecnologías. 2012-2015



Fuente: Datos REE y elaboración AEE

La solar fotovoltaica ha generado 848 GWh, un 1,7% menos que la producción del mes de junio de 2014.

La solar térmica ha producido en junio 2015, 777 GWh, un 13,1% superior al mismo mes de 2014.

La producción de la tecnología térmica renovable en el mes de junio ha sido 385 GWh, un 5,2% inferior a la del mismo mes del año anterior.

La hidráulica ha producido 424 GWh en junio 2015, un 19% menos que en junio 2014.

Por último, la generación de energía eléctrica de la cogeneración, ha sido un 0,7% inferior que la del mismo mes de junio de 2014, alcanzando 2.179 GWh.

Gráfico 20. Solar fotovoltaica. 2012-2015

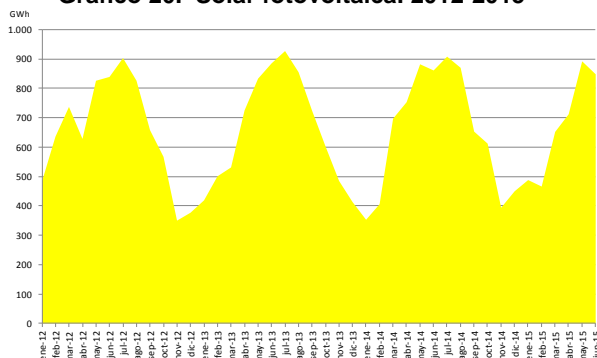


Gráfico 21. Solar térmica. 2012-2015

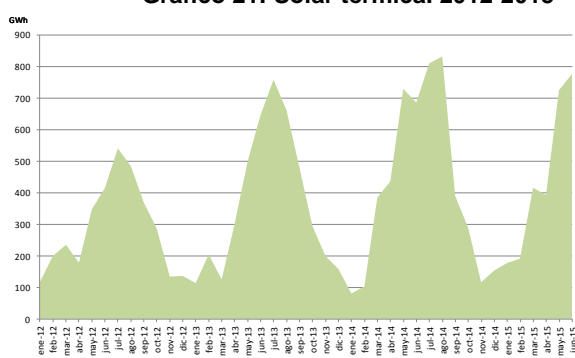


Gráfico 22. Térmica renovable. 2012-2015

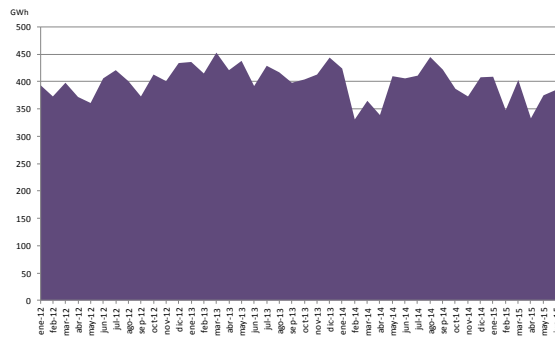


Gráfico 23. Cogeneración y resto. 2012-2015

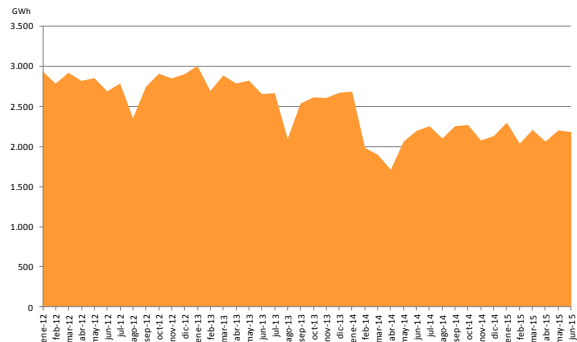
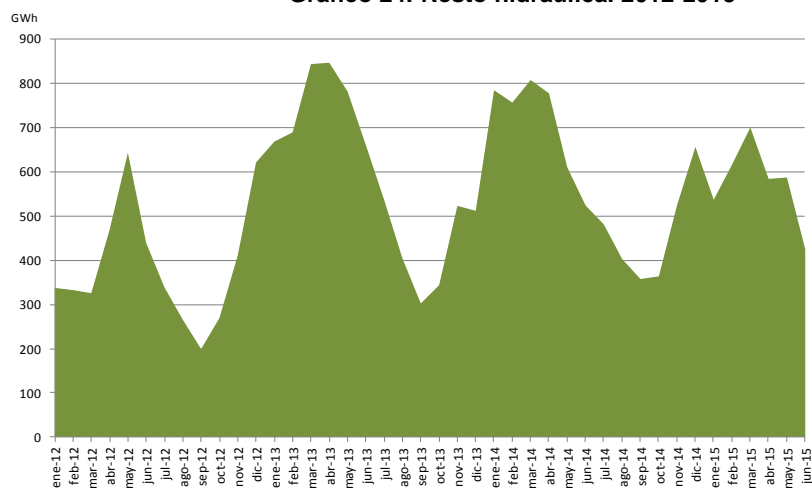


Gráfico 24. Resto hidráulica. 2012-2015



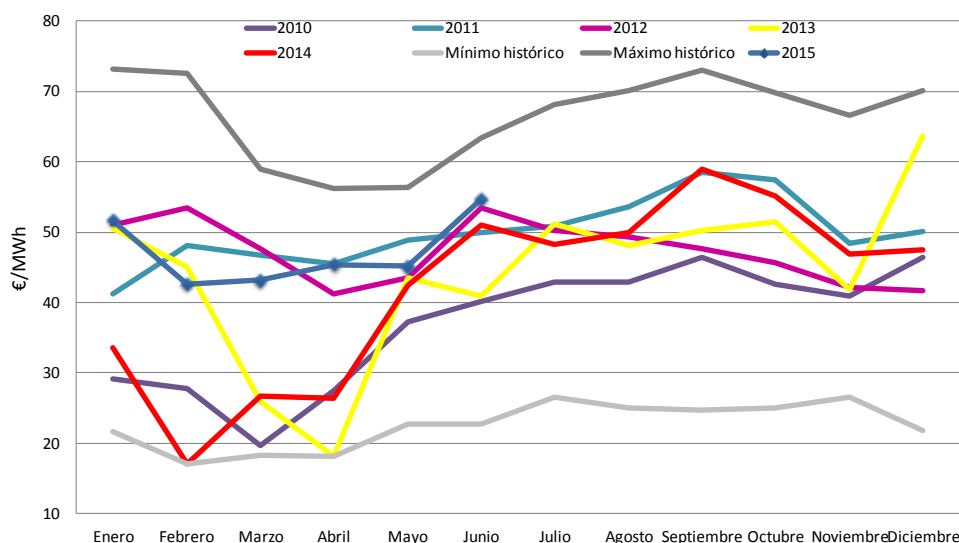
Fuente: Datos REE y elaboración AEE

3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA

3.1 Precio del mercado diario

El precio medio aritmético del mercado diario aumenta en el mes de junio 2015. Con 54,73 €/MWh en el mes de junio, el precio medio aritmético ha sido un 21,3% superior al mes anterior (45,12 €/MWh) y un 7,4% superior al precio medio aritmético del mes de mayo de 2014 (50,95 €/MWh).

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



Fuente: OMIE y elaboración AEE

La diferencia entre los precios mínimos y máximos ha disminuido en el mes de junio respecto al mes anterior, oscilando entre un precio mínimo de 28,56 €/MWh el día 18 a las 5:00h, y un precio máximo de 67,57 €/MWh a las 12:00h el día 26.

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

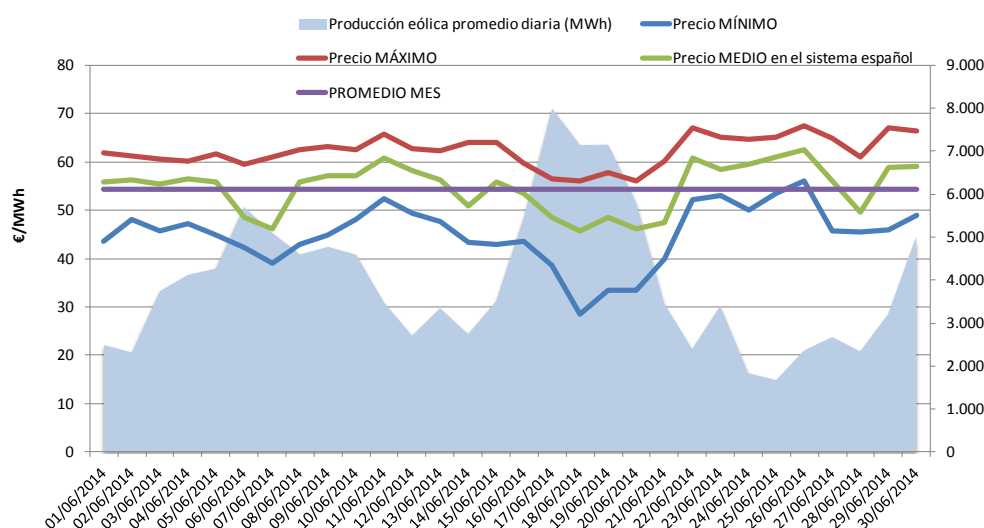
	Precio mínimo (€/MWh)	Precio medio aritmético sistema español (€/MWh)	Precio máximo (€/MWh)	Horas a precio cero	Variación respecto al mes anterior (%)	Variación respecto al mismo mes del año anterior (%)
ene-14	0,0	33,62	96,3	64	-47%	-33%
feb-14	0,0	17,12	110,0	82	-49%	-62%
mar-14	0,0	26,67	90,0	31	56%	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%
Abr-15	28,56	54,73	67,57	0	21%	7%

Fuente: OMIE y elaboración AEE

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

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

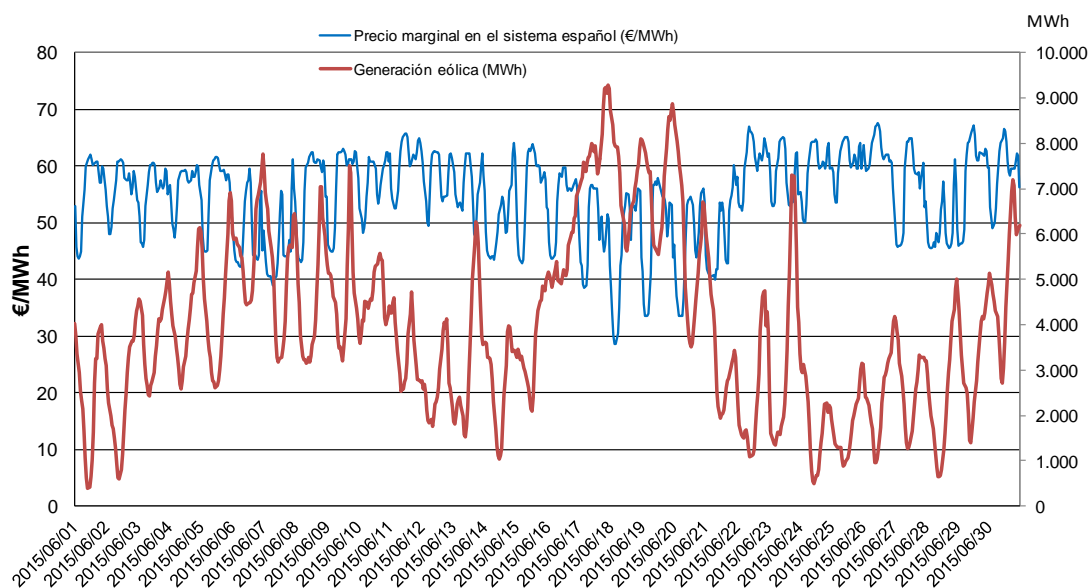


Fuente: OMIE y elaboración AEE

La generación eólica promedio diaria en el mes de mayo 2015 ha sido de 3.982MWh

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.

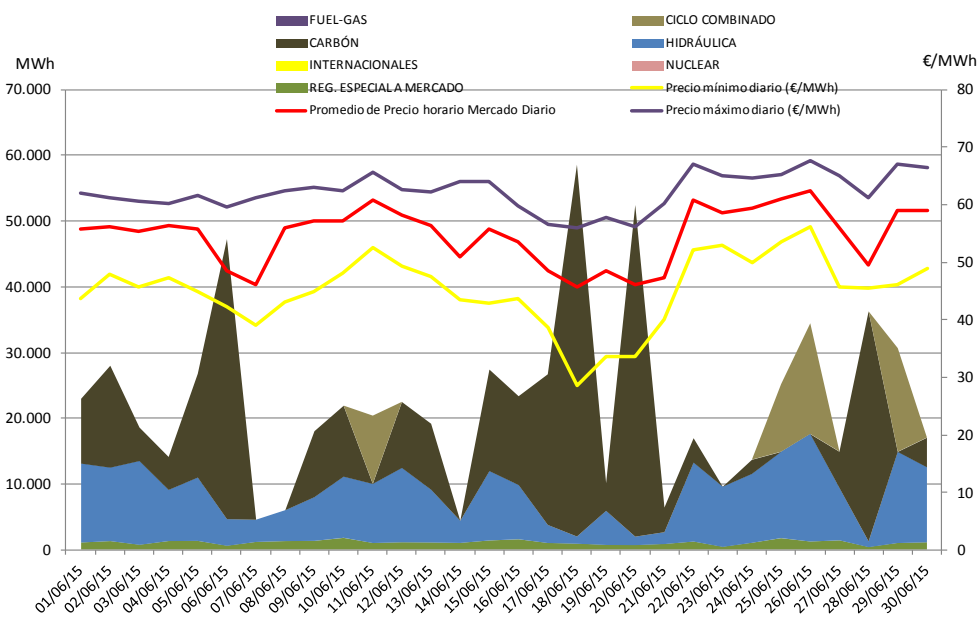
Gráfico 27. Evolución horaria del precio del mercado diario y de la generación eólica. Junio 2014



Fuente: OMIE, REE y elaboración AEE

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

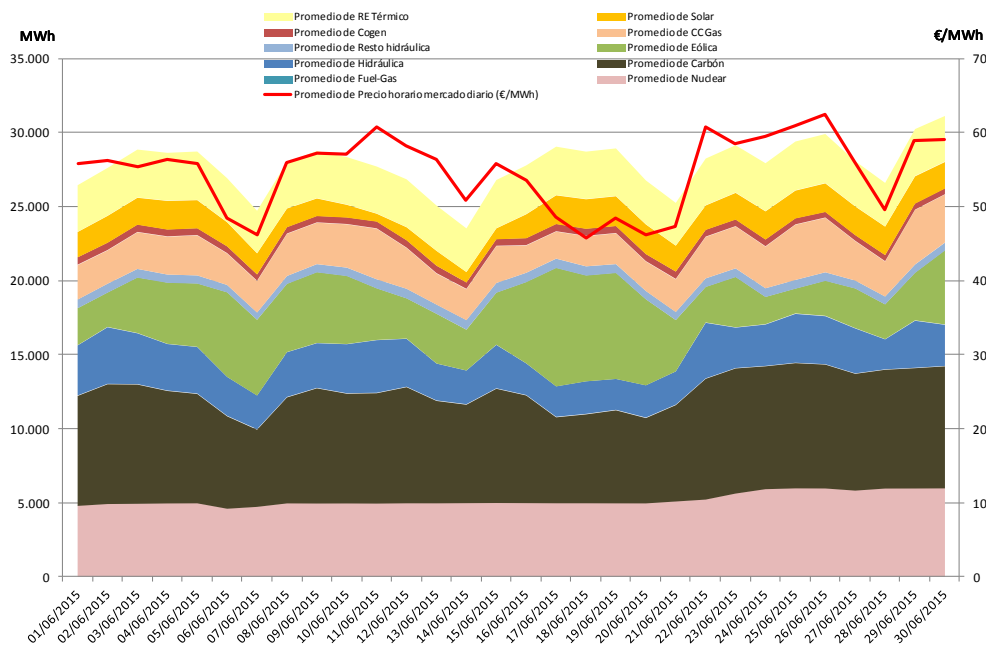
Gráfico 28. Energía por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal y precio medio diario del MD. Junio 2015



Fuente: OMIE y elaboración AEE

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

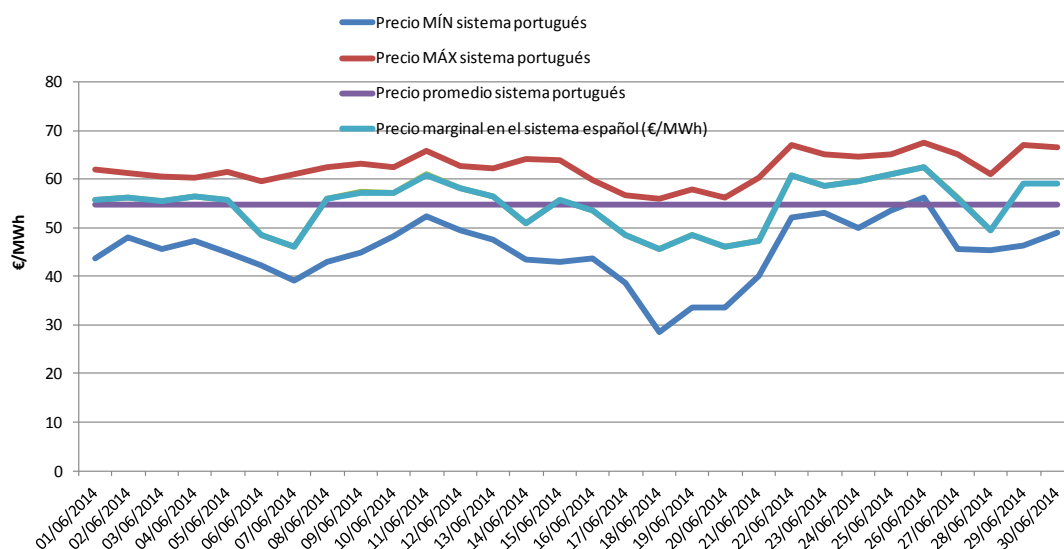
Gráfico 29. Energía por tecnologías y precio medio diario del MD. Junio 2015



Fuente: REE, OMIE y elaboración AEE

El precio medio aritmético en el sistema eléctrico portugués se ha situado en 54,74 €/MWh, ligeramente superior (+0,03%) que el precio medio aritmético del sistema eléctrico español (54,73 €/MWh), en el 99,2% de las horas los precios de ambos sistemas han resultado iguales, en 6 horas el precio del sistema eléctrico portugués ha resultado superior y mientras que en ningún momento el precio del sistema eléctrico español ha sido superior al portugués.

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



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

Tabla 04. Comparativa precio sistema portugués y español. Junio 2015

	Nº horas	%
PEspañol = PPortugués	714	99,2%
PEspañol < PPortugués	6	0,8%
PEspañol > PPortugués	0	0,0%
TOTAL	720	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 agosto 2015, actualmente se sitúan en torno a 52,93 €/MWh para el carga base y en 58,14 €/MWh para el carga punta.

En cuanto a los productos trimestrales, los futuros en Q4 han aumentado con respecto a los valores del informe anterior.

Tabla 05. Futuros OMIP trimestrales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
Q4-2015	48,75	53,89
Q1-2016	47,25	51,05
Q2-2016	45,10	48,75

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

Tabla 06. Futuros OMIP anuales

En €/MWh	Producto Base	Producto Punta
2016	48,04	51,92
2017	47,79	51,63
2018	47,79	51,19

Fuente: OMIP y elaboración AEE

3.3 Retribución eólica

En la liquidación de la energía generada en abril 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 para este mes ha sido la siguiente:

Tabla 07. Liquidación abril 2015

Febrero 2015	Liquidación (Millones de €)
COGENERACIÓN	97,173
SOLAR FV	205,090
SOLAR TE	103,563
EÓLICA	104,475
HIDRÁULICA	5,745
BIOMASA	15,733
RESIDUOS	8,632
TRAT. RESIDUOS	8,757
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,019
TOTAL	549,188

Respecto a la liquidación provisional 04/2015 de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos, como consecuencia de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema, contemplados en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se ha aplicado un **coeficiente de cobertura de 76,30%** al importe total de las liquidaciones acumuladas positivas correspondientes a la energía generada en el ejercicio 2015.

El importe total de la retribución regulada de todas las tecnologías asciende a **2.199,197 Millones de euros** para todo el ejercicio 2015 (desde el 1 de enero hasta el 30 de Abril de 2015).

Por tanto, aplicando el coeficiente de cobertura de 76,30%, la cantidad total a pagar a cuenta a todas las tecnologías renovables, cogeneración y residuos en la esta cuarta liquidación ascendió a 549,188 millones de euros, antes de IVA o impuesto equivalente. De los cuales la eólica percibió 104,475 M€.

La retribución regulada de la eólica en el periodo acumulado hasta abril 2015 ascendería a 417,900 Millones de euros, si aplicamos el coeficiente de cobertura de esta liquidación (76,30%), ha cobrado 318,857 Millones de euros, quedando, por lo tanto, pendiente de percibir 98,043 M€.

Tabla 08. Liquidación retribución regulada. 2015

	Liquidación acumulada* 4/2015 (Millones de €)	Cantidad a pagar a cuenta en L4/2015 **(Millones de €)	Cantidad cobrada ene-abr 2015 (Millones €)	Cantidad pendiente de cobrar (Millones €)
COGENERACIÓN	393,549	96,79	300,277	93,272
SOLAR FV	811,144	202,741	618,901	192,243
SOLAR TE	400,032	102,403	305,224	94,808
EÓLICA	417,900	103,591	318,857	99,043
HIDRÁULICA	22,981	7,015	17,534	5,447
BIOMASA	80,686	19,559	61,563	19,123
RESIDUOS	34,345	8,545	26,205	8,140
TRAT. RESIDUOS	38,483	8,946	29,362	9,121
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,078	0,019	0,060	0,018
TOTAL	2.199,20	549,61	1.677,983	521,214

Fuente: CNMC

* Calculada según la metodología de retribución establecida en el Real Decreto 413/2014 y una vez realizadas las reliquidaciones contemplada en la DT3ª del Real Decreto-Ley 9/2013.

** No se tienen en cuenta en estas cantidades las regularizaciones procedentes de lo previsto en la DT8ª del RD 413/2014.

El precio medio aritmético y ponderado por la eólica

En junio el precio ponderado de la eólica ha sido casi un 3,12% 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%
Promedio 2015	6.780	45,61	42,23	-3,38	-7,41%

Fuente: Elaboración AEE

El ingreso total a mercado de la eólica según los datos publicados por REE, en el mes de junio se ha situado en 51,82 €/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.

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

Fuente: esios.ree.es y elaboración AEE

4. PREVISIÓN DEL TRIMESTRE ANTERIOR

En el segundo trimestre de 2015, el precio medio resultó muy superior a la expectativa que manejábamos en el escenario base o más probable. El precio se situó por encima de 48 €/MWh, mientras la previsión apenas superaba 44 €/MWh. De hecho, el registro de mercado se colocó a medio camino entre nuestra proyección del escenario base y la correspondiente al escenario extremo superior (53 €/MWh). Frente al mismo periodo de 2014, el avance del precio del pool es de magnitud en torno al 20%, si bien el mes de abril del año pasado deparó precios especialmente bajos.

Entre los factores explicativos de las fuertes diferencias registradas entre los datos y la previsión cabe señalar a) un consumo eléctrico mayor que el esperado (esencialmente debido al dato de junio), b) niveles de hidráulicidad inferiores a los que proyectábamos; c) sobre todo, un cambio de patrón en la elaboración de ofertas al mercado, que ejerce presión alcista sobre los precios, al haber aumentado el suelo en horas típicamente de precios bajos.

No obstante, el comportamiento del precio del mercado eléctrico y del error de nuestra predicción ha sido heterogéneo a lo largo del trimestre. En abril y junio, la discrepancia entre el precio finalmente registrado en el pool y las predicciones de inicio de trimestre fueron muy ostensibles, en torno a 5 €/MWh en ambos casos. En el caso de junio, las elevadas temperaturas y la muy baja eolicidad justifican esta desviación. Por su parte, el dato de mayo se situó prácticamente alineado con nuestra previsión (en torno a 45 €/MWh).

Tabla 11. Comparación previsión vs dato real. 2015.Q2

DATO	PREVISIÓN		
	E. BAJO	E. CENTRAL	E. ALTO
48,4 €/MWh	34,2 €/MWh	44,2 €/MWh	53,3 €/MWh

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

5. PREVISIÓN PARA EL MES EN CURSO Y SIGUIENTE

Esperamos que la **demanda de electricidad** evolucione de forma satisfactoria durante los próximos dos meses. Según nuestros cálculos (y presuponiendo una climatología en línea con la estacionalidad), podría registrar niveles medios diarios en torno a 700 GWh (julio) y 670 GWh (agosto). Tales valores implicarían una reactivación frente a los mismos meses del año 2014 de 2,3% y 2,5%, respectivamente. Eliminados los efectos de temperatura, las mejorías serían más moderadas, en el entorno de 1,2% en ambos casos. Por su parte, las previsiones ofrecidas por REE sugieren un avance anual más modesto para julio que el propuesto según nuestros modelos (el OS estima un 1,2%); en cambio, son consistentes con las nuestras en lo referente a agosto (REE espera un grado de mejoría de 2,7% para este agosto, frente al anterior).

Para julio y agosto, cabe esperar una intensificación en los patrones estacionales que ya estaban presentes en el **balance de generación** eléctrica del mes de junio: niveles de eolicidad e hidraulicidad muy bajos y, por el contrario, elevado hueco térmico. Por el contrario, la generación nuclear será superior a la registrada entonces. Para julio, nuestra expectativa sobre el orden de tecnologías según su grado de contribución a la generación total resulta: carbón (25%), nuclear (22%), eólica (13%), ciclos combinados (11%) e hidráulica convencional (8%), mientras el resto de tecnologías suman el otro 21%. En lo que respecta al mes de agosto, las diferencias con el mix de generación de julio vendrán por el lado de una mayor aportación eólica y nuclear, compensada con la menor contribución a la cobertura de la demanda por parte del carbón e hidráulica. Por supuesto, todas estas estimaciones se basan en el supuesto de condiciones de clima relativamente estándar.

En base a las condiciones de oferta y demanda recién descritas y teniendo en cuenta los nuevos patrones en la elaboración de ofertas al mercado (que dan lugar a precios más altos en las horas valle que hace unos meses), creemos que los **precios del pool** serán elevados tanto en julio como en agosto. Así, prevemos un promedio para el mes de **julio** en el entorno de 54 €/MWh. Bajo condiciones meteorológicas extremas, los modelos indican que sería posible alcanzar un precio medio de 61 €/MWh (**Tabla 13**), si bien el valor resulta altamente improbable. A nuestro juicio, la horquilla de precios más verosímil para julio es 51–56 €/MWh.

Para **agosto**, con una demanda menor que la de julio (por el descenso de laboralidad) y una mayor contribución eólica a la generación total, lo razonable es que el precio del mercado diario resulte algo menor que en el mes anterior. La proyección obtenida con los modelos implementados en el escenario base sugiere unos 52 €/MWh. Evaluando un amplio conjunto de escenarios alternativos, estimamos una horquilla para el precio medio de agosto de 44,5–59 €/MWh (**Tabla 13**). Si el mes resulta especialmente seco, cálido y poco eólico, el precio medio podría acercarse al resultado del escenario alto.

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

	JULIO 2015			AÑO 2015		
	PREVISIÓN	% sobre Gen. Bruta	Variación Interanual (%)	PREVISIÓN	% sobre Gen. Bruta	Variación Anual (%)
GENERACIÓN	(GWh)			(GWh)		
RENO, COG Y RESID ^[1]	7.905	34,3	-6,5	100.369	38,1	-0,4
Eólica	3.044	13,2	-15,2	50.210	19,0	-0,8
Resto ^[2]	4.862	21,1	0,0	50.159	19,0	0,0
RESTO TECNOLOG ^[3]	15.124	65,7	6,5	163.350	61,9	2,5
Nuclear	4.984	21,6	11,5	57.040	21,6	-0,6
Hidráulica	1.850	8,0	-10,7	27.278	10,3	-23,9
Hueco Térmico	8.290	36,0	8,2	79.025	30,0	19,5
Carbón	5.803	25,2	0,9	54.543	20,7	23,8
CCGT	2.487	10,8	30,2	24.482	9,3	11,0
GENER. BRUTA TOTAL	23.030	100,0	1,7	263.719	100,0	1,4
DEMANDA ^[4]	(GWh)			(GWh)		
Previsión IM Energía	21.609	93,8	2,3	248.005	94,0	1,8
Previsión REE ^[5]	21.376	-	1,2	245.769	-	0,9
PRECIO M. DIARIO	(€/MWh)			(€/MWh)		
OMIP	[6] 55,0		14,1	[7] 49,3		17,4
Previsión IM Energía						
Esc. Central ^[8]	54,3		12,7	48,9		16,5
Esc. Bajo ^[9]	47,1		-2,2	44,3		5,5
Esc. Alto ^[10]	61,0		26,6	53,3		27,0

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2015)

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

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

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

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

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

[6] Cotización en OMIP a día 29 de junio para el contrato de julio.

[7] Precio medio esperado para el año 2015 en base a las cotizaciones de OMIP, calculado como media de los precios entre enero y junio y de las cotizaciones (a 29 de junio) en OMIP para los contratos trimestrales de 2015.Q3 y 2015.Q4.

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

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

[10] Ídem para los escenarios más alcistas.

6. PREVISIÓN TRIMESTRAL PARA EL AÑO MÓVIL

Hemos actualizado el [ejercicio predictivo para 2015 y tres primeros trimestres de 2016](#). Las proyecciones de precios que se han obtenido se adjuntan en la [Tabla 13](#), para los tres escenarios que consideramos. La comparativa entre las cotizaciones actuales de los 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](#) indica cómo cambia a lo largo del ejercicio nuestra previsión del precio medio de 2015.

Respecto al ejercicio predictivo de abril, no se han producido variaciones significativas en nuestras expectativas para el mercado eléctrico. En lo que concierne a la [demanda de electricidad](#), los datos disponibles hasta la fecha apuntan hacia una recuperación relativamente importante, en comparación con los resultados del año 2014. Nuestra estimación actual sugiere que se alcanzarán en torno a 248 TWh en el conjunto del ejercicio, 1,8% por encima del registro del año 2014. No obstante, excluidos efectos de temperatura, calcularíamos un avance más moderado, en torno al 1%. Por su parte, REE proyecta solamente 245,8 TWh para 2015, con un crecimiento de 0,9%. En las previsiones que ofrecimos en abril, estimábamos un aumento anual de 1,7%, mientras REE sugería un 0,5%. Por tanto, en este periodo, REE ha revisado al alza su previsión en mayor medida que nosotros (4 décimas frente a 1). En todo caso, parece claro que el consumo eléctrico repuntará en 2015, pero lo hará en mucha menor medida que la economía (las previsiones indican un crecimiento económico nacional en torno al 3%), pauta que viene teniendo lugar en los últimos años.

En cuanto al [balance de generación](#), también esperamos cambios en 2015 frente al año anterior ([Tabla 12](#)). Lo lógico sería que se produjera un significativo descenso en la participación de la gran hidráulica en la generación bruta (de 14% en 2014 al 10%) y un notable aumento de la aportación de las tecnologías del hueco térmico (del 25% al 30%), como consecuencia de la caída recién mencionada de la hidraulicidad y, sobre todo, del avance que esperamos en la demanda. Agrupando las tecnologías según la extinta clasificación Régimen Especial-Régimen Ordinario, la generación se repartiría en 38% y 62%, respectivamente, en 2015, frente al 39%-61% de 2014. Como sucedía en el caso de la demanda, estas previsiones son prácticamente las que se presentaron en el informe de abril.

Desde entonces, tampoco ha cambiado sustancialmente nuestra visión de la evolución próxima de los [costes de generación térmicos](#). Creando índices calculados en base a los precios internacionales del gas y carbón y a los precios de derechos de emisión de CO₂, pensamos que los costes de generación térmicos serán, en general, menores en 2015 que en 2014, especialmente en lo referido al carbón (internacional). Es obvio que los precios del gas y carbón cerrarán este ejercicio con una media inferior a la del pasado, pero la depreciación del euro y la tendencia ligeramente alcista de los precios de los derechos de emisión de CO₂ actúan de contrapeso a la caída de los precios de los combustibles, evitando una fuerte reducción de los costes de generación térmicos.

Tabla 13. Previsión precio medio. Escenarios alternativos

	BAJO	CENTRAL	ALTO
	Mensuales		
jul-15	47,1	54,3	61,0
ago-15	44,4	52,1	59,4
	Trimestrales		
2015.Q3	45,7	53,2	60,4
2015.Q4	37,2	48,1	58,6
2016.Q1	29,9	43,9	57,9
2016.Q2	28,1	42,4	57,0
2016.Q3	39,3	52,8	66,9
	Anuales		
2015	44,3	48,9	53,3

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2015)

En el contexto que se acaba de describir, nuestra expectativa sobre la evolución del **precio del pool eléctrico durante 2015** se ha modificado escasamente respecto al último ejercicio predictivo, en abril. Entonces proyectábamos un promedio para el pool de 48,2 €/MWh, y ahora lo ciframos en 48,9 €/MWh (**Gráfico 31**). La (muy leve) revisión alcista es consecuencia de sustituir las previsiones para el segundo trimestre por los verdaderos datos del mercado, más elevados. Bajo condiciones de mercado extremas, el promedio anual del pool podría alcanzar desde 44 €/MWh (escenario mínimo) hasta 53 €/MWh (máximo) (**Tabla 13**). La horquilla que se estimó hace tres meses era 40–56 €/MWh (su amplitud ha disminuido esencialmente por reducir el horizonte predictivo). Basándonos en la información disponible a día de hoy, el rango 49–53 €/MWh nos resulta más verosímil que el rango 44–49 €/MWh. Desde nuestro punto de vista, con muy alta probabilidad, el precio promedio de 2015 se situará entre 48 y 51 €/MWh. Si estas cifras resultan aproximadamente correctas, el precio del pool habrá crecido entre el 12% y el 18% frente al registro de 2014, impulsado por 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.

Para el **tercer y cuarto trimestre** del ejercicio, las previsiones en el escenario base sitúan la media aritmética del mercado eléctrico en 53 y 48 €/MWh, respectivamente. Los elementos que introducen más incertidumbre en las proyecciones (además de los habituales factores de naturaleza climatológica y macroeconómica) son el efecto del aumento interconexión con Francia y el comportamiento de los agentes en el mercado, especialmente variable en los últimos tiempos.

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

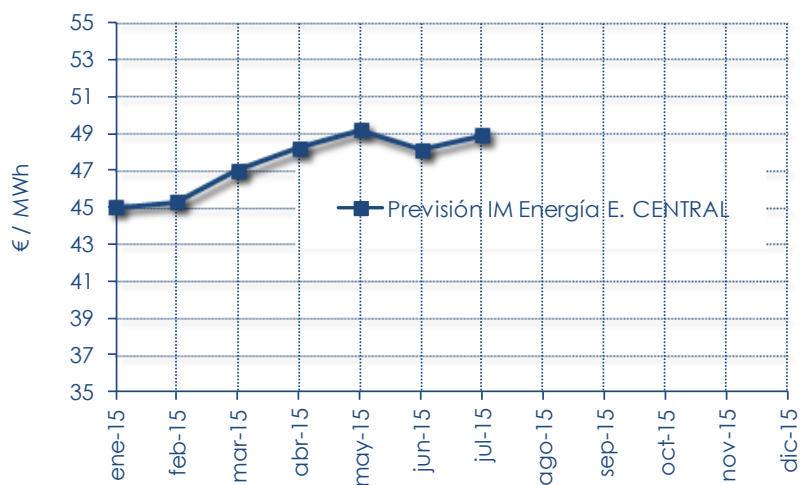
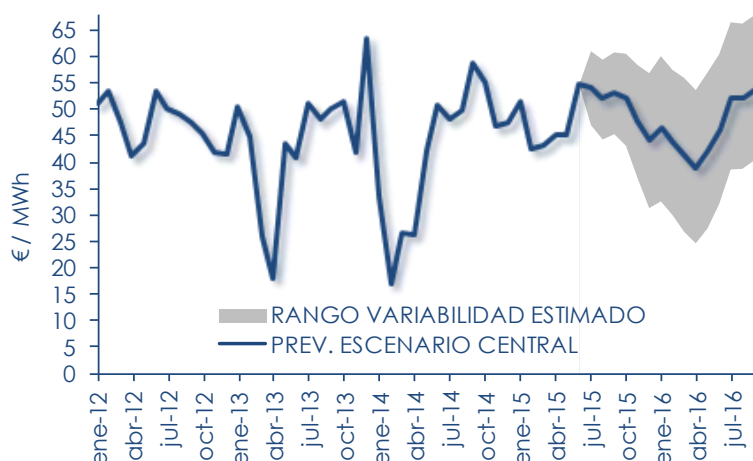


Gráfico 32. Previsión del precio medio mensual. Año móvil



Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2015)

El **mercado a plazo** ha progresado de manera marcadamente alcista en los últimos meses. Ahora, la cotización en OMIP de los contratos carga-base para los trimestres Q3 y Q4 asciende a 54 y 49 €/MWh, respectivamente, aproximadamente 1 €/MWh por encima de nuestras proyecciones para el spot en esos periodos. Esta situación difiere de la que describíamos en el anterior informe de previsión. Véase que, por ejemplo, en el inicio de abril, el precio en el mercado de OMIP para el tercer trimestre de 2015 era de 49,5 €/MWh, mientras nuestra previsión para el pool era 53 €/MWh. Hoy en día, nuestros números apenas han variado en relación a aquellas fechas y, por el contrario, la cotización de los futuros para ese vencimiento ha aumentado 4,5 €/MWh.

Las discrepancias entre las previsiones de nuestros modelos y los precios de futuros se intensifican en los dos primeros trimestres de 2016: las primeras sugieren precios medios de 44 y 43 €/MWh, respectivamente, mientras los contratos cotizan a precios a casi 3 €/MWh más para ambos vencimientos. Por el contrario, nuestras expectativas y las del mercado resultan consistentes en lo que concierne a 2016.Q3 ([Tabla 14](#)).

Tabla 14. Comparación previsión precio spot vs cotizaciones a plazo

	Cotizaciones OMIP			Previsión Spot
	01-jun	15-jun	29-jun	IM Energía
2015.Q3	52,7	52,8	53,9	53,2
2015.Q4	48,4	48,6	49,0	48,1
2016.Q1	47,0	47,4	47,5	43,9
2016.Q2	44,5	44,8	45,6	42,4
2016.Q3	50,9	51,3	52,1	52,8

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 1 de julio de 2015)

ANEXO 1. METODOLOGÍA

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

- Para la previsión del precio medio mensual del mercado diario se utilizan cinco modelos econométricos alternativos de series temporales. La previsión final resulta de la combinación lineal óptima de las previsiones de éstos.
- Los modelos de precios utilizan como inputs la demanda eléctrica, el balance de energía desglosado por tipo de tecnología y los precios de combustibles.
- La previsión de dichas variables requiere, a su vez, de modelos de previsión particularizados para ellas, así como de la incorporación de ciertas hipótesis, resumidas en la **Tabla 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 2015		
Tasas de variación anual		
	PIB	VAB INDUSTRIA
BAJO	+2,1%	+1,3%
MEDIO	+2,6%	+2,7%
ALTO	+3,4%	+3,5%
PRECIOS DE COMBUSTIBLES (Escenario Central)		
	MEDIA 2014 (Dato)	MEDIA 2015 (Hipótesis)
GAS (NBP)	21,2 €/MWh	21,1 €/MWh
CARBÓN (API-2)	8,1 €/MWh	7,5 €/MWh
CO ₂ (EUA)	6,0 €/t	7,4 €/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.