



INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

Nº 81

Fecha de publicación: 14 de enero 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

La eólica ha aportado el 21,1% de la generación total en el mes de diciembre 2014, prácticamente igual que la aportada en el mismo mes del año anterior. Durante todo el 2014, la eólica ha supuesto un 19,5% del total de la generación, frente al 20,4% del 2013, lo que convierte a la eólica en la segunda tecnología de producción.

La demanda de energía eléctrica, una vez descontados los efectos de laboralidad y temperatura ha decrecido un 2,5% en diciembre 2014 respecto a diciembre 2013. En el 2014, en términos netos, es decir, descontando los efectos de laboralidad y temperatura, el consumo eléctrico se sitúa un 0,2% inferior al 2013.

El precio medio aritmético del mercado diario ha aumentado en el mes de diciembre 2014, siendo 47,47 €/MWh, un 1,2% superior al del mes anterior (46,8 €/MWh). El precio medio aritmético en el 2014 se ha situado en 42,13 €/MWh, frente al promedio de 44,26 €/MWh del 2013.

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de febrero 2015 se sitúan actualmente en torno a 47,75 €/MWh para el carga base y en 54,80 €/MWh para el carga punta. Por lo que respecta al Q2-15 (segundo trimestre 2015) los precios se reducen para situarse en 40,95 €/MWh en carga base.

| | dic-14 | dic-13 | Variación (%) | ene-dic 2014 | ene-dic 2013 | Variación 2014/2013 |
|---------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|---------------------|
| Precio MD (€/MWh) | 47,47 | 63,64 | -25,4% | 42,13 | 44,26 | -4,8% |
| Hidráulica (GWh) | 2.961 | 2.302 | 28,6% | 35.840 | 33.970 | 5,5% |
| Nuclear (GWh) | 4.917 | 4.173 | 17,8% | 57.395 | 56.827 | 1,0% |
| Carbón (GWh) | 4.332 | 4.991 | -13,2% | 44.030 | 39.807 | 10,6% |
| Ciclo combinado (GWh) | 2.032 | 2.848 | -28,7% | 21.905 | 25.084 | -12,7% |
| Consumos en generación (GWh) ⁽¹⁾ | -626 | -635 | -1,4% | -6.566 | -6.285 | 4,5% |
| EÓLICA (GWh) | 4.824 | 4.943 | -2,4% | 50.740 | 54.337 | -6,6% |
| % sobre la generación total | 21,1% | 21,1% | | 19,5% | 20,4% | |
| Factor de capacidad (%) | 28,4% | 29,2% | | 25,4% | 27,3% | |
| Resto Hidráulica (GWh) | 655 | 511 | 28,2% | 7.033 | 7.097 | -0,9% |
| Solar PV (GWh) | 450 | 413 | 9,0% | 7.839 | 7.900 | -0,8% |
| Solar térmica (GWh) | 153 | 158 | -3,2% | 5.013 | 4.440 | 12,9% |
| Térmica renovable (GWh) | 408 | 444 | -8,1% | 4.721 | 5.060 | -6,7% |
| Cogeneración y resto (GWh) | 2.129 | 2.667 | -20,2% | 25.589 | 31.996 | -20,0% |
| Consumos en bombeo (GWh) | -476 | -581 | -18,1% | -5.377 | -5.960 | -9,8% |
| Enlace Península-Baleares (GWh) ⁽²⁾ | -88 | -88 | | -1.299 | -1.269 | 2,4% |
| Intercambios internacionales (GWh) ⁽³⁾ | -376 | -421 | -10,7% | -3.430 | -6.731 | -49,0% |
| DEMANDA DE TRANSPORTE (b.c.) (GWh) | 21.295 | 21.725 | -2,0% | 243.433 | 184.320 | 32,1% |

Fuente: Datos REE, OMIE y elaboración AEE

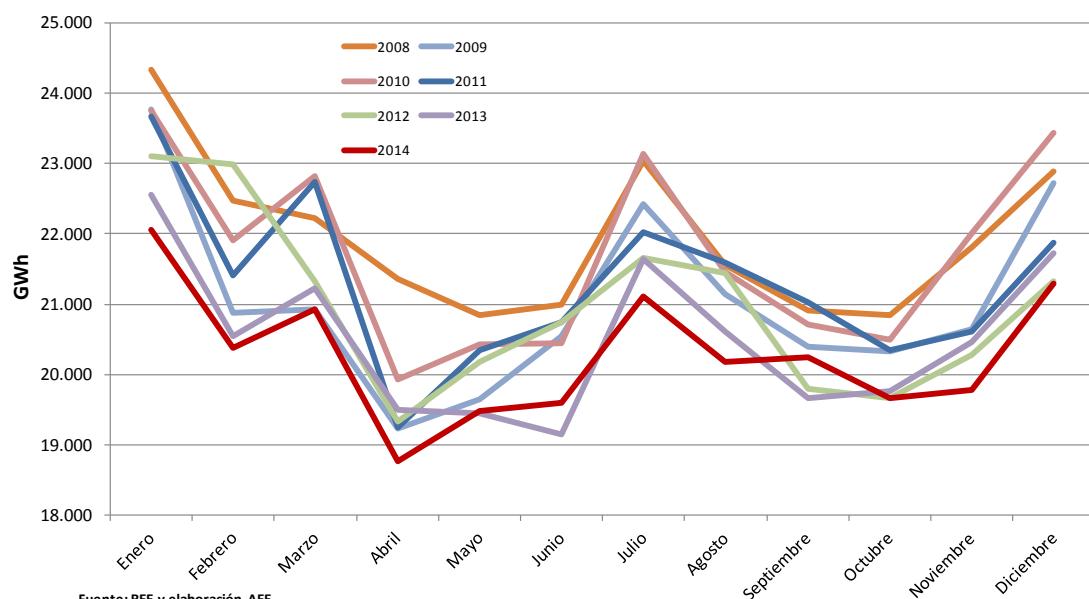
- (1) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel+gas y ciclo combinado.
 (2) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012
 (3) Valor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

2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

La demanda bruta se ha situado en 21.294 GWh, un 2,1% menos que la del mismo mes del 2013, una vez descontados los efectos de laboralidad y temperaturas, la demanda de energía eléctrica ha disminuido un 2,5% respecto al mismo mes del año anterior.

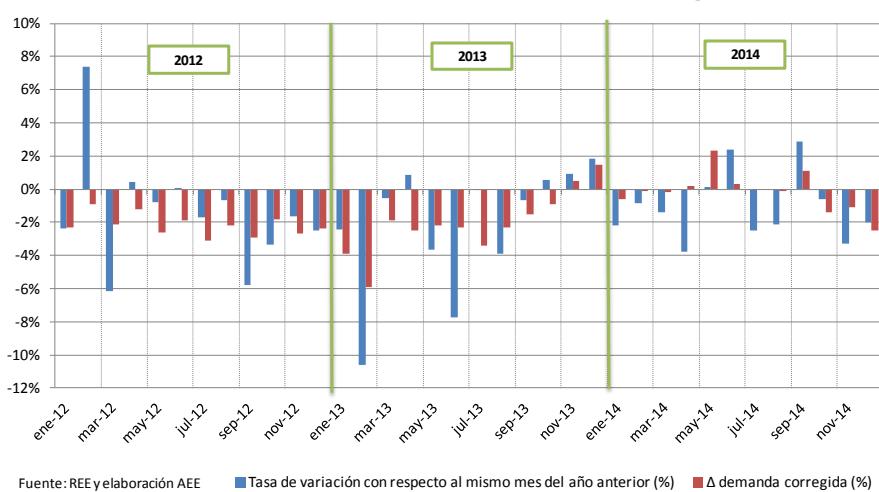
Durante todo el 2014, la demanda de transporte en barras de central se ha situado un 1,2% por debajo de la del mismo periodo del 2013. **En términos netos**, es decir, descontando los efectos de laboralidad y temperatura, **el consumo eléctrico es un 0,2% inferior a 2013**.

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



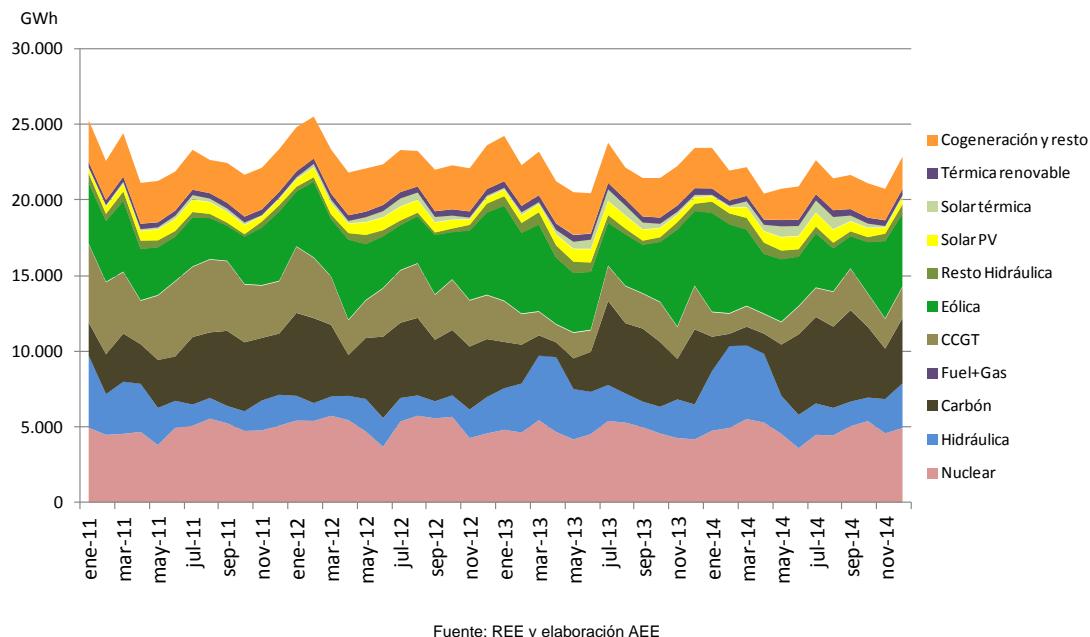
En el siguiente gráfico se representa la variación mensual de la demanda de energía eléctrica, en términos brutos (barras azules) y la variación del consumo eléctrico corregido por los efectos de laboralidad y temperatura (barras rojas).

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



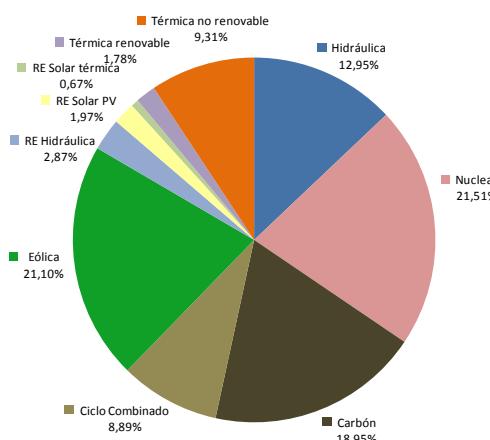
En el siguiente gráfico se representa la evolución mensual de la generación según las distintas tecnologías, en GWh.

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



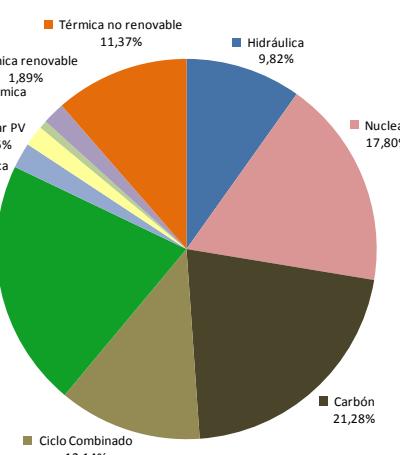
En el mes de diciembre la eólica ha aportado el 21,1% de la generación total, siendo la segunda tecnología de generación por detrás de la nuclear con un 21,5% de la producción total de dicho mes. El carbón se sitúa en tercera posición con casi un 19%.

Gráfico 04. Estructura de generación. Diciembre 2014



Fuente: REE y elaboración AEE

Gráfico 05. Estructura de generación. Diciembre 2013

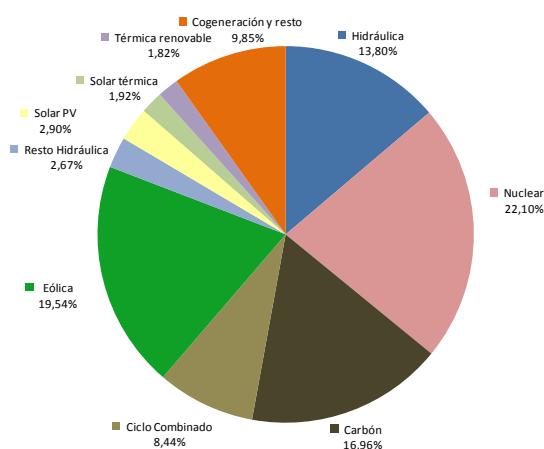


Fuente: REE y elaboración AEE

Al finalizar el 2014, la eólica se sitúa como segunda tecnología de generación, con una aportación de un 19,5% del total, por detrás de la nuclear con un 22,1%. La generación con carbón es la tercera tecnología en cuanto a generación con un 17%.

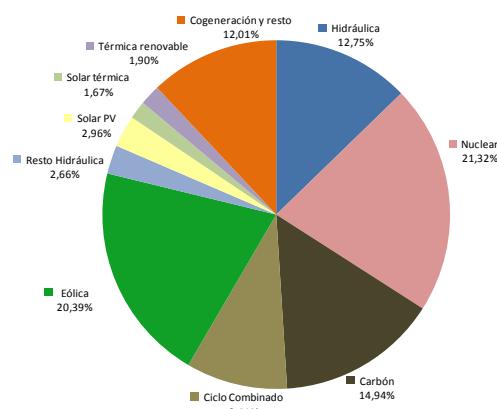
Los ciclos combinados mantienen tasas de crecimiento negativas, aportando un 8,4%.

**Gráfico 06. Estructura de generación.
Enero a Diciembre 2014**



Fuente: REE y elaboración AEE

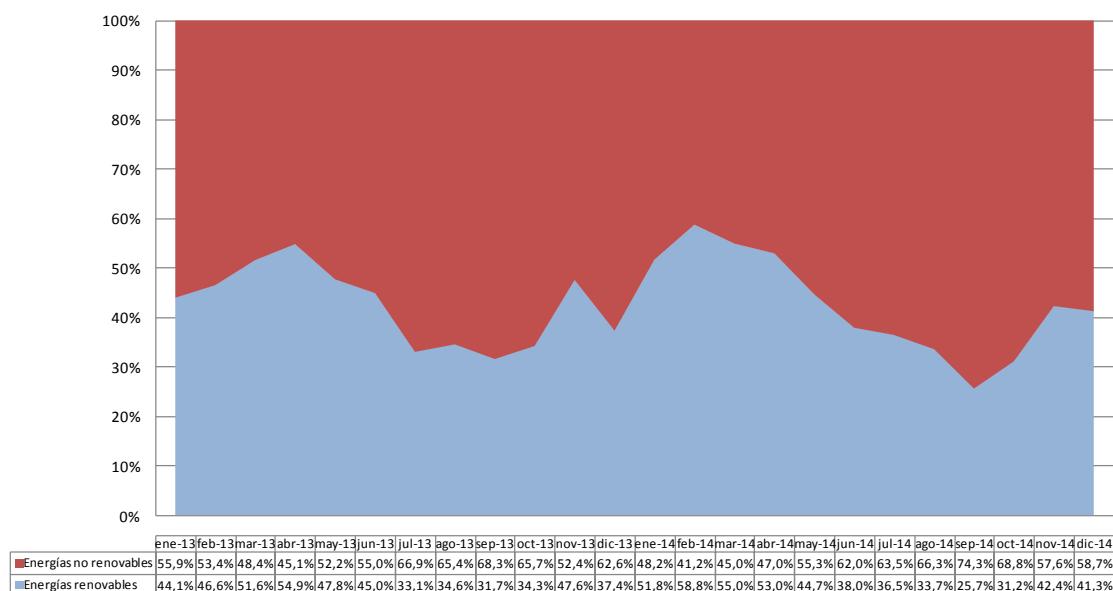
**Gráfico 07. Estructura de generación.
Enero a Diciembre 2013**



Fuente: REE y elaboración AEE

La contribución de la generación procedente de fuentes de energía renovable en el mes de diciembre de 2014 ha sido de 41,3%. Durante todo el año 2014, la **contribución de las energías renovables asciende a 42,7%** del total de la energía generada.

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



Fuente: REE y elaboración AEE

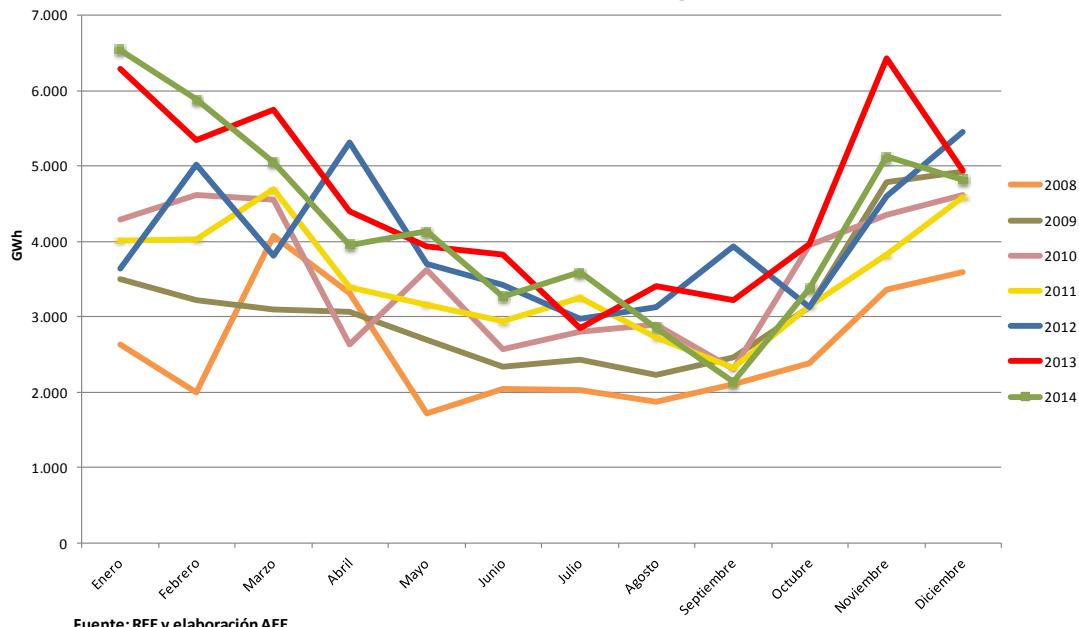
2.1 Eólica

2.1.1 Generación eólica

Los casi 23 GW de potencia eólica instalada en España han generado en diciembre 4.824 GWh, un 2,4% menos que la producción del mismo mes de diciembre 2013.

Durante todo el 2014, la producción eólica ha sido 50.741 GWh, un 6,6% inferior que la generación del 2013.

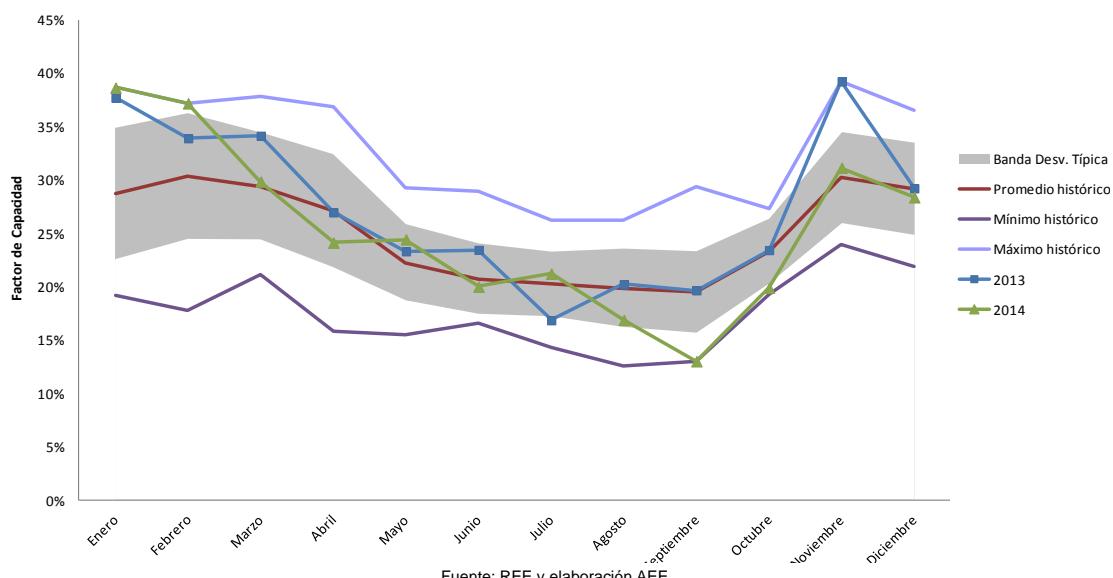
Gráfico 09. Evolución mensual de la generación eólica. 2008-2014



Fuente: REE y elaboración AEE

En diciembre el factor de capacidad de la eólica se ha situado en 28,4%. En el 2014 el **factor de capacidad medio de la eólica ha sido de 25,4%**, inferior al factor de capacidad del 2013 que se situó en 27,3%.

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



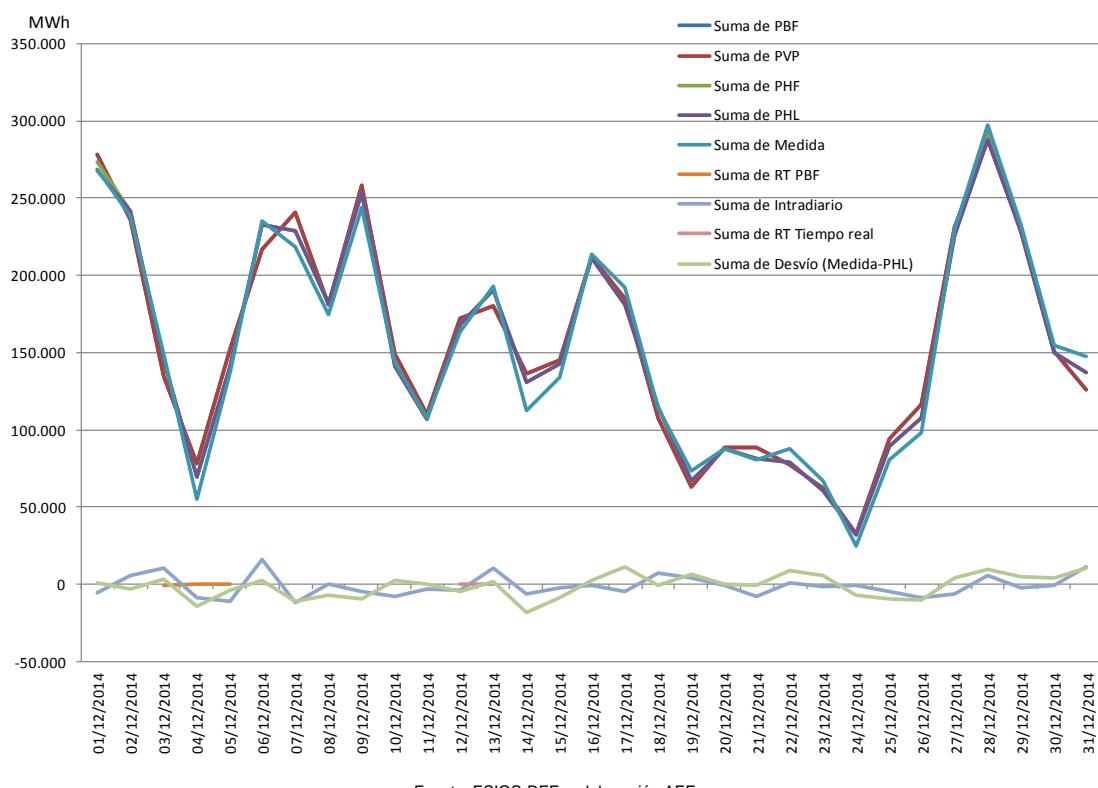
Fuente: REE y elaboración AEE

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 2014, donde:

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

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



Fuente: ESIOS-REE y elaboración AEE

Las restricciones técnicas, tanto después del Programa Básico de Funcionamiento como en Tiempo Real, se sitúan en un 0,24% de la producción eólica medida en el mes de diciembre, y en todo el 2014 **alcanzan 517 GWh, un 1,023% de la generación total medida** (entorno a 50,7 TWh).

Tabla 01. Restricciones a la producción eólica. 2014

| Fecha | Generación (MWh) MEDIDA | RT PBF (MWh) | RT Tiempo real (MWh) | (RT PDBF + RT Tiempo real) / Medida |
|-------------------|----------------------------|-----------------|-------------------------|-------------------------------------------|
| ene-14 | 6.539.550 | 0 | -131.666 | -2,013% |
| feb-14 | 5.883.697 | 0 | -213.598 | -3,630% |
| mar-14 | 5.036.668 | -1.809 | -109.834 | -2,217% |
| abr-14 | 3.948.131 | -338 | -3.021 | -0,085% |
| may-14 | 4.133.019 | -736 | -4.176 | -0,119% |
| jun-14 | 3.272.654 | -2.262 | -1.008 | -0,100% |
| Jul-14 | 3.589.632 | -2.074 | -4.381 | -0,180% |
| Ago-14 | 2.855.349 | -412 | -152 | -0,020% |
| Sept-14 | 2.128.526 | -1.117 | -1.515 | -0,124% |
| Oct-14 | 3.364.516 | -4.517 | -5.363 | -0,294% |
| Nov-14 | 5.060.196 | -719 | -16.705 | -0,344% |
| Dic-14 | 4.757.600 | -610 | -11.196 | -0,248% |
| TOTAL 2014 | 50.569.536 | -14.594 | -502.613 | -1,023% |

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 diciembre, es decir, cuando la producción eólica real ha resultado superior a la programada, se ha situado en +6,4%; en cuanto al desvío negativo ha disminuido (teniendo en cuenta las horas en las que la producción eólica real ha sido inferior que la programada) y se ha situado en -8,8%.

Tabla 02. Desvío eólico promedio mensual. 2014

| Fecha | Promedio mensual desvío positivo | Promedio mensual desvío negativo |
|----------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|
| Enero 14 | 9,8% | -6,1% |
| Febrero 14 | 9,8% | -6,3% |
| Marzo 14 | 10,6% | -9,8% |
| Abril 14 | 11,6% | -11,7% |
| Mayo 14 | 10,8% | -9,4% |
| Junio 14 | 15,9% | -8,9% |
| Julio 14 | 8,8% | -8,1% |
| Agosto 14 | 12,4% | -10,8% |
| Septiembre 14 | 15,4% | -16,6% |
| Octubre 14 | 7,2% | -13,1% |
| Noviembre 14 | 5,2% | -10,4% |
| Diciembre 14 | 6,4% | -8,8% |
| Promedio 2014 | 10,6% | -10,3% |

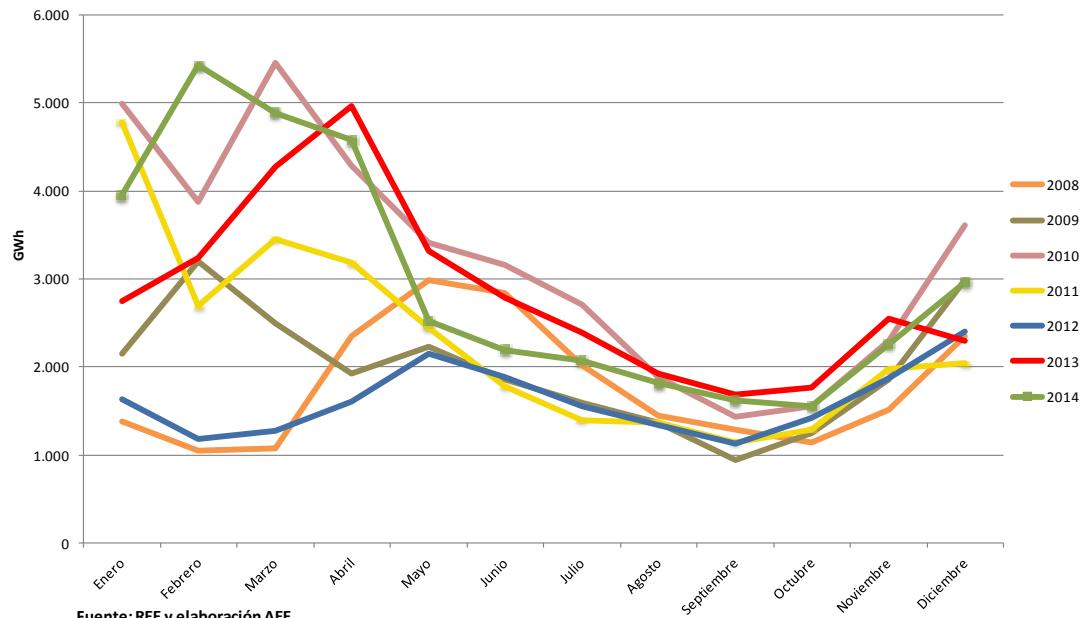
Fuente: Datos REE y elaboración AEE

2.2 Generación hidráulica

Las centrales hidráulicas han generado 2.961 GWh, un 28,6% más que la generación de diciembre de 2013, lo que ha supuesto un 12,9% de la generación total de diciembre 2014, frente al 9,8% del mismo mes de 2013.

En el 2014, las centrales hidráulicas han producido 35.839 GWh, un 5,5% más que la del 2013.

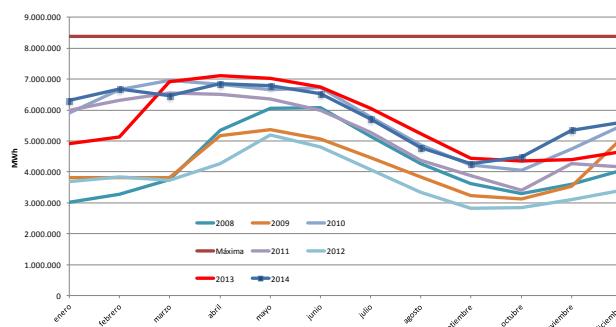
Gráfico 12. Generación hidráulica mensual. 2008-2014



Fuente: REE y elaboración AEE

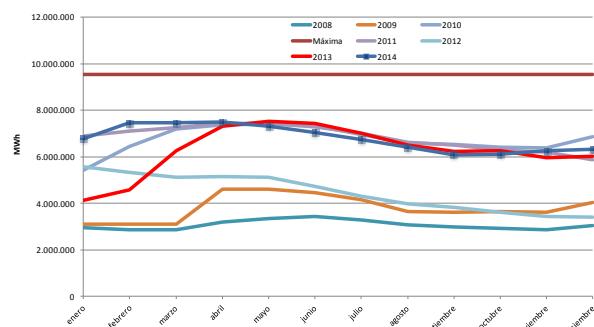
El conjunto de las reservas de los embalses en diciembre han aumentado ligeramente respecto al mes de noviembre. Las reservas en régimen anual se sitúan en un 62,4% respecto a la capacidad máxima, frente al 59,5% del mes anterior. En régimen hiperanual se sitúan en un 66% de su capacidad máxima, frente al 65,3% del mes de noviembre 2014.

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



Fuente: Datos Balance Diario REE y elaboración AEE

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

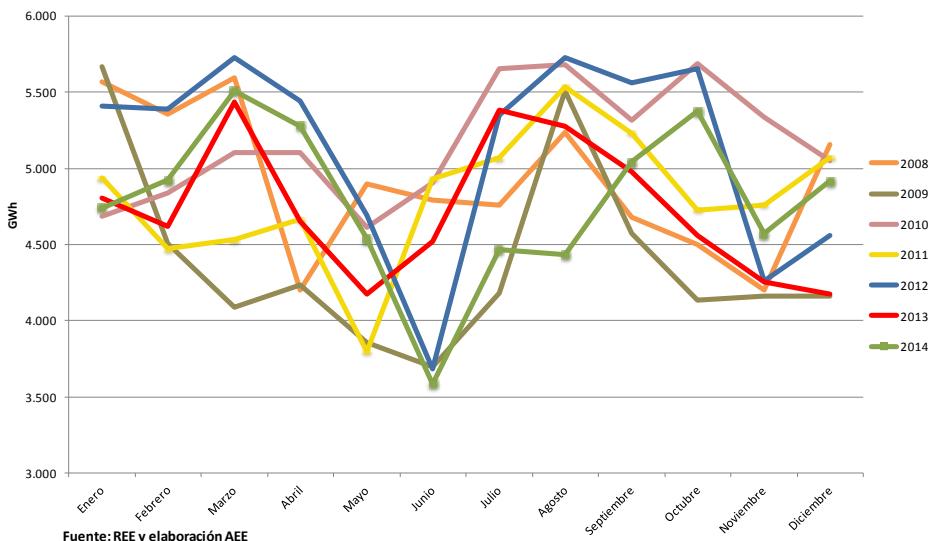


2.3 Generación nuclear

Con 4.917 GWh producidos en diciembre 2014 las centrales nucleares han generado un 17,8% más que la del mismo mes del 2013.

Durante el 2014, las centrales nucleares han generado 57.394 GWh, un 1% más que la generación del 2013.

Gráfico 15. Generación nuclear mensual. 2008 - 2014



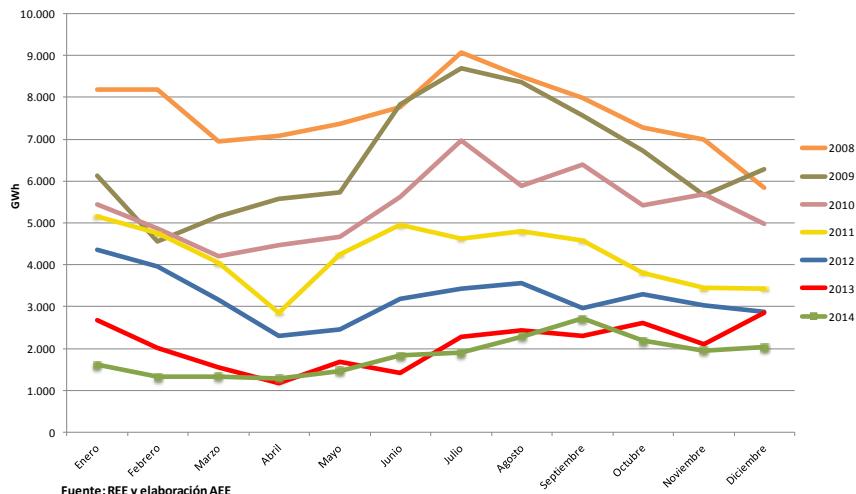
Fuente: REE y elaboración AEE

2.4 Generación de ciclo combinado

Los ciclos combinados han producido 2.032 GWh en diciembre 2014, un 28,8% menos que en el mismo mes del año anterior. En el año 2014, han generado 21.905 GWh, un 12,7% menos que en el 2013.

Según el último informe del operador del sistema, la potencia instalada de los ciclos combinados asciende a 25.353 MW, cuyo factor de capacidad en diciembre se sitúa en 10,7%. El factor de capacidad promedio durante el 2014 de los ciclos combinados ha sido de 9,83%

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



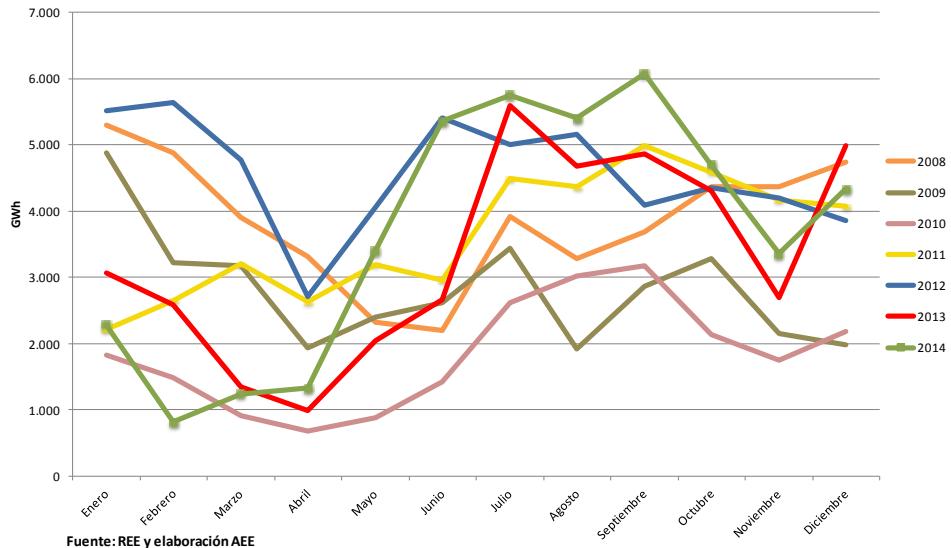
Fuente: REE y elaboración AEE

2.5 Generación térmica con carbón

Las centrales de carbón han generado en diciembre 2014 un total de 4.332 GWh, que es un 13,2% inferior a la generación del mismo mes del 2013.

En el 2014, las centrales de carbón han generado 44.030 GWh, un 10,6% más que en el 2013.

Gráfico 17. Generación de carbón mensual. 2008 – 2014

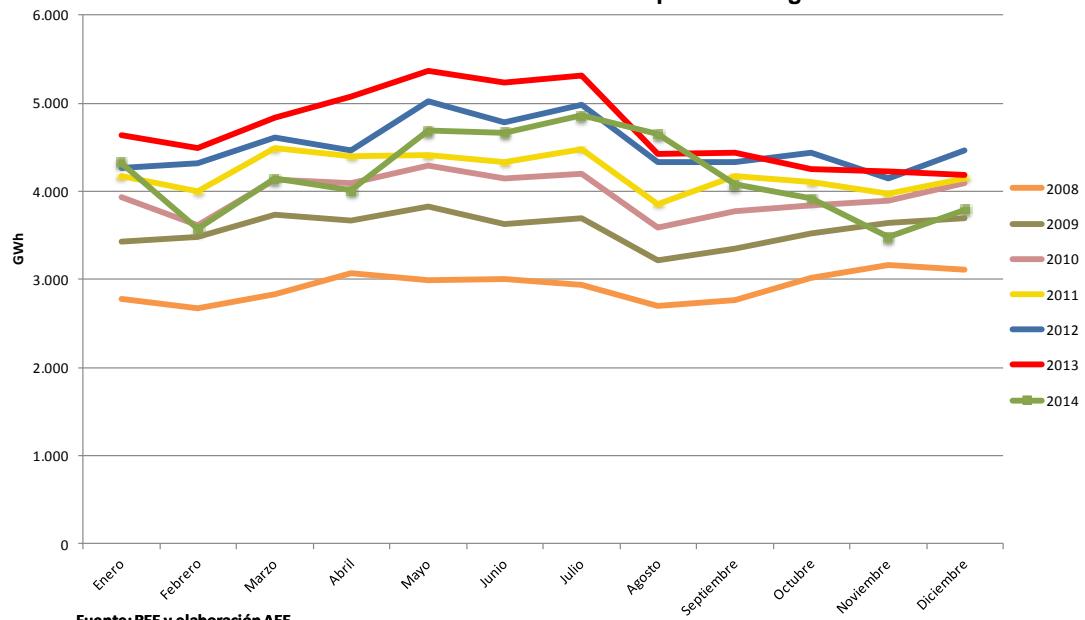


Fuente: REE y elaboración AEE

2.6 Resto de tecnologías renovables, cogeneración y residuos

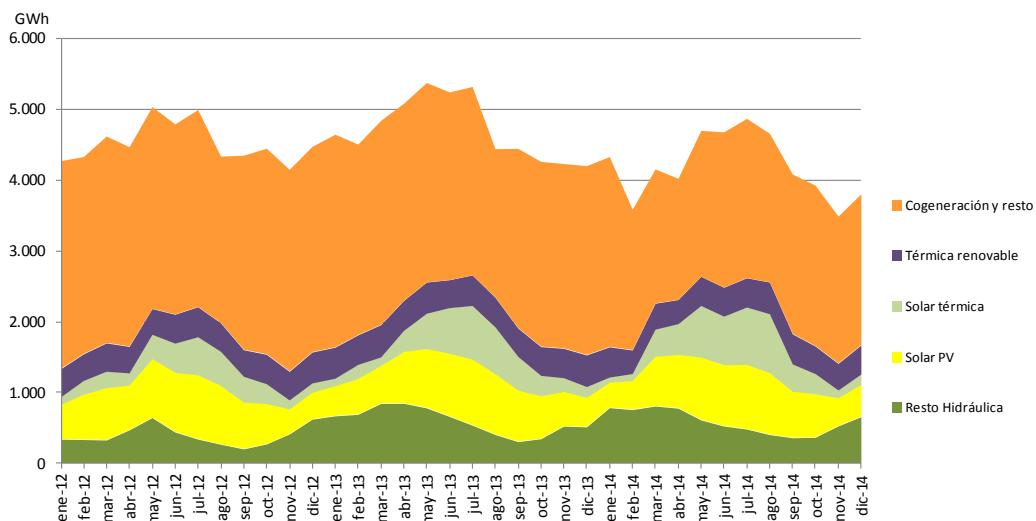
Estas tecnologías han generado 3.795 GWh en diciembre 2014, siendo inferior en un 9,5% a la producción del mismo mes del año anterior. En el 2014 la producción de estas tecnologías han ascendido a 50.195 GWh

Gráfico 18. Generación mensual por tecnologías. 2008-2014



Fuente: REE y elaboración AEE

Gráfico 19. Generación mensual por tecnologías. 2012-2014



Fuente: Datos REE y elaboración AEE

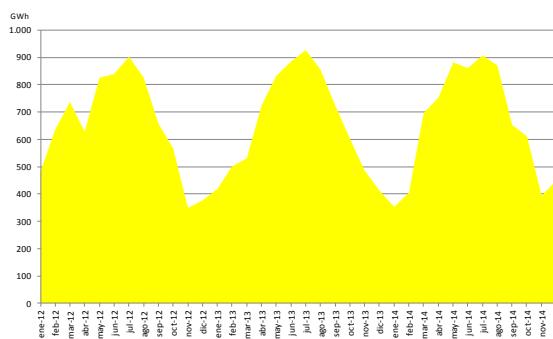
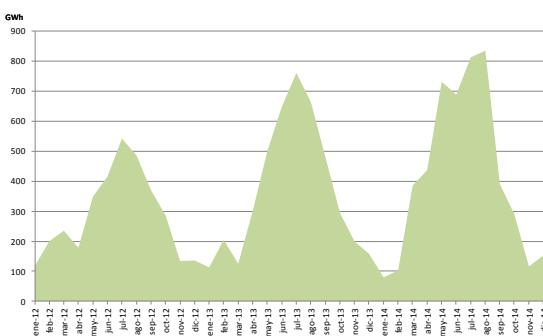
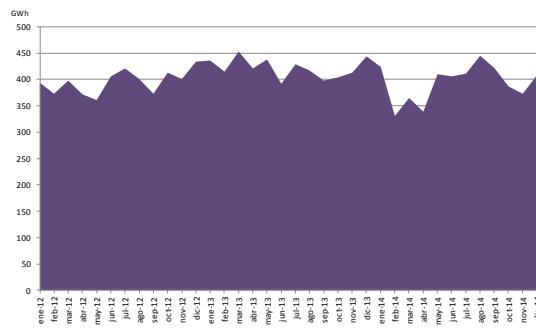
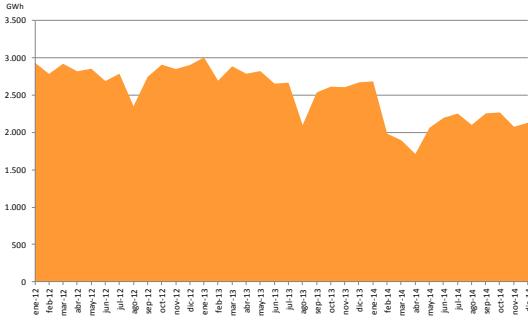
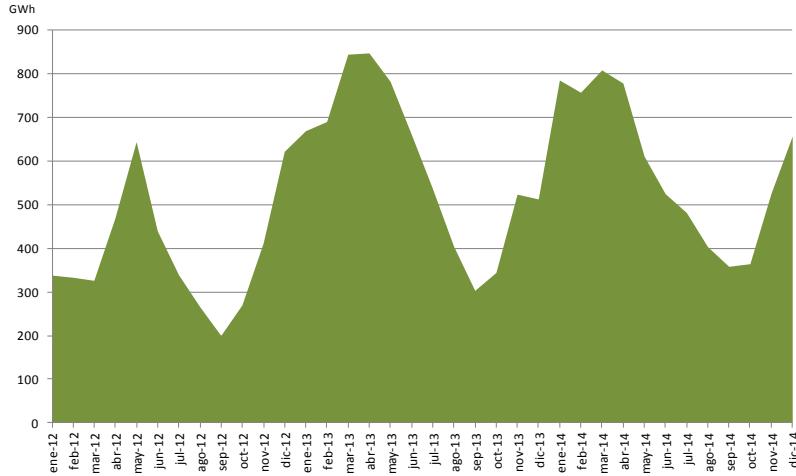
La solar fotovoltaica ha generado 450 GWh, un 7,9% más que la producción del mes de diciembre de 2013. Durante el 2014 han producido 7.838 GWh, un 1% menos que en el año anterior.

La solar térmica ha producido en diciembre 2014, 153 GWh, un 3,7% inferior al mismo mes de 2013. En el 2014, han producido 5.013 GWh, un 12,9% más que en 2013.

La producción de la tecnología térmica renovable en el mes de diciembre ha sido 408 GWh, un 8,2% inferior a la del mismo mes del año anterior. En todo el año 2014 ha alcanzado 4.722 GWh, un 6,8% inferior a la del 2013.

La hidráulica ha producido 655 GWh en diciembre 2014, un 28% más que en diciembre 2013. Siendo la producción en 2014, 7.032 GWh, un 0,9% inferior a la del 2013.

Por último, la generación de energía eléctrica de la cogeneración, ha sido un 20,3% inferior que la del mismo mes de diciembre de 2013, alcanzando 2.129 GWh. En el 2014 la producción ha sido de 25.588 GWh, un 20,1% inferior que la del 2013.

Gráfico 20. Solar fotovoltaica. 2012-2014

Gráfico 21. Solar térmica. 2012-2014

Gráfico 22. Térmica renovable. 2012-2014

Gráfico 23. Cogeneración y resto. 2012-2014

Gráfico 24. Resto hidráulica. 2012-2014


Fuente: Datos REE y elaboración AEE

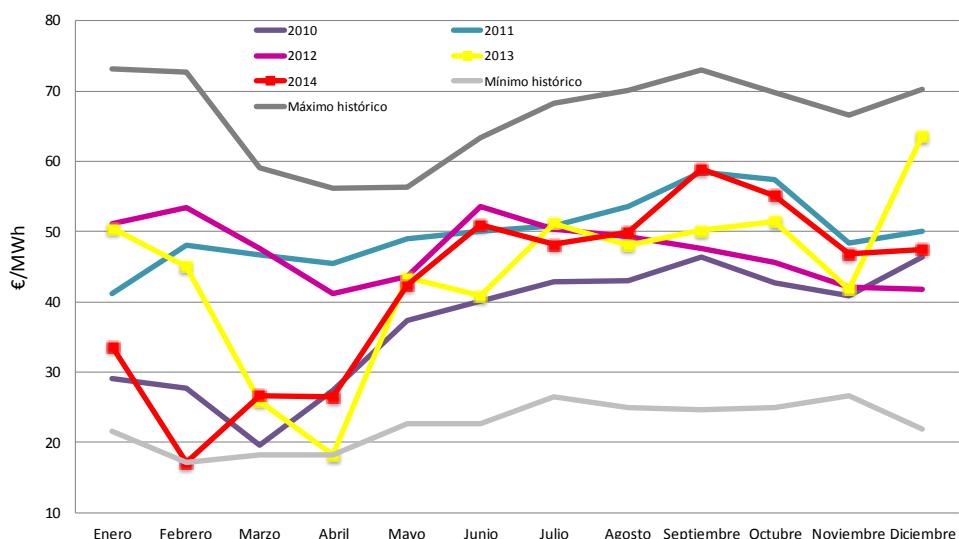
3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y RETRIBUCIÓN EÓLICA

3.1 Precio del mercado diario

El precio medio aritmético del mercado diario aumenta en el mes de diciembre 2014. Con 47,47 €/MWh en el mes de diciembre, el precio medio aritmético ha sido un 1,4% superior que del mes anterior (46,8 €/MWh) y un 25,4% inferior al precio medio aritmético del mes de diciembre de 2013 (63,64 €/MWh).

El precio medio aritmético en 2014 se ha situado en 42,13 €/MWh, frente al promedio de 44,26 €/MWh del 2013.

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



Fuente: OMIE y elaboración AEE

La diferencia entre los precios mínimos y máximos ha disminuido en el mes de diciembre respecto al mes anterior, oscilando entre un precio mínimo de 2,3 €/MWh el domingo día 28 a desde las 04:00h hasta las 06:00h, y un precio máximo de 72,69 €/MWh a las 21:00h del miércoles día 3.

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

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

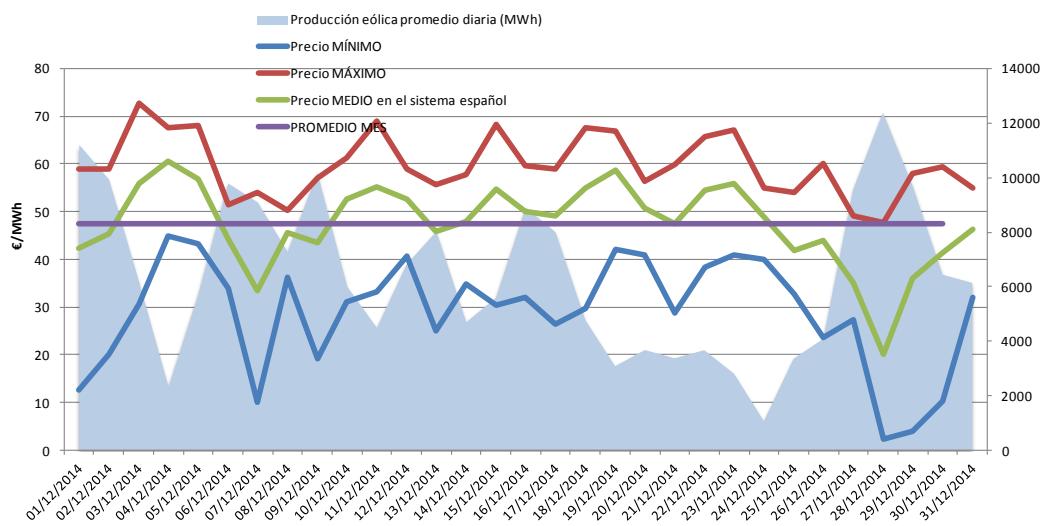
| | Precio mínimo (€/MWh) | Precio medio aritmético sistema español (€/MWh) | Precio máximo (€/MWh) | Horas a precio cero | Variación respecto al mes anterior (%) | Variación respecto al mismo mes del año anterior (%) |
|--------|-----------------------|-------------------------------------------------|-----------------------|---------------------|----------------------------------------|------------------------------------------------------|
| ene-13 | 0,0 | 50,5 | 87,54 | 16 | 21% | -1% |
| feb-13 | 0,0 | 45,04 | 90,0 | 32 | -11% | -16% |
| mar-13 | 0,0 | 25,92 | 90,0 | 165 | -42% | -46% |
| abr-13 | 0,0 | 18,17 | 90,0 | 211 | -30% | -56% |

| | | | | | | |
|--------|-------|-------|---------|----|------|------|
| may-13 | 16,7 | 43,45 | 72,5 | 0 | 139% | 0% |
| jun-13 | 0,0 | 40,87 | 57,25 | 4 | -6% | -24% |
| jul-13 | 11,5 | 51,16 | 68,69 | 0 | 25% | 2% |
| ago-13 | 20, | 48,09 | 62,8 | 0 | -6% | -3% |
| sep-13 | 1,0 | 50,20 | 72,0 | 0 | 4% | 5% |
| oct-13 | 1,0 | 51,49 | 79,99 | 0 | 3% | 13% |
| nov-13 | 0,0 | 41,81 | 72,08 | 13 | -19% | -1% |
| dic-13 | 0,0 | 63,64 | 112,000 | 37 | 52% | 52% |
| ene-14 | 0,0 | 33,62 | 96,3 | 64 | -47% | -33% |
| feb-14 | 0,0 | 17,12 | 110,0 | 82 | -49% | -62% |
| mar-14 | 0,0 | 26,67 | 90,0 | 31 | 56% | 3% |
| abr-14 | 2,98 | 26,44 | 50,0 | 0 | -1% | 46% |
| may-14 | 12,00 | 42,41 | 72,9 | 0 | 60% | -2% |
| jun-14 | 7,00 | 50,95 | 69,99 | 0 | 20% | 25% |
| 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% |

Fuente: OMIE y elaboración AEE

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

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

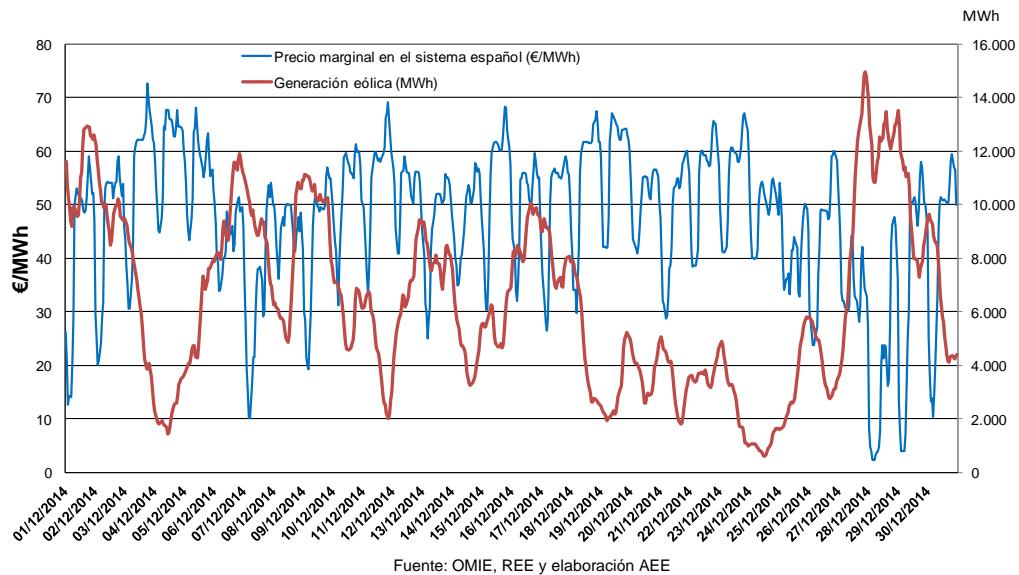


Fuente: OMIE y elaboración AEE

La generación eólica promedio diaria en el mes de diciembre ha sido 6.394 GWh mientras que en todo el año 2014, el promedio de generación eólica ha sido de **5.766 GWh**

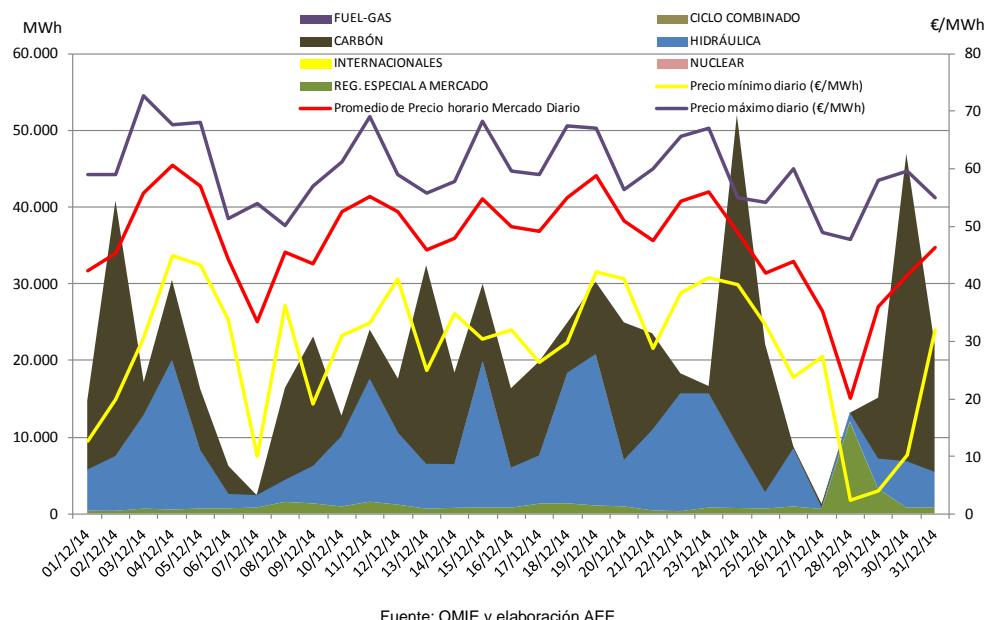
La correlación negativa entre producción eólica y precios se puede observar en la evolución horaria, tal y como se representa en el siguiente gráfico, el impacto depresor en el precio es evidente.

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



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 2014 se representa en el siguiente gráfico, además del promedio medio, mínimo y máximo diario del mercado diario.

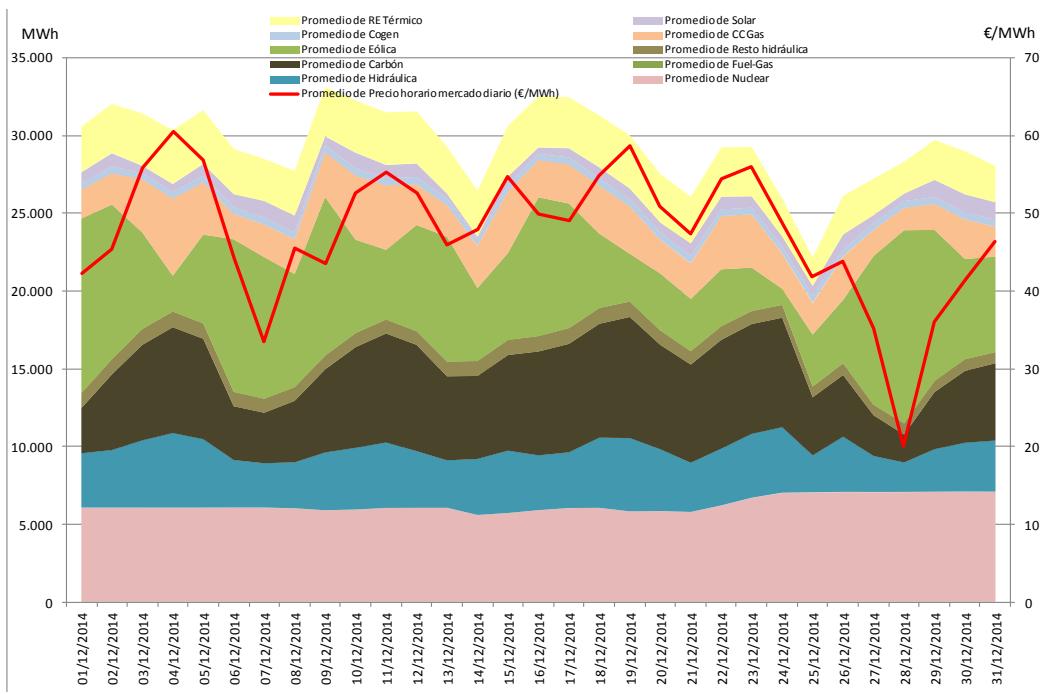
Gráfico 28. Energía por tecnologías casada y ofertada a precio igual o superior al 95% del marginal y precio medio diario del MD. Diciembre 2014



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

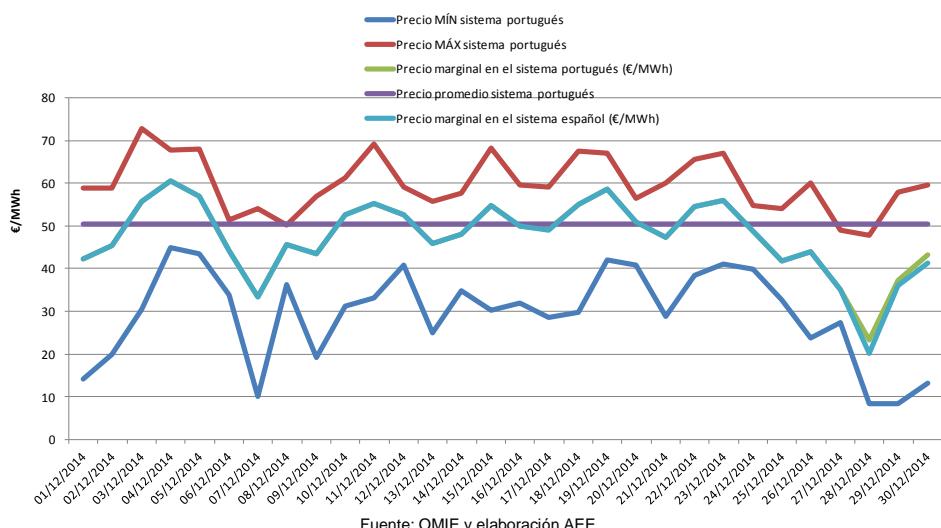
como en la mayor parte de las horas en las que la producción eólica aumenta, el precio medio diario disminuye.

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



El precio medio aritmético en el sistema eléctrico portugués se ha situado en 47,69 €/MWh, ligeramente superior (+0,45%) que el precio medio aritmético del sistema eléctrico español (47,47 €/MWh), en el 96% de las horas los precios de ambos sistemas han resultado iguales, el 3% de las horas el precio del sistema eléctrico portugués ha resultado superior y el 1% de las horas el precio del sistema eléctrico español ha sido superior al portugués.

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



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.

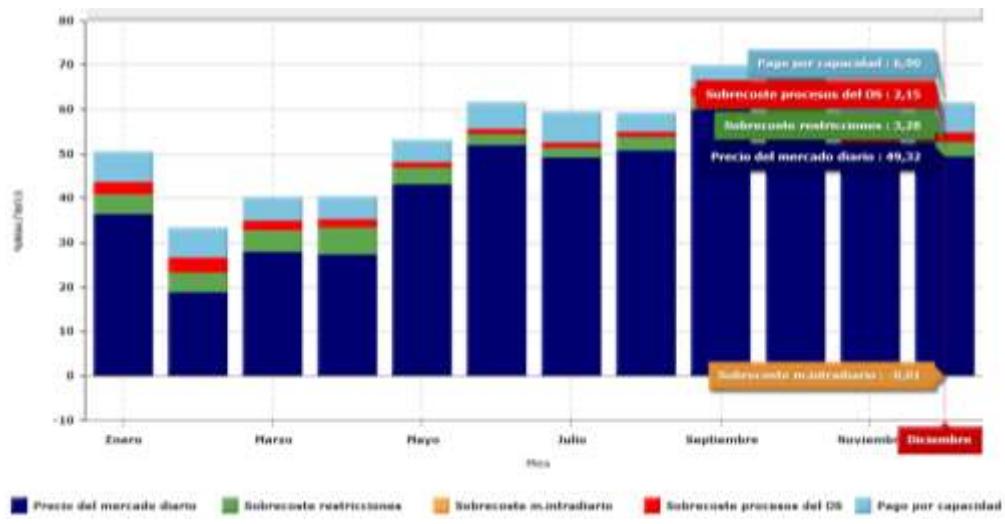
Tabla 04. Comparativa precio sistema portugués y español. Diciembre 2014

| | Nº horas | % |
|-----------------------|------------|-------------|
| PEspañol = PPortugués | 714 | 96% |
| PEspañol < PPortugués | 23 | 3% |
| PEspañol > PPortugués | 7 | 1% |
| TOTAL | 744 | 100% |

Fuente: OMIE y elaboración AEE

Respecto al precio final medio, en el mes de diciembre se ha alcanzado los 61,64 €/MWh, ligeramente superior al del mes anterior. El precio del mercado diario más mercados intradiarios, ha sido 49,32 €/MWh, más de 3,28 €/MWh por el coste de las restricciones técnicas, 2,15 €/MWh del resto de los procesos de operación, y 6,90 €/MWh por los pagos por capacidad.

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



Fuente: OMIE

3.2 Futuros de OMIP

Los precios de los futuros de OMIP (www.omip.pt) para el mes de febrero 2015, actualmente se sitúan en torno a 47,75 €/MWh para el carga base y en 54,80 €/MWh para el carga punta.

En cuanto a los productos trimestrales, Q2 y Q3 de 2015 los futuros han disminuido respecto a los valores del informe anterior.

Tabla 05. Futuros OMIP trimestrales

| En €/MWh | Producto Base | Producto Punta |
|----------|---------------|----------------|
| Q2-2015 | 40,95 | 45,86 |
| Q3-2015 | 47,33 | 52,44 |
| Q4-2015 | 45,88 | 50,72 |

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

Tabla 06. Futuros OMIP anuales

| En €/MWh | Producto Base | Producto Punta |
|-------------|------------------|-------------------|
| 2016 | 45,60 | 50,44 |
| 2017 | 46,55 | 51,21 |
| 2018 | 46,55 | 51,21 |

Fuente: OMIP y elaboración AEE

3.3 Retribución eólica

En la liquidación de la energía generada en octubre 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 octubre 2014

| Octubre 2014 | Liquidación (Millones de €) |
|------------------------|--------------------------------|
| COGENERACIÓN | 102,030 |
| SOLAR FV | 204,030 |
| SOLAR TE | 98,838 |
| EÓLICA | 104,447 |
| HIDRÁULICA | 1,540 |
| BIOMASA | 20,350 |
| RESIDUOS | 7,245 |
| TRAT. RESIDUOS | 10,652 |
| OTRAS TECN. RENOVABLES | 0,019 |
| TOTAL | 549,152 |

Respecto a la liquidación provisional 10/2014 de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos, como consecuencia de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema, contemplados en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se ha aplicado un **coeficiente de cobertura de 78,92%** al importe total de las liquidaciones acumuladas positivas correspondientes a la energía generada en el ejercicio 2014. El coeficiente de cobertura correspondiente a la liquidación provisional 9/2014 de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos fue de 72,55%.

El importe total de la retribución regulada de todas las tecnologías asciende a 5.510 Millones de euros para los nueve primeros meses del año.

Por tanto, aplicando el coeficiente de cobertura de 78,92%, la cantidad total a pagar a cuenta (descontando lo liquidado en la segunda liquidación) a todas las tecnologías renovables, cogeneración y residuos en la esta décima liquidación ascendió a 549,152 millones de euros, antes de IVA o impuesto equivalente. De los cuales la eólica percibió 104,447 M€.

La retribución regulada de la eólica en el periodo acumulado hasta octubre 2014 ascendería a 1.044,467 Millones de euros, si aplicamos el coeficiente de cobertura de esta liquidación (78,92%), ha cobrado 824,315 Millones de euros, quedando, por lo tanto, pendiente de percibir 220,152 M€.

Tabla 08. Liquidación retribución regulada. 2014

| | Liquidación acumulada* 10/2014 (Millones de €) | Cantidad a pagar a cuenta en L10/2014 **(Millones de €) | Cantidad cobrada en ene-oct 2014 (Millones €) | Cantidad pendiente de cobrar (Millones €) |
|------------------------|------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| COGENERACIÓN | 926,971 | 134,133 | 731,584 | 195,387 |
| SOLAR FV | 2.062,787 | 279,611 | 1.627,994 | 434,793 |
| SOLAR TE | 1.072,469 | 137,165 | 846,414 | 226,055 |
| EÓLICA | 1.044,467 | 142,263 | 824,315 | 220,152 |
| HIDRÁULICA | 15,403 | 5,933 | 12,156 | 3,247 |
| BIOMASA | 206,082 | 28,351 | 162,644 | 43,438 |
| RESIDUOS | 73,762 | 9,952 | 58,214 | 15,548 |
| TRAT. RESIDUOS | 108,470 | 13,215 | 85,607 | 22,863 |
| OTRAS TECN. RENOVABLES | 0,194 | 0,026 | 0,153 | 0,041 |
| TOTAL | 5.510,606 | 750,650 | 4.349,082 | 1.161,524 |

Fuente: CNMC

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

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

También en esta liquidación se ha procedido a la reliquidación de primas equivalentes, primas, incentivos y complementos, así como retribución específica, correspondientes a ejercicios anteriores al 2014. La cuantía total de estas reliquidaciones, ha ascendido a la cantidad de **3,705 Millones de €**, antes de IVA o impuesto equivalente. Estas cantidades se abonan íntegramente ya que no están afectadas de coeficiente de cobertura. Estas cantidades se incluirán en la liquidación complementaria de la liquidación provisional 14 del ejercicio 2013, tal y como se establece en la Disposición final primera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector.

Por tanto, la cantidad total a pagar a cuenta a las instalaciones por todos los conceptos en esta liquidación 10/2014 asciende a **754,355 Millones de €**, antes de IVA o impuesto equivalente.

En esta liquidación 10/2014 también se ha aplicado la metodología establecida en la DT8^a del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio para determinar las cuantías a facturar en concepto de reliquidación de la retribución específica de las instalaciones, contemplada en la DT3^a del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, en el periodo comprendido entre el 14 de julio de 2013 y el 31 de mayo de 2014. En esta liquidación se ha facturado un total de **-72,521 Millones de €**.

El precio medio aritmético y ponderado por la eólica

En diciembre el precio ponderado de la eólica ha sido casi un 7% inferior que la media aritmética. En el acumulado hasta diciembre ha resultado un 15,14% inferior.

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

| | Promedio horario generación eólica (MWh) | Precio medio ARITMÉTICO mensual | Precio medio PONDERADO por la energía eólica | Diferencia en €/MWh | Variación (%) |
|-------------------|------------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------|---------------------|----------------|
| Enero | 8.789 | 33,62 | 29,46 | -4,16 | -12,37% |
| Febrero | 8.747 | 17,12 | 14,70 | -2,42 | -14,14% |
| Marzo | 6.772 | 26,67 | 20,07 | -6,60 | -24,76% |
| Abril | 5.481 | 26,44 | 22,97 | -3,47 | -13,12% |
| Mayo | 5.526 | 42,41 | 39,92 | -2,48 | -5,86% |
| Junio | 4.524 | 50,95 | 46,55 | -4,40 | -8,64% |
| Julio | 4.819 | 48,21 | 46,14 | -2,07 | -4,30% |
| Agosto | 3.838 | 49,91 | 48,84 | -1,07 | -2,14% |
| Septiembre | 2.956 | 58,89 | 56,77 | -2,12 | -3,60% |
| Octubre | 4.516 | 55,11 | 50,76 | -4,36 | -7,91% |
| Noviembre | 7.028 | 46,80 | 42,21 | -4,59 | -9,80% |
| Diciembre | 6.395 | 47,47 | 44,07 | -3,40 | -7,16% |
| Total 2014 | 5.766 | 42,13 | 35,75 | -6,38 | -15,14% |

Fuente: Elaboración AEE

El ingreso total a mercado de la eólica según los datos publicados por REE, en el mes de diciembre se ha situado en 43,16 €/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. 2014

| | Producción medida liquidada (MWh) | Precio medio a m. diario (€/MWh) | Ganancia/ Pérdida Intradiario (€/MWh) | Pérdida por coste desvíos (€/MWh) | Pérdida por coste reserva a subir (€/MWh) | Ingreso total mercado (€/MWh) |
|---------------|-----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------|
| ene-14 | 6.536.690,73 | 29,46 | -0,23 | -1,05 | | 28,19 |
| feb-14 | 5.878.013,15 | 14,7 | -0,07 | -0,79 | | 13,84 |
| mar-14 | 5.031.596,07 | 20,07 | -0,1 | -0,98 | | 18,99 |
| abr-14 | 3.946.667,44 | 22,97 | -0,25 | -1,21 | -0,02 | 21,49 |
| may-14 | 4.123.328,448 | 39,92 | -0,27 | -1,03 | 0,00 | 38,63 |
| Jun-14 | 3.269.104,932 | 46,55 | -0,22 | -1,41 | 0,00 | 44,92 |
| Jul-14 | 3.585.153,137 | 46,14 | -0,17 | -0,90 | 0,00 | 45,07 |
| Ago-14 | 2.855.349,350 | 48,84 | -0,26 | -1,16 | 0,00 | 47,42 |
| Sep-14 | 2.128.524,841 | 56,77 | -0,26 | -1,80 | -0,03 | 54,69 |
| Oct-14 | 3.364.515,673 | 50,84 | -0,22 | -1,53 | -0,06 | 49,03 |
| Nov-14 | 5.060.196,208 | 42,28 | -0,20 | -1,21 | -0,03 | 40,87 |
| Dic-14 | 4.757.598,201 | 44,08 | -0,14 | -0,75 | -0,03 | 43,16 |

Fuente: esios.ree.es y elaboración AEE

4. PREVISIÓN DEL TRIMESTRE ANTERIOR

El promedio de los precios del pool en el último trimestre de 2014 rozó los 50 €/MWh, 2 €/MWh por debajo del registro del trimestre precedente.

Nuestras estimaciones sugerían una reducción del precio entre ambos trimestres, pero de mayor cuantía que la que tuvo lugar. En concreto, esperábamos un precio medio de 48 €/MWh en 2014.Q4, pero éste alcanzó 49,8 €/MWh. Nuestras proyecciones tanto de demanda como de oferta fueron relativamente correctas, salvo en lo que concierne a la producción eólica, muy inferior a la prevista (la eolicidad del último trimestre del año 2014 fue atípicamente baja; por ejemplo, un 13% menos que en el mismo periodo del año anterior). Este factor puede explicar el desajuste predictivo, que, en cualquier caso, no fue excesivo. Además, los datos sugieren cierto cambio de patrón en la forma de elaborar las ofertas al mercado por parte de algunos agentes, con impacto alcista en la formación del precio.

No obstante, el comportamiento del precio del mercado eléctrico ha sido heterogéneo a lo largo del trimestre. En octubre, coincidiendo con un factor de utilización eólico mínimo (20%, 3% por debajo de su valor estacional), el precio resultó anómalamente elevado (55 €/MWh). En cambio, en noviembre y diciembre, el pool registró niveles de media mensual en torno a 47 €/MWh, prácticamente en línea con las previsiones.

Tabla 11. Comparación previsión vs dato real. 2014.Q4

| DATO | PREVISIÓN | | |
|-------------------|------------|-------------------|------------|
| | E. BAJO | E. CENTRAL | E. ALTO |
| 49,8 €/MWh | 38,3 €/MWh | 47,9 €/MWh | 56,7 €/MWh |

Previsiones: Intermoney Energía
(Fecha de previsión: 6 de octubre de 2014)

5. PREVISIÓN PARA EL MES EN CURSO Y SIGUIENTE

Esperamos que comience a notarse cierta mejoría en la **demanda eléctrica** a lo largo de los próximos meses, aunque creemos que no será hasta mediados de año cuando se intensifique. Nuestra previsión para enero sugiere 715 GWh de consumo eléctrico diario medio, lo que implicaría un avance sustancial frente a diciembre pero muy leve (0,2%) respecto al mismo mes de 2014. En lo que respecta a febrero, estimamos otro repunte en relación a enero, pero también por factores de estacionalidad. En cualquier caso, se apreciará una mejoría interanual más acusada que la de enero, en el entorno del 1%. Estas cifras se han calculado asumiendo climatología estacional. Por su parte, REE proyecta un resultado más optimista que el nuestro en enero (variación interanual del 2%) y similar al nuestro en febrero (0,8%). En todo caso, las comparativas frente a los meses de enero y febrero de 2014 probablemente estarán ligeramente sesgadas (a favor de 2015) por el efecto temperatura.

En buena lógica, la **estructura de generación** eléctrica no debería variar mucho en los próximos dos meses (enero y febrero) respecto a la registrada en diciembre. Cabe esperar elevados niveles de eolicidad e hidraulicidad, producción nuclear en máximos, y un hueco térmico moderado. En particular, y asumiendo una meteorología estándar, el mix de generación de enero podría ser el que sigue: nuclear y eólica (22% cada una), carbón (16%), hidráulica convencional (13%) y ciclos combinados (9%), mientras el resto de tecnologías sumarían el otro 18%. En principio, esperamos que en febrero aumente algo la aportación de las tecnologías de combustible fósil, a costa de un leve descenso del grado de participación de las renovables en la generación total. La razón es simplemente una mayor demanda, previsiblemente absorbida por el hueco térmico.

La evolución de los **precios del pool** en el corto plazo es especialmente incierta. Las condiciones actuales de oferta (mix de generación y costes) y demanda en el mercado eléctrico harían pensar en niveles de precios moderados. Sin embargo, todo indica un cambio en el comportamiento estratégico de algunos agentes, con efectos alcistas en la formación del precio. Nuestra previsión para **enero** se sitúa en el entorno de los 48 €/MWh en el escenario base, pero los modelos sugieren que sería posible (aunque poco probable) alcanzar un promedio incluso de 57 €/MWh (**Tabla 13**), según resulten dichos comportamientos, así como la climatología del mes. A cierre de este informe, el precio medio de enero sobrepasa los 55 €/MWh.

Pese al mayor consumo, tendemos a pensar que los precios se replegarán durante el mes de **febrero**. No obstante, esta hipótesis debe ser tomada con especial cautela por las razones explicadas arriba. Nuestra previsión en el escenario central es de unos 43 €/MWh, 5 €/MWh menos que la actual cotización del contrato mensual de OMIP. Los mismos modelos pero aplicados con escenarios más atípicos pero factibles sugieren que son posibles valores para el precio medio del mes desde 31 (escenario bajo) a 52 €/MWh (escenario alto) (**Tabla 13**).

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

| | ENERO 2015 | | | AÑO 2015 | | |
|----------------------------------|---------------|--------------------|--------------------------|----------------|--------------------|---------------------|
| | PREVISIÓN | % sobre Gen. Bruta | Variación Interanual (%) | PREVISIÓN | % sobre Gen. Bruta | Variación Anual (%) |
| GENERACIÓN | (GWh) | | | (GWh) | | |
| RENO, COG Y RESID ^[1] | 9.401 | 39,8 | -13,4 | 100.402 | 38,0 | -0,5 |
| Eólica | 5.081 | 21,5 | -22,3 | 50.208 | 19,0 | -1,1 |
| Resto ^[2] | 4.320 | 18,3 | 0,0 | 50.194 | 19,0 | 0,0 |
| RESTO TECNOLOG ^[3] | 14.207 | 60,2 | 12,9 | 163.713 | 62,0 | 2,9 |
| Nuclear | 5.221 | 22,1 | 10,1 | 56.553 | 21,4 | -1,5 |
| Hidráulica | 3.092 | 13,1 | -21,8 | 28.691 | 10,9 | -19,9 |
| Hueco Térmico | 5.894 | 25,0 | 51,5 | 78.469 | 29,7 | 19,0 |
| Carbón | 3.831 | 16,2 | 68,1 | 51.005 | 19,3 | 15,8 |
| CCGT | 2.063 | 8,7 | 28,1 | 27.464 | 10,4 | 25,4 |
| GENER. BRUTA TOTAL | 23.608 | 100,0 | 0,7 | 264.114 | 100,0 | 1,5 |
| DEMANDA ^[4] | (GWh) | | | (GWh) | | |
| Previsión IM Energía | 22.093 | 93,6 | 0,2 | 247.161 | 93,6 | 1,5 |
| Previsión REE ^[5] | 22.493 | - | 2,0 | 246.021 | - | 1,1 |
| PRECIO M. DIARIO | (\u20ac/MWh) | | | (\u20ac/MWh) | | |
| OMIP | [6] | | 46,9 | [7] | | 45,7 |
| Previsión IM Energía | | | 39,6 | | | 8,8 |
| Esc. Central ^[8] | 47,7 | | 41,9 | 45,1 | | 7,4 |
| Esc. Bajo ^[9] | 37,4 | | 11,2 | 32,4 | | -22,8 |
| Esc. Alto ^[10] | 57,0 | | 69,7 | 56,1 | | 33,8 |

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

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

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

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

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

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

[6] Cotización en OMIP a día 31 de diciembre para el contrato de enero.

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

[8] Cotización en OMIP a día 31 de diciembre para el contrato Yr-2015.

[9] 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).

[10] 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).

[11] Ídem para los escenarios más alcistas.

6. PREVISIÓN TRIMESTRAL PARA EL AÑO MÓVIL

Hemos actualizado el [ejercicio predictivo de 2015](#). Las proyecciones de precios que se han obtenido se adjuntan en la [Tabla 13](#), para los tres escenarios considerados. La comparativa entre las cotizaciones actuales de los contratos a plazo y las previsiones correspondientes al escenario central se muestran en la [Tabla 14](#). La evolución prevista para el precio medio mensual se observa en el [Gráfico 33](#). El [Gráfico 32](#) muestra cómo va cambiando a lo largo del tiempo nuestra previsión del precio medio de 2015.

Nuestros modelos sugieren un repunte sustancial en el [consumo de electricidad](#) en el ejercicio 2015, debido a las perspectivas de mejora económica nacional. A esto se añade la caída del precio del petróleo, que debería fortalecer el consumo doméstico, muy debilitado en 2014. En nuestro escenario base (que supone un avance del PIB en el entorno del 2%), se alcanzarían 247 TWh, 1,5% más que en 2014. Considerando otros escenarios macroeconómicos más extremos pero factibles, los modelos sitúan la variación anual de la demanda de electricidad entre -0,3% (escenario más pesimista) y +2,6% (más optimista). Descontando los efectos de temperatura, la comparación con 2014 es algo menos favorable, 1,2% en el escenario base. Los riesgos bajistas están relacionados con la debilidad del crecimiento económico de la Zona Euro, que podría lastrar el consumo energético de la gran industria. Por su parte, las proyecciones de REE han cambiado drásticamente: hace un mes esperaba un aumento de la demanda eléctrica en 2015 del 3%, y, ahora, lo sitúa apenas en un 1%.

En cuanto al [balance de generación](#), también esperamos algunos cambios en 2015 respecto al año recién terminado ([Tabla 12](#)). Lo más probable es que se produzca un significativo descenso en la participación de la gran hidráulica en la generación bruta (de 13% en 2014 al 11%) 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 esperado para la demanda. Si se agrupan las tecnologías según la antigua clasificación de Régimen Especial (R.E.) y Régimen Ordinario (R.O.), la generación se repartiría en 38% y 62%, respectivamente, en 2015, frente al 39% y 61% de 2014.

El cambio más sustancial en los últimos meses en las perspectivas de las condiciones que afectan al precio del pool eléctrico tiene lugar en lo concerniente a los [costes de generación térmicos](#). En el informe anterior sugeríamos que éstos dibujarían un perfil relativamente plano a lo largo del ejercicio 2015, pero las cotizaciones actuales de los futuros, que cayeron drásticamente en el último mes, inducen una fuerte corrección a la baja de tal expectativa. A las templadas temperaturas del otoño e invierno europeo y el descenso de demanda asiática de combustibles fósiles (que están generando una sobreoferta en el mercado europeo), se ha añadido el retroceso del precio del crudo, que puede tener cierto grado de influencia en el precio internacional de gas natural y del carbón. Por el contrario, existe una expectativa levemente alcista respecto al precio de los derechos de emisión de CO₂ en 2015, comparando con 2014. Pero su impacto en el precio del pool es muy leve.

Tabla 13. Previsión precio medio. Escenarios alternativos

| | BAJO | CENTRAL | ALTO |
|--------------|------|-------------|------|
| Mensuales | | | |
| ene-15 | 37,4 | 47,7 | 57,0 |
| feb-15 | 30,9 | 42,3 | 52,6 |
| Trimestrales | | | |
| 2015.Q1 | 31,3 | 42,8 | 53,2 |
| 2015.Q2 | 28,4 | 41,2 | 52,4 |
| 2015.Q3 | 37,7 | 49,6 | 59,8 |
| 2015.Q4 | 32,1 | 46,7 | 59,2 |
| 2016.Q1 | 23,0 | 40,8 | 56,3 |
| Anuales | | | |
| 2015 | 32,4 | 45,1 | 56,1 |

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

En este contexto, nuestra expectativa sobre la evolución del **precio del pool eléctrico durante 2015** se ha moderado considerablemente en los últimos meses, pasando de prever una media de 49 €/MWh (informe anterior) a los 45 €/MWh de la actualidad. La razón estriba en la mencionada caída de los precios a plazo de gas natural y carbón, que deberían reflejarse en los costes de generación de las tecnologías térmicas fósiles y, finalmente, en el precio marginal de casación del pool. De confirmarse, este efecto casi anularía el asociado al repunte del consumo eléctrico. En todo caso, la volatilidad asociada al precio medio en 2015 es especialmente elevada, dada la incertidumbre en la evolución de los precios de combustibles, condicionados, entre otros, por factores geopolíticos. En función de cómo resulte esta evolución, así como la de la economía nacional, la climatología y los comportamientos de los generadores eléctricos a la hora de elaborar sus ofertas al mercado diario, el precio medio en 2015 podría oscilar entre un suelo de 32 €/MWh, y un techo de 56 €/MWh, según nuestros modelos (Tabla 13).

En principio y en base a las condiciones actuales de oferta y demanda, consideramos una hipótesis razonable que los niveles de precios fueran moderados en los primeros trimestres del año, para repuntar en el segundo semestre, cuando el consumo lo haya hecho de forma más nítida (Tabla 13). No obstante, el precio medio de las primeras dos semanas de enero es extremadamente elevado.

Gráfico 32. Evolución de la previsión del precio medio anual de 2015

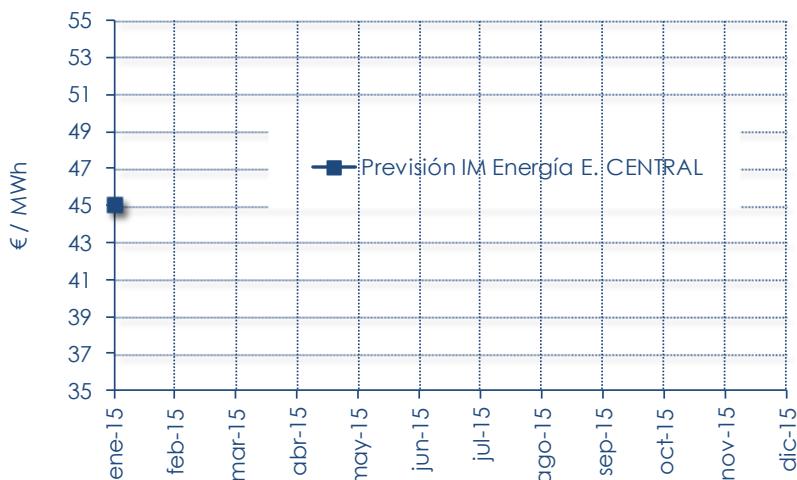
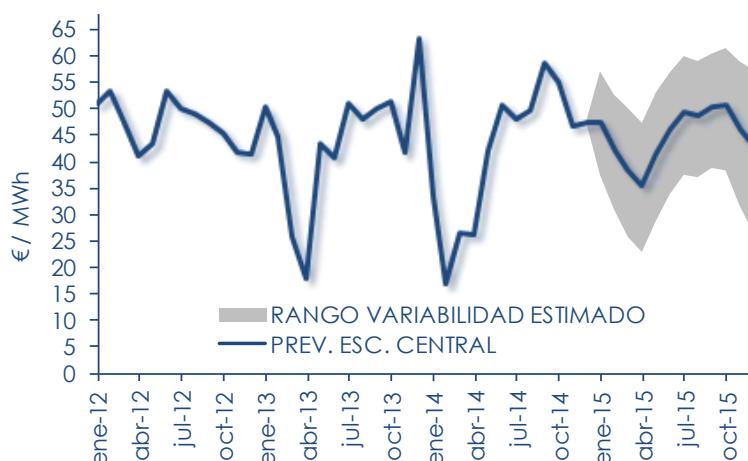


Gráfico 33. Previsión del precio medio mensual. Año móvil



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

También las **cotizaciones a plazo** han evolucionado a la baja en los últimos meses, probablemente por el mismo motivo que nuestras previsiones. El precio medio de 2015 que puede calcularse en base a los precios de los futuros de OMIP se sitúa en torno a 46 €/MWh, 1 €/MWh por encima de la previsión del spot en nuestro escenario central. En términos trimestrales, las discrepancias entre proyecciones spot y precios a plazo se concentran en el primer y último trimestre del año. En ambos casos, tomando como referencia las cotizaciones del 31 de diciembre de 2014, los segundos superan a las primeras aproximadamente por 1,5 €/MWh (Tabla 14).

Tabla 14. Comparación previsión precio spot vs cotizaciones a plazo

| | Cotizaciones OMIP | | | Previsión Spot IM Energía |
|---------|-------------------|--------|-------------|---------------------------------|
| | 01-dic | 15-dic | 31-dic | |
| 2015.Q1 | 46,5 | 44,8 | 44,2 | 42,8 |
| 2015.Q2 | 43,2 | 42,3 | 41,1 | 41,2 |
| 2015.Q3 | 51,9 | 51,8 | 49,1 | 49,6 |
| 2015.Q4 | 49,0 | 48,8 | 48,3 | 46,7 |
| 2016.Q1 | - | - | - | 40,8 |

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

ANEXO 1. METODOLOGÍA

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

- Para la previsión del precio medio mensual del mercado diario se utilizan cinco modelos económétricos alternativos de series temporales. La previsión final resulta de la combinación lineal óptima de las previsiones de éstos.
- Los modelos de precios utilizan como inputs la demanda eléctrica, el balance de energía desglosado por tipo de tecnología y los precios de combustibles.
- La previsión de dichas variables requiere, a su vez, de modelos de previsión particularizados para ellas, así como de la incorporación de ciertas hipótesis, resumidas en la [Tabla 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 | +0,0% | -0,6% |
| MEDIO | +1,9% | +1,1% |
| ALTO | +3,0% | +2,5% |
| PRECIOS COMBUSTIBLES | | |
| (Escenario Central) | | |
| | MEDIA 2014 (Dato) | MEDIA 2015 (Hipótesis) |
| GAS (NBP) | 21,2 €/MWh | 20,0 €/MWh |
| CARBÓN (API-2) | 8,1 €/MWh | 7,1 €/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.