



**INFORME DE SUPERVISIÓN DEL
MERCADO PENINSULAR
MAYORISTA AL CONTADO DE
ELECTRICIDAD**

Enero y Febrero 2014

17 de julio de 2014

1	RESUMEN EJECUTIVO	5
2	ANEXO I - INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD	8
2.1	DEMANDA	8
2.2	OFERTA.....	9
2.3	MERCADO.....	14
2.3.1	Componentes del precio final del mercado de producción	14
2.3.2	Programa Diario Base de Funcionamiento.....	16
2.3.3	Análisis de ofertas	20
2.3.4	Análisis de costes.....	24
2.3.5	El MIBEL y otros mercados europeos	25
2.3.6	Restricciones por Garantía de Suministro	32
2.3.7	Mercado Intradía	34
2.3.8	Servicios de ajuste del sistema	35
2.4	BALANCE EMPRESARIAL	46
3	ANEXO II - GRÁFICAS.....	49
3.1	ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	49
3.1.1	Demanda.....	49
3.1.2	Oferta	50
3.2	ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS.....	52
3.2.1	Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados	52
3.2.1.1	Distribución de la producción	52
3.2.1.2	Distribución de la demanda.....	57

3.2.2	Balance empresarial.....	57
3.2.3	Precio Horario Final de la Demanda Nacional.....	59
3.2.4	Sobrecoste por segmento de generación.....	60
3.2.5	Mercado Diario y Contratación Bilateral.....	61
3.2.5.1	Energías.....	61
3.2.5.2	Concentración empresarial.....	64
3.2.5.3	Análisis de precios.....	65
3.2.5.4	Ofertas al mercado diario.....	69
3.2.5.5	Acoplamiento del MIBEL.....	72
3.2.6	Desvío de demanda en el mercado.....	73
3.2.7	Mercado Intradía.....	75
3.2.7.1	Energías.....	75
3.2.7.2	Concentración empresarial.....	76
3.2.7.3	Análisis de Precios.....	76
3.2.8	Solución de Restricciones por Garantía de Suministro.....	78
3.2.9	Mercados de Servicios de Ajuste.....	79
3.2.9.1	Banda de Regulación Secundaria.....	79
3.2.9.2	Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria.....	80
3.2.9.3	Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1.....	81
3.2.9.4	Restricciones técnicas al PDBF: fase 2.....	83
3.2.9.5	Reserva de potencia adicional a subir.....	84
3.2.9.6	Restricciones en Tiempo Real.....	84
4	ANEXO III – LISTADO DE CENTRALES DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO Y SUS CÓDIGOS.....	86

HECHOS RELEVANTES

- **Bajos precios del Mercado Diario:** el precio medio del mercado diario en los meses de enero y febrero se situó en 33,62 €/MWh y 17,12 €/MWh respectivamente, siendo este último, el valor medio mensual más reducido hasta la fecha.
- **Reducción de la programación nuclear:** similar a lo acontecido en los últimos días de diciembre, la coincidencia de una elevada generación eólica e hidráulica, con el consecuente exceso de oferta a precio cero, derivó en la imposibilidad de despachar en PDBF la totalidad de la energía nuclear ofertada en ciertos periodos, produciéndose también reducciones de programación a dichas centrales en la fase 2 de restricciones técnicas, obligándolas a conseguir una programación final a plena carga mediante la participación en otros segmentos del mercado, como el mercado intradiario o restricciones en tiempo real.
- **Ofertas de producción renovable:** se ha registrado la aparición, de forma continuada, desde finales del mes de febrero, de ofertas al mercado diario de considerables volúmenes de energía, por parte de unidades generadoras a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, a precio superior a 0 €/MWh. Este hecho podría derivar en un incremento del precio medio del mercado diario, al convertirse las unidades generadoras a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos en tecnología marginal, principalmente en el intervalo de precio 0-45 €/MWh, esto es, por debajo de los costes estimados de generación del carbón.
- **Sincronización MIBEL-NWE:** el pasado día 4 de febrero tuvo lugar la sincronización del MIBEL con los mercados de la región NWE dentro de las actuaciones llevadas a cabo para alcanzar el completo acoplamiento del Mercado Ibérico de la Electricidad con los mercados de dicha región. Desde este día, el proceso de casación se realiza aplicando el procedimiento previsto en la iniciativa Price Coupling of Regions, que supone la puesta en marcha de un proyecto que conlleva la coordinación de cuatro operadores del mercado y trece operadores del sistema en Europa. Durante esta primera fase, el acoplamiento se llevó a cabo con una capacidad nula de la interconexión España-Francia.
- **Régimen especial térmico:** tras la publicación de la propuesta de *Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos* a finales de 2013, se ha constatado el descenso paulatino de la generación de las unidades térmicas antiguamente acogidas a la generación en régimen especial (cogeneraciones). Para el mes de febrero, este descenso se encontraría próximo al 25% respecto a la producción media de meses anteriores.

1 RESUMEN EJECUTIVO

La demanda interanual de electricidad en barras de central continuó estable en el entorno de los 245 TWh, mientras que la variación interanual, pese a seguir presentando valores negativos, éstos fueron menos acusados que en meses anteriores, situándose en el -1,3% en el mes de febrero.

La demanda mensual registrada en barras de central durante los meses de estudio experimentó una variación respecto al año anterior del -2,2% (-0,6% en términos corregidos) y -1,0% (-0,2% en términos corregidos) en enero y febrero respectivamente, rompiendo así la tendencia ascendente de los tres meses previos.

Ambos meses se caracterizaron por la elevada generación de las tecnologías hidráulica y eólica, dando lugar a que el conjunto de su generación alcanzara una cuota en P48 del 45% y 52% del total en enero y febrero respectivamente. El ascenso de la generación renovable derivó en una reducción del hueco térmico (carbones y ciclos combinados), principalmente en el mes de febrero, cuando su cuota conjunta de generación cayó por debajo del 9%,

Se ha constatado el descenso paulatino de la generación térmica antiguamente acogida al régimen especial (cogeneraciones) tras la publicación del la propuesta de *Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos* a finales de 2013 (que posteriormente daría lugar al *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*. Para el mes de febrero, este descenso se encontraría próximo al 25% respecto a la producción media de meses anteriores, lo que representa una reducción de unos 1.300 MW horarios.

Las horas equivalentes de funcionamiento anual de las centrales de ciclo combinado continuaron descendiendo durante el periodo de estudio, reduciéndose al entorno de las 700 horas en el mes de enero y contrayéndose aún más en el mes de febrero, cuando se situaron ligeramente por encima de las 600 horas. Por su parte, las centrales de carbón de importación se situaron por debajo de las 3.000 horas en enero, cayendo hasta las 1.400 en febrero, la cifra más baja de los últimos años.

Las particulares condiciones de generación de ambos meses hicieron reducirse el precio final del mercado de producción hasta los 50,21 €/MWh y 33,0 €/MWh en enero y febrero respectivamente, viéndose aumentadas, las componentes derivadas de los procesos de restricciones y otros procesos del OS. La componente asociada a pagos por capacidad también registró valores elevados, asociados a su comportamiento estacional en los periodos de mayor demanda.

El precio medio del mercado diario en los meses de enero y febrero se situó en 33,62 €/MWh y 17,12 €/MWh respectivamente, siendo este último el valor medio mensual más reducido hasta la fecha. Los precios horarios punta alcanzados durante los meses de enero y febrero se situaron en el entorno de los 90 €/MWh, si bien, de forma puntual se alcanzaron precios más elevados, con un valor máximo de 110 €/MWh (17

de febrero). Durante ambos meses se registraron numerosas horas de precio cero (un total de 146 horas), lo que supuso más del 10% de las horas del periodo, registrándose un valor medio diario mínimo de 0,48 €/MWh el día 9 de febrero.

La coincidencia de una elevada generación eólica e hidráulica, con el consecuente exceso de oferta a precio cero, derivó en la imposibilidad de despachar en PDBF la totalidad de la energía nuclear ofertada en ciertos periodos, produciéndose también reducciones de programación a dichas centrales en la fase 2 de restricciones técnicas, obligándolas a conseguir una programación final a plena carga mediante la participación en otros segmentos del mercado, como el mercado intradiario o restricciones en tiempo real.

Se ha registrado la aparición, de forma continuada, desde finales del mes de febrero, de ofertas al mercado diario de considerables volúmenes de energía, por parte de unidades generadoras a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, a precio superior a 0 €/MWh.

Si bien desde la publicación del *Real Decreto-ley 9/2013* se comenzaron a observar ofertas a precio distinto de cero, los volúmenes de energía eran muy poco significativos. Por el contrario, tras la remisión a mediados de febrero del primer borrador correspondiente a la *Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, complementando el *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, se ha comenzado a preciar un volumen creciente de energía de unidades antiguamente acogidas al régimen especial ofertado a precio distinto de cero. Hay que recordar, que el Real Decreto anteriormente mencionado, modificaba la retribución de las instalaciones de régimen especial acogidas a tarifa regulada, las cuales pasarían a ser retribuidas conforme a dos conceptos; potencia instalada y energía vendida libremente en el mercado.

Este hecho podría derivar en un incremento del precio medio del mercado diario, al convertirse las instalaciones renovables en tecnología marginal, principalmente en el intervalo de precio 0-45 €/MWh, esto es, por debajo de los costes estimados de generación del carbón.

El pasado día 4 de febrero tuvo lugar la sincronización del MIBEL con los mercados de la región NWE (North-West Europe, la cual agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) dentro de las actuaciones llevadas a cabo para alcanzar el completo acoplamiento del Mercado Ibérico de la Electricidad con los mercados de dicha región. Desde este día, el proceso de casación se realiza aplicando el procedimiento previsto en la iniciativa Price Coupling of Regions, que supone la puesta en marcha de un proyecto que conlleva la coordinación de cuatro operadores del mercado y trece operadores del sistema en Europa. En esta primera fase el acoplamiento contempla

una capacidad de interconexión nula en el acoplamiento, por lo que se mantiene de forma transitoria en paralelo la ejecución de las subastas explícitas diarias en esta interconexión.

La elevada generación renovable en Portugal propició la aparición de numerosas horas de saturación de la interconexión en sentido importador (PT→ES), propiciando el desacoplamiento entre sistemas. El acoplamiento medio del MIBEL se redujo al 81% y 83% en enero y febrero respectivamente, apareciendo en todas las horas de desacoplamiento un precio superior en zona española.

El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de enero y febrero fue de 39,14 €/MWh y 38,69 €/MWh respectivamente, lo que supuso una diferencia con el mercado español (FR-ES) de 5,52 €/MWh y 21,57 €/MWh.

El saldo neto de los intercambios internacionales en el mes de enero resultó importador por un valor de 38 GWh, hecho que no se registraba desde enero de 2007. En el mes de febrero el saldo recuperó su carácter exportador, ascendiendo a 485 GWh.

Conforme a la *Corrección de errores de la Resolución de 30 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2014, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro*, el volumen máximo de producción quedó fijado en 21,319 TWh. Transcurridos los dos primeros meses del presente año, el volumen de producción pendiente es del 98%.

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 31,46 €/MWh para el mes de enero y de 14,70 €/MWh para febrero, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 33,62 €/MWh y 17,12 €/MWh respectivamente. Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 11,2% y 9,8% de la energía negociada en PDBF en enero y febrero respectivamente (10,8% y 10,7% en los mismos meses de 2013), mientras que el incremento neto de generación fue del 4,4% y 3,7% respectivamente (3,3% y 4,0% en 2013).

Durante ambos meses se registraron elevados valores, tanto de potencia como de coste asociado, correspondientes al mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir, alcanzándose en el mes de febrero los valores máximos, por ambos conceptos, desde la puesta en marcha del citado mecanismo. Esto fue debido a las mayores necesidades de asignación aparecidas por causa del reducido número de centrales térmicas acopladas al sistema tras el PDBF por motivo del reducido hueco térmico existente

VºBº La Presidenta de la Sala de Supervisión Regulatoria
María Fernández Pérez

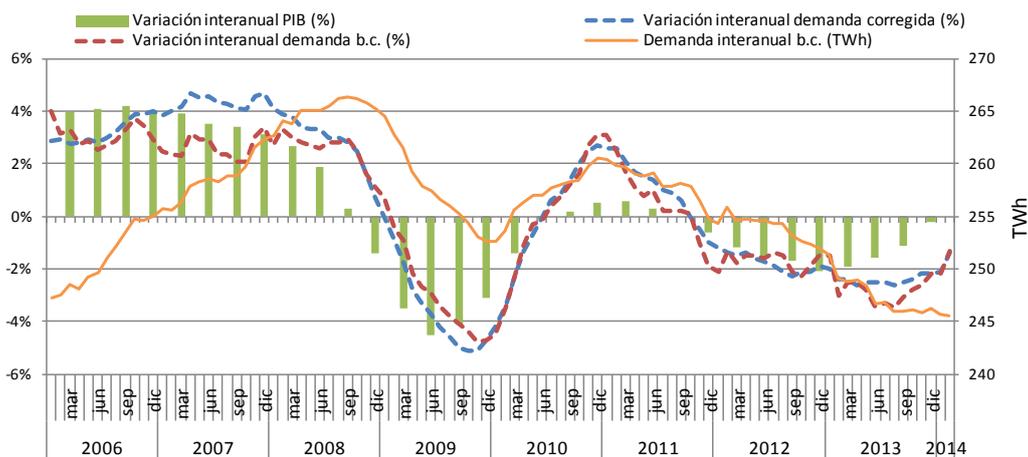
2 ANEXO I - INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

2.1 DEMANDA

La demanda interanual de electricidad en barras de central continuó estable en el entorno de los 245 TWh, mientras que la variación interanual, pese a seguir presentando valores negativos, éstos fueron menos acusados que en meses anteriores, situándose en el -1,3% en el mes de febrero. La variación interanual de la demanda corregida también experimentó una menor reducción, hasta situarse en el -1,4%.

Como se comentó en informes anteriores, la variación interanual del PIB continuó su evolución positiva experimentada desde principios del año 2013, evolucionando así todos los parámetros hacia valores menos negativos que en meses anteriores.

Gráfico 1 - Evolución de la variación interanual del PIB (datos trimestrales), demanda en barras de central y demanda corregida (descontando los efectos de calendario laboral y temperatura).

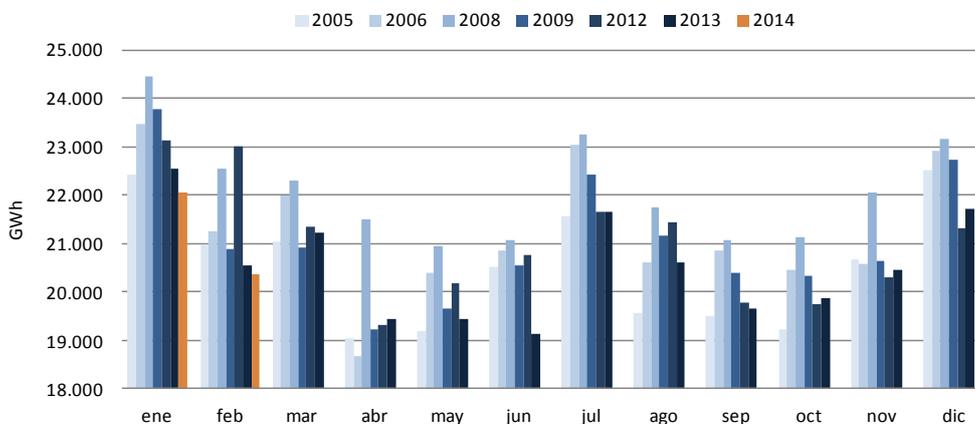


Fuente: REE, INE, SGIME (CNMC)

Según datos de la Agencia Estatal de Meteorología, el mes de enero resultó muy cálido, mientras que febrero presentó una temperatura media mensual muy próxima a la normal del mes, obteniéndose medias 2,0^o C y 0,2^o C por encima de las normales respectivas.

La demanda mensual registrada en barras de central durante los meses de estudio experimentó una variación respecto al año anterior del -2,2% (-0,6% en términos corregidos) y -1,0% (-0,2% en términos corregidos) en enero y febrero respectivamente, rompiendo así la tendencia ascendente de los tres meses previos.

Gráfico 2 – Demanda mensual peninsular en barras de central.



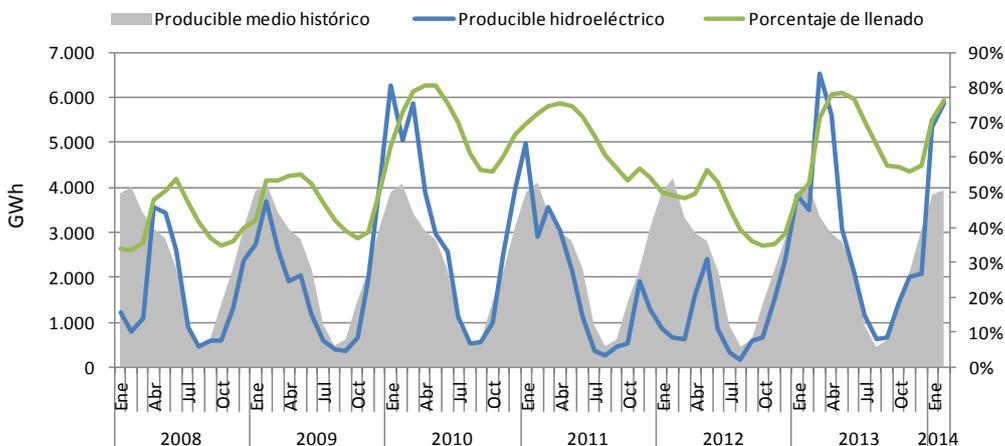
Fuente: REE

2.2 OFERTA

Desde el punto de vista hidrológico, ambos meses resultaron húmedos, con unas precipitaciones medias un 37% y 50% superiores a los valores normales de cada mes, según datos de la Agencia Estatal de Meteorología.

El producible hidroeléctrico durante enero y febrero volvió a situarse muy por encima de la media histórica de dichos meses, experimentando las reservas hidráulicas un fuerte ascenso, situándose en valores muy próximos a los máximos alcanzados en los últimos años (si bien dichos máximos fueron alcanzados en los meses de primavera).

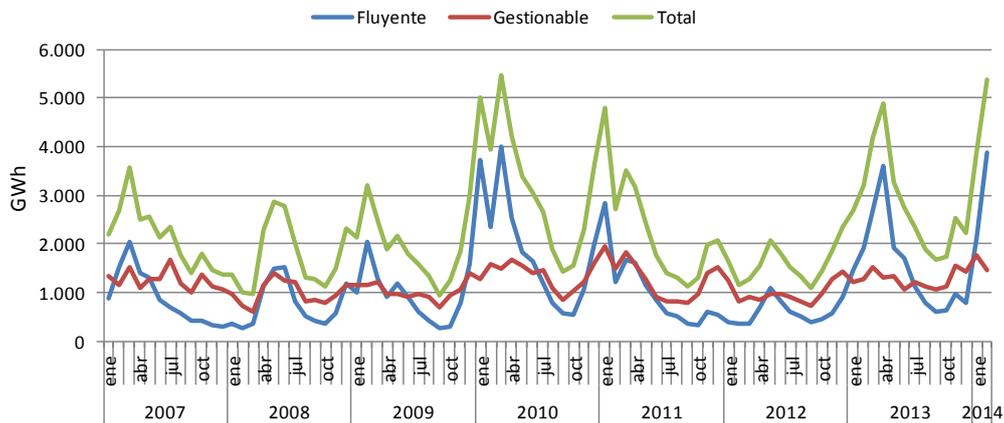
Gráfico 3 - Evolución mensual del producible hidroeléctrico, valor medio histórico y porcentaje de llenado de los embalses con aprovechamiento hidráulico.



Fuente: REE

La generación hidráulica en régimen ordinario registró un fuerte repunte en ambos meses de estudio, principalmente en febrero, destacando el elevado peso de la generación fluyente.

Gráfico 4 - Evolución mensual de la producción hidráulica en régimen ordinario en P48 (Hidráulica y Bombeo-Turbinación)*.



(*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción horaria constante equivalente a la producción mínima horaria de ese día.
Fuente: REE, SGIME (CNMC)

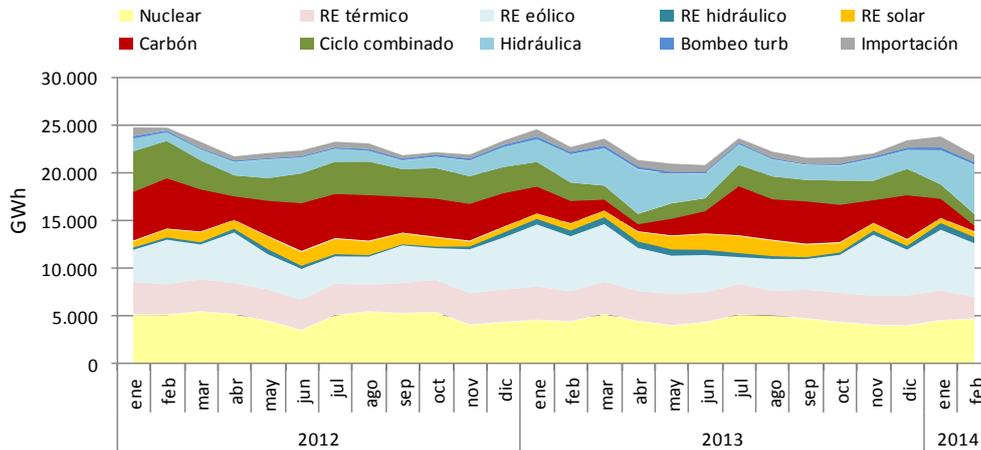
Cabe reseñar la elevada generación de la tecnología hidráulica en ambos meses, principalmente en el mes de febrero, cuando el conjunto de la generación hidráulica en régimen ordinario y especial totalizó el 26,3% del global de la generación. Ambos meses de estudio se caracterizaron por una eolicidad muy elevada, lo que llevó a la tecnología eólica a alcanzar unas cuotas de generación en P48 del 26,7% y 25,7% en enero y febrero respectivamente, convirtiéndose así en la tecnología con mayor cuota de generación en ambos periodos. De este modo, el conjunto de la generación de ambas tecnologías (eólica e hidráulica) alcanzó una cuota de generación en P48 del 45% y 52% del total. La reducción de la indisponibilidad nuclear frente a meses anteriores se tradujo en una recuperación de la generación de dicha tecnología, alcanzando cuotas del 19% y 21,6% en enero y febrero respectivamente.

El ascenso de la generación renovable en ambos meses derivó en una reducción del hueco térmico (carbones y ciclos combinados), principalmente en el mes de febrero, cuando su cuota conjunta de generación cayó por debajo del 9%, destacando la muy reducida producción de las centrales de carbón RGS, cuya cuota se limitó al 0,1%.

Se ha constatado el descenso paulatino de la generación de las unidades térmicas antiguamente acogidas a la generación en régimen especial (cogeneraciones) tras la publicación de la propuesta de *Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos* a finales de 2013 (que posteriormente daría lugar al *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*. Para el mes de febrero, este descenso se encontraría

próximo al 25% respecto a la producción media de meses anteriores, lo que representa una reducción de unos 1.300 MW horarios.

Gráfico 5 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).



Fuente: SGIME (CNMC)

Cuadro 1 - Generación mensual por tecnología en P48 en zona española.

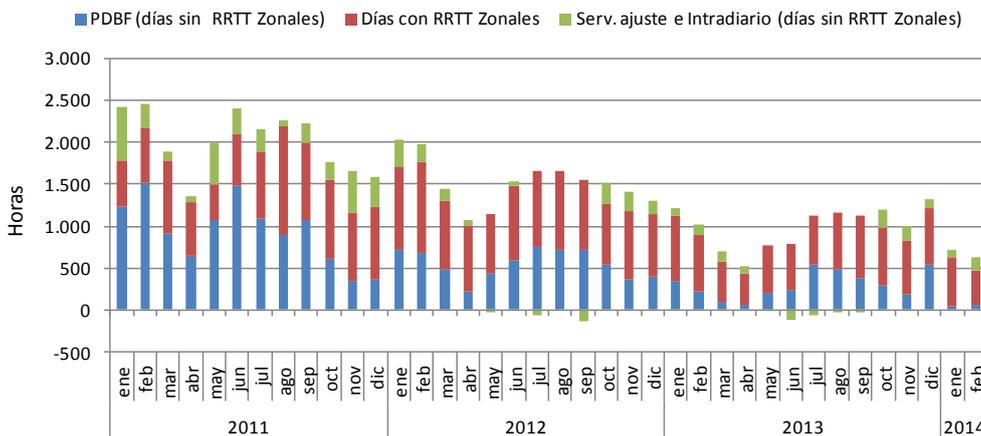
Año	Mes	Nuclear	Carbón	Carbón RGS	Ciclo Comb.	Hidráulica	RE eólico	RE hidráulico	RE solar	RE térmico	Bombeo turb	Importación
2010		21,3%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	15,5%	2,4%	2,6%	12,4%	0,9%	1,3%
2011		20,3%	7,3%	7,6%	18,2%	9,4%	15,3%	1,9%	3,5%	13,5%	0,7%	2,3%
2012	ene	20,8%	10,9%	10,0%	17,0%	5,5%	13,7%	1,3%	2,5%	13,6%	1,1%	3,6%
	feb	20,7%	11,8%	9,7%	15,6%	3,9%	18,8%	1,3%	3,4%	12,9%	0,8%	1,1%
	mar	23,5%	10,8%	8,4%	13,0%	4,9%	15,6%	1,3%	4,4%	14,4%	0,6%	2,9%
	abr	23,9%	8,2%	3,4%	10,0%	6,3%	24,4%	2,1%	4,1%	14,8%	0,8%	2,0%
	may	20,3%	9,9%	7,1%	10,6%	8,7%	16,7%	2,8%	5,8%	14,8%	0,6%	2,5%
	jun	15,7%	13,0%	9,8%	13,8%	7,3%	14,5%	1,9%	6,3%	14,2%	0,7%	2,7%
	jul	21,9%	12,6%	7,6%	14,3%	5,8%	12,3%	1,4%	6,7%	14,1%	0,7%	2,6%
	ago	23,6%	12,6%	8,4%	15,0%	4,8%	12,8%	1,1%	6,0%	12,1%	0,9%	2,6%
	sep	24,2%	10,5%	7,0%	13,1%	4,1%	18,0%	0,9%	5,2%	14,4%	1,0%	1,7%
	oct	24,3%	12,2%	6,1%	14,3%	5,3%	14,9%	1,1%	4,2%	15,2%	1,1%	1,2%
	nov	18,6%	12,5%	5,5%	13,1%	7,3%	21,0%	1,7%	2,3%	15,0%	1,1%	2,0%
	dic	18,6%	10,5%	4,8%	11,6%	8,9%	23,2%	2,5%	2,4%	14,5%	1,1%	1,9%
2013	ene	18,6%	10,6%	1,1%	10,4%	9,8%	26,4%	2,6%	2,2%	14,2%	1,2%	3,1%
	feb	19,5%	9,0%	1,5%	8,4%	12,9%	25,3%	2,9%	3,1%	13,9%	1,2%	2,2%
	mar	22,1%	4,8%	0,3%	6,2%	16,4%	25,6%	3,3%	2,8%	14,2%	1,3%	3,1%
	abr	20,9%	3,7%	0,3%	5,0%	21,5%	21,0%	3,5%	4,6%	14,8%	1,5%	3,3%
	may	19,1%	6,4%	2,4%	7,6%	14,4%	19,1%	3,6%	6,5%	15,6%	1,1%	4,2%
	jun	20,8%	6,4%	5,2%	6,5%	12,2%	18,8%	3,1%	7,7%	14,9%	1,0%	3,4%
	jul	21,8%	11,2%	10,8%	9,4%	9,2%	12,0%	2,2%	7,4%	13,5%	0,8%	1,9%
	ago	22,7%	12,0%	7,4%	10,7%	7,8%	15,0%	1,8%	7,2%	11,6%	0,7%	3,1%
	sep	22,0%	11,5%	9,4%	10,3%	7,1%	14,9%	1,4%	6,0%	13,8%	0,6%	3,1%
	oct	20,1%	12,1%	6,3%	11,6%	7,2%	18,3%	1,6%	4,5%	14,2%	0,9%	3,2%
	nov	18,4%	9,0%	2,1%	9,1%	10,4%	29,0%	2,2%	3,4%	13,7%	1,0%	1,6%
	dic	17,0%	12,9%	7,0%	11,7%	8,4%	20,5%	2,1%	2,7%	13,4%	1,2%	3,3%
2014	ene	19,0%	6,9%	1,8%	6,3%	14,9%	26,7%	3,1%	2,0%	13,0%	1,4%	4,8%
	feb	21,6%	3,2%	0,1%	5,5%	23,1%	25,7%	3,2%	2,5%	10,3%	1,4%	3,5%

Fuente: SGIME (CNMC)

Las horas equivalentes de funcionamiento anual de las centrales de ciclo combinado continuaron descendiendo durante el periodo de estudio, reduciéndose al entorno de las 700 horas en el mes de enero y contrayéndose aún más en el mes de febrero,

cuando se situaron ligeramente por encima de las 600 horas, de nuevo muy por debajo de los valores alcanzados en los mismos meses del años anteriores.

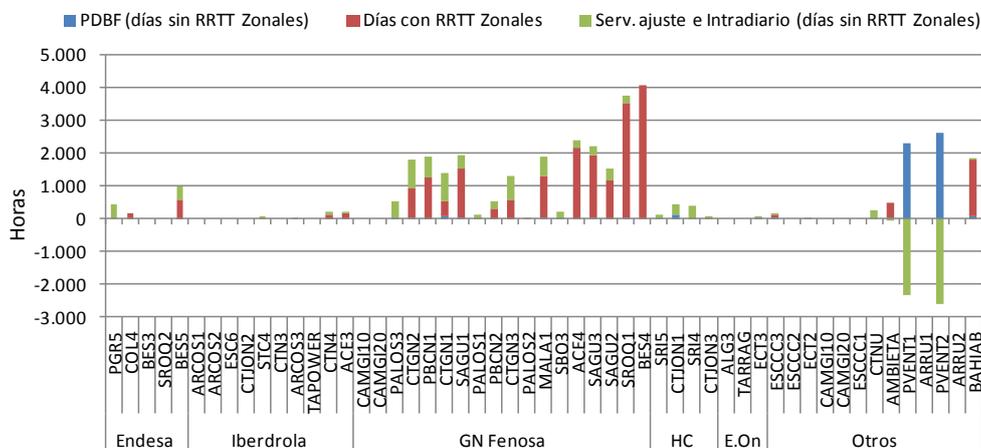
Gráfico 6 - Evolución mensual de las horas equivalentes de funcionamiento anual de ciclos combinados.



Fuente: SGIME (CNMC)

A continuación se muestran las horas equivalentes de funcionamiento anual por unidad de cada grupo empresarial. Como puede observarse, el funcionamiento exclusivo en PDBF es prácticamente nulo, siendo deshecho en restricciones técnicas el programa de aquellos ciclos que habían sido despachados en dicho segmento por debajo de su mínimo técnico. Una vez más, sólo Gas Natural Fenosa presenta un funcionamiento significativo de sus ciclos, en contraposición e los dos meses previos, cuando el mayor hueco térmico permitió a Endesa e Hidrocantábrico aumentar considerablemente el funcionamiento de sus grupos.

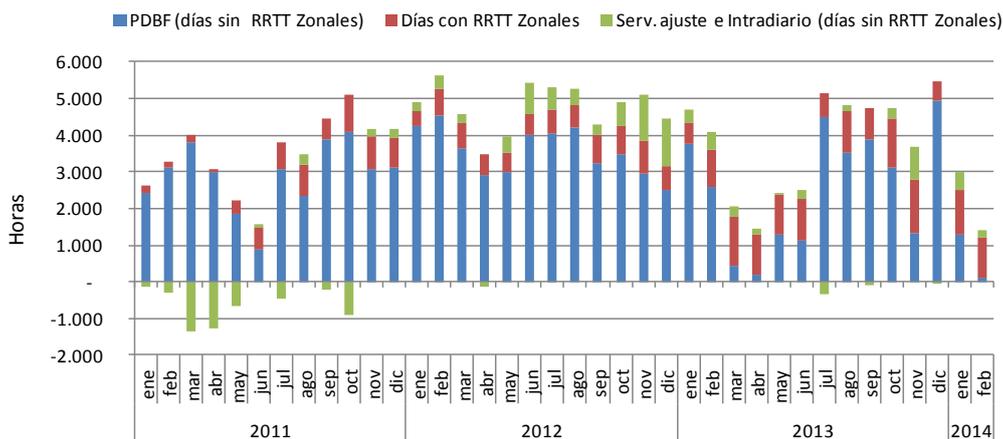
Gráfico 7 - Horas equivalentes de funcionamiento anual de ciclos combinados por unidad y grupo empresarial. Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

La caída del funcionamiento de las centrales de carbón no RGS (no acogidas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro) resultó aún más acusada, descendiendo las horas de funcionamiento anual equivalente por debajo de las 3.000 horas en enero y por debajo de las 1.400 en febrero, la cifra más baja de los últimos años.

Gráfico 8 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de centrales de carbón no RGS.



Fuente: SGIME (CNMC)

En el siguiente cuadro se muestra la evolución mensual del reparto del total de la generación en P48 por grupo empresarial. Como es habitual, el aumento de la generación renovable (eólica e hidráulica) favoreció a Iberdrola, cuyas cuotas de generación se situaron cerca del 24% y 30% en enero y febrero respectivamente, encontrándose al frente de los grandes grupos generadores. El fuerte descenso de la generación térmica afectó notablemente al resto de grandes grupos generadores, disminuyendo sus cuotas respectivas en favor de Iberdrola.

Cuadro 2 - Generación mensual por grupo empresarial en P48 en zona española.

Años	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros
2011		24,8%	21,2%	13,6%	5,8%	4,1%	30,6%
2012	ene	26,6%	18,7%	14,8%	5,9%	5,0%	29,1%
	feb	25,6%	18,4%	14,1%	6,5%	4,1%	31,4%
	mar	27,7%	18,8%	12,6%	5,8%	3,6%	31,4%
	abr	24,3%	20,3%	10,7%	6,4%	2,6%	35,7%
	may	28,0%	17,3%	12,9%	4,9%	3,4%	33,5%
	jun	24,8%	17,1%	14,2%	5,9%	3,9%	34,2%
	jul	23,9%	17,5%	14,2%	6,2%	5,5%	32,7%
	ago	28,6%	17,3%	14,9%	5,9%	3,8%	29,5%
	sep	25,4%	19,0%	13,2%	6,2%	3,7%	32,6%
	oct	25,3%	19,7%	13,4%	6,2%	3,2%	32,3%
	nov	22,5%	22,2%	12,6%	6,7%	2,2%	33,7%
	dic	20,3%	20,9%	12,0%	7,3%	3,4%	36,1%
2013	ene	20,6%	19,7%	13,3%	6,9%	2,3%	37,3%
	feb	20,3%	21,8%	12,5%	6,8%	2,8%	35,8%
	mar	18,7%	25,4%	10,0%	6,4%	2,4%	37,1%
	abr	18,0%	26,9%	10,0%	5,0%	2,1%	38,0%
	may	22,5%	20,6%	10,2%	5,8%	1,3%	39,7%
	jun	24,5%	19,8%	9,2%	5,6%	2,1%	38,7%
	jul	30,0%	17,5%	13,7%	6,1%	2,6%	30,1%
	ago	27,9%	18,3%	14,6%	6,2%	2,4%	30,7%
	sep	27,8%	17,8%	14,9%	6,7%	1,9%	31,0%
	oct	23,0%	18,0%	15,5%	7,5%	2,9%	33,1%
	nov	18,6%	21,7%	13,1%	6,7%	2,1%	37,7%
	dic	23,7%	19,7%	13,9%	7,6%	3,1%	32,0%
2014	ene	20,6%	23,6%	10,9%	6,4%	2,7%	35,7%
	feb	18,8%	29,5%	10,4%	5,5%	2,5%	33,4%

Fuente: SGIME (CNMC)

2.3 MERCADO

2.3.1 Componentes del precio final del mercado de producción

En términos unitarios, los distintos componentes del precio horario final del mercado se reflejan en el siguiente cuadro.

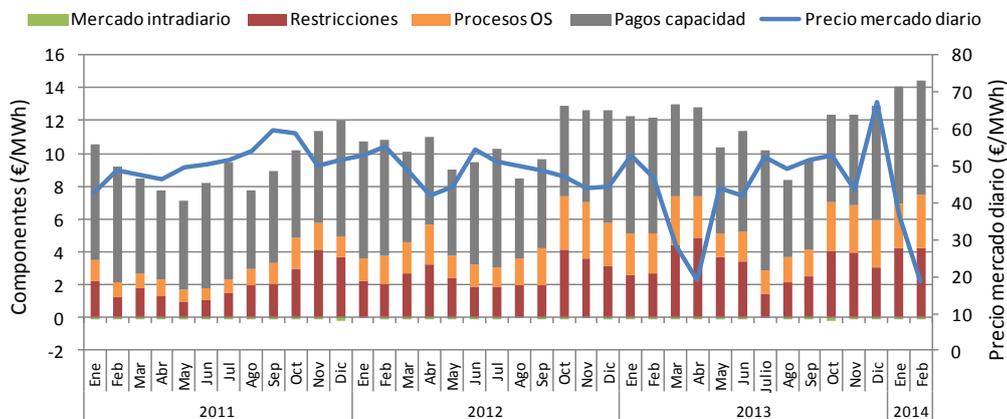
**Cuadro 3 – Evolución del precio horario final de la demanda nacional
(distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre +
consumidores directos a mercado libre).**

Año	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Total €/MWh
2007	256.414.187	41,1	0,00	1,3	0,9	3,9	47,3
2008	263.404.753	65,9	0,00	1,7	1,0	1,1	69,7
2009	252.617.641	38,1	-0,02	1,8	0,9	1,9	42,6
2010	258.735.248	38,4	-0,02	2,6	1,2	3,1	45,3
2011	253.447.561	50,9	-0,06	2,1	1,1	6,1	60,1
2012	249.481.331	48,8	-0,04	2,6	2,0	6,1	59,4
Enero	22.994.837	52,8	0,00	2,3	1,3	7,1	63,5
Febrero	22.835.290	55,1	-0,04	2,1	1,6	7,1	65,9
Marzo	21.250.596	48,9	-0,05	2,7	1,9	5,6	59,0
Abril	19.356.582	42,1	-0,03	3,2	2,4	5,4	53,2
Mayo	20.069.491	44,5	-0,07	2,4	1,4	5,3	53,5
Junio	20.648.548	54,2	-0,07	1,8	1,4	6,2	63,6
Julio	21.538.360	51,1	-0,08	1,9	1,2	7,2	61,3
Agosto	21.320.450	50,1	0,00	1,9	1,7	4,8	58,6
Septiembre	19.699.882	48,7	-0,03	2,0	2,3	5,5	58,4
Octubre	19.520.445	47,1	-0,10	4,2	3,3	5,5	59,9
Noviembre	20.173.343	43,8	0,00	3,6	3,5	5,6	56,5
Diciembre	21.104.609	44,6	-0,03	3,2	2,6	6,9	57,2
2013							
Enero	22.427.382	53,0	-0,01	2,6	2,5	7,1	65,2
Febrero	20.459.633	46,7	-0,07	2,7	2,4	7,1	58,8
Marzo	21.044.716	28,2	-0,11	4,4	3,0	5,6	41,1
Abril	19.384.945	19,1	-0,02	4,8	2,5	5,4	31,9
Mayo	19.328.804	44,1	-0,09	3,7	1,5	5,3	54,4
Junio	19.020.808	42,0	-0,14	3,5	1,8	6,1	53,2
Julio	21.500.643	52,2	0,02	1,4	1,5	7,3	62,4
Agosto	20.498.046	49,0	-0,02	2,2	1,5	4,7	57,4
Septiembre	19.573.337	51,6	-0,02	2,5	1,6	5,4	61,1
Octubre	19.662.620	52,7	-0,16	4,1	2,9	5,3	64,9
Noviembre	20.360.722	43,5	-0,04	4,0	2,9	5,5	55,8
Diciembre	21.624.486	67,4	-0,03	3,1	2,9	6,9	80,3
2014							
Enero	21.959.736	36,2	-0,08	4,2	2,7	7,1	50,2
Febrero	20.278.571	18,6	-0,11	4,3	3,2	7,0	33,0

Fuente: SGIME (CNMC)

Las particulares condiciones de generación de ambos meses (elevada eolicidad e hidráulica) hicieron reducirse el precio final del mercado de producción hasta los 50,21 €/MWh y 33,0 €/MWh en enero y febrero respectivamente, viéndose aumentadas, en consecuencia, las componentes derivadas de los procesos de restricciones y otros procesos del OS. La componente asociada a pagos por capacidad también registró valores elevados, asociados a su comportamiento estacional.

Gráfico 9 – Evolución mensual de los componentes del precio horario final del mercado.

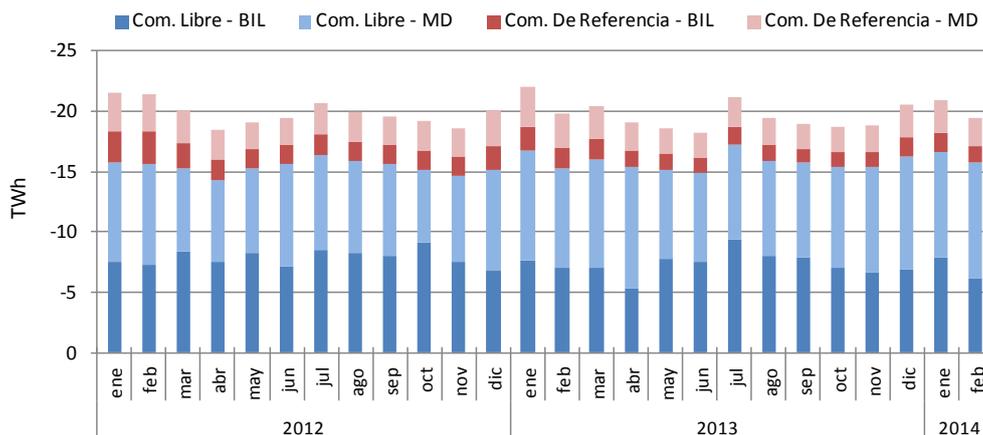


Fuente: SGIME (CNMC)

2.3.2 Programa Diario Base de Funcionamiento

Desde el punto de vista de las compras en el Programa Diario Base de Funcionamiento, la cuota de suministro en mercado libre volvió a recuperar su tendencia ascendente tras el descenso estacional experimentado en los meses previos, alcanzando cuotas del 79,5% y 81,2% en enero y febrero respectivamente (frente al 76,2% y 76,9% registrados en los mismos meses del año anterior).

Gráfico 10 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Fuente: SGIME (CNMC)

Atendiendo a la cuota de demanda de los comercializadores libres en el Programa Diario Base de Funcionamiento por grupo empresarial, en contraposición a las cuotas de generación vistas anteriormente, Iberdrola presentó una tendencia descendente, alcanzando en febrero la menor cuota registrada en los últimos años (17,4%), mientras

que el resto de los grandes grupos evolucionó consecuentemente al alza, continuando Endesa al frente de la demanda (28,1% en febrero).

Cuadro 4 – Demanda neta mensual por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española.

Año	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros	CUR
2010		25,5%	16,5%	11,6%	7,8%	1,3%	9,0%	28,4%
2011		27,0%	18,3%	11,3%	7,6%	1,5%	8,7%	25,7%
2012	ene	25,1%	18,6%	10,9%	6,7%	1,9%	9,8%	27,0%
	feb	24,8%	19,0%	10,8%	6,8%	2,1%	9,6%	26,9%
	mar	26,5%	18,9%	11,4%	7,0%	2,5%	9,9%	23,8%
	abr	26,8%	18,7%	11,2%	7,5%	2,4%	10,5%	22,8%
	may	28,3%	19,0%	11,6%	7,9%	2,6%	10,5%	20,1%
	jun	29,5%	19,1%	11,7%	7,5%	2,6%	9,7%	20,0%
	jul	29,4%	19,2%	12,0%	6,9%	2,6%	9,4%	20,6%
	ago	29,0%	19,0%	11,7%	6,6%	2,6%	10,8%	20,3%
	sep	28,2%	18,7%	11,9%	6,8%	2,6%	11,6%	20,1%
	oct	27,7%	18,6%	11,8%	7,3%	2,7%	10,9%	21,0%
	nov	28,1%	18,4%	11,7%	6,8%	2,4%	11,3%	21,2%
	dic	26,5%	19,2%	11,4%	6,3%	2,2%	9,6%	24,7%
2013	ene	25,9%	18,6%	11,4%	6,5%	2,5%	11,4%	23,8%
	feb	26,3%	18,3%	11,3%	6,8%	2,7%	11,4%	23,1%
	mar	26,7%	18,3%	11,3%	6,7%	2,7%	12,4%	21,9%
	abr	27,3%	17,7%	11,1%	7,5%	2,9%	14,5%	19,1%
	may	27,7%	17,8%	11,3%	7,4%	3,0%	14,4%	18,4%
	jun	28,1%	18,0%	12,1%	7,5%	3,0%	13,1%	18,2%
	jul	27,8%	18,1%	11,8%	7,4%	2,8%	13,8%	18,3%
	ago	27,8%	18,2%	12,0%	7,2%	3,0%	13,3%	18,5%
	sep	27,5%	17,5%	12,2%	7,7%	3,1%	15,1%	17,0%
	oct	28,0%	17,8%	12,2%	7,7%	3,1%	13,7%	17,5%
	nov	27,4%	18,4%	11,3%	7,1%	2,8%	14,4%	18,6%
	dic	25,5%	18,9%	11,4%	7,7%	2,6%	13,3%	20,7%
2014	ene	27,1%	18,2%	11,6%	7,4%	2,7%	12,4%	20,5%
	feb	28,1%	17,4%	11,8%	7,8%	2,8%	13,3%	18,8%

Fuente: SGIME (CNMC)

Desde el punto de vista de las ventas en PDBF, Iberdrola experimentó un fuerte repunte en ambos meses, situándose al frente de los grandes grupos, con cuotas del 26% y 32% en enero y febrero respectivamente. Su importante generación de origen renovable desplazó al resto de los grandes grupos, principalmente en el mes de febrero, cuando la cuota de Iberdrola resultó equiparable a la del conjunto del resto de grandes empresas.

Cuadro 5 – Generación neta mensual por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española.

Años	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros
2011		25,8%	22,4%	9,4%	4,9%	3,1%	34,4%
2012	ene	30,2%	18,8%	10,4%	5,4%	3,1%	32,1%
	feb	29,2%	17,9%	9,6%	5,8%	3,0%	34,4%
	mar	29,5%	19,5%	8,7%	4,6%	2,9%	34,7%
	abr	26,3%	20,8%	8,1%	5,3%	1,8%	37,8%
	may	29,3%	18,6%	8,5%	4,1%	2,0%	37,4%
	jun	26,4%	17,1%	9,7%	5,7%	2,5%	38,6%
	jul	24,7%	18,0%	10,3%	5,7%	3,8%	37,5%
	ago	29,9%	18,2%	11,0%	5,3%	2,6%	33,0%
	sep	26,2%	19,7%	10,7%	5,4%	2,4%	35,5%
	oct	27,0%	21,5%	9,4%	5,0%	1,4%	35,7%
	nov	23,0%	23,8%	8,9%	5,5%	1,3%	37,4%
	dic	21,1%	22,2%	9,9%	6,2%	1,5%	39,1%
2013	ene	23,2%	20,8%	10,9%	6,1%	1,4%	37,6%
	feb	22,3%	23,2%	9,2%	6,2%	1,8%	37,4%
	mar	20,0%	27,3%	7,8%	5,3%	1,3%	38,2%
	abr	18,5%	29,0%	7,8%	4,4%	1,2%	39,1%
	may	23,9%	22,6%	5,5%	4,5%	1,2%	42,3%
	jun	25,7%	21,4%	5,0%	4,3%	1,3%	42,2%
	jul	32,9%	17,9%	10,6%	5,7%	1,1%	31,9%
	ago	30,0%	19,1%	11,3%	5,6%	0,8%	33,2%
	sep	29,8%	18,6%	11,7%	6,3%	0,6%	33,0%
	oct	25,3%	18,8%	12,1%	7,0%	1,2%	35,6%
	nov	19,1%	23,5%	9,7%	5,7%	1,2%	40,7%
	dic	25,8%	20,5%	10,8%	7,5%	2,7%	32,6%
2014	ene	21,9%	26,0%	7,8%	5,5%	1,5%	37,4%
	feb	19,7%	32,2%	8,0%	4,7%	1,8%	33,6%

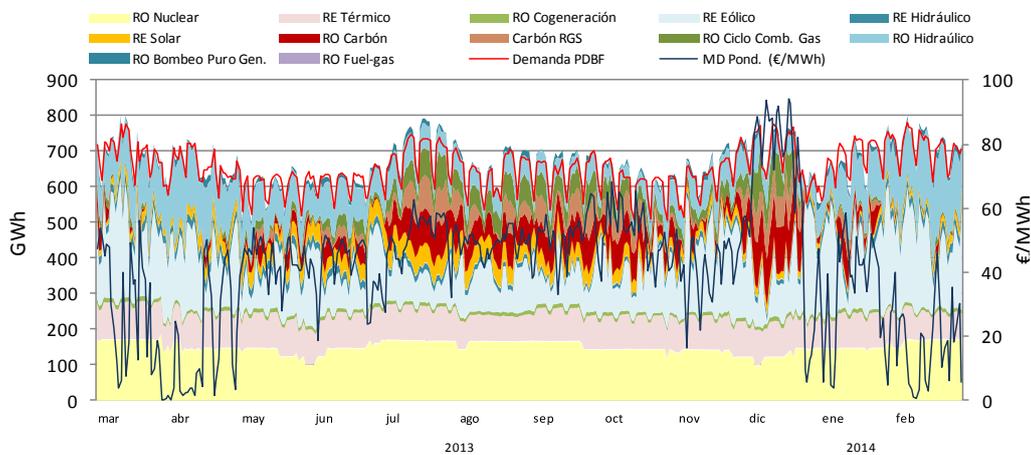
Fuente: SGIME (CNMC)

El precio medio del mercado diario en los meses de enero y febrero se situó en 33,62 €/MWh y 17,12 €/MWh respectivamente, siendo este último el valor medio mensual más reducido hasta la fecha. Los precios horarios punta alcanzados durante los meses de enero y febrero se situaron en el entorno de los 90 €/MWh, si bien, de forma puntual se alcanzaron precios más elevados, con un valor máximo de 110 €/MWh (17 de febrero). Durante ambos meses se registraron numerosas horas de precio cero (un total de 146 horas), lo que supuso más del 10% de las horas del periodo, registrándose un valor medio diario mínimo de 0,48 €/MWh el día 9 de febrero.

El exceso de oferta a precio cero en ciertos días acarrió el prorrateo de la demanda de energía entre las unidades ofertantes, lo que provocó que las centrales nucleares no casaran la totalidad de la energía ofertada al mercado diario. Dichas centrales completaron programa en otros segmentos del mercado, como el mercado intradiario o restricciones en tiempo real.

Como se ha comentado anteriormente, los altos niveles de hidráulicidad y eolicidad acaecidos durante los meses de estudio impulsaron las cuotas de la generación hidráulica y eólica, llegando a representar en su conjunto más de la mitad de la energía generada despachada en ambos meses en PDBF. De este modo, el precio del mercado diario evolucionó a la baja, experimentando el hueco térmico una fuerte contracción en ambos meses, situándose en el entorno del 1% en el mes de febrero.

Gráfico 11 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española.



Fuente: SGIME (CNMC)

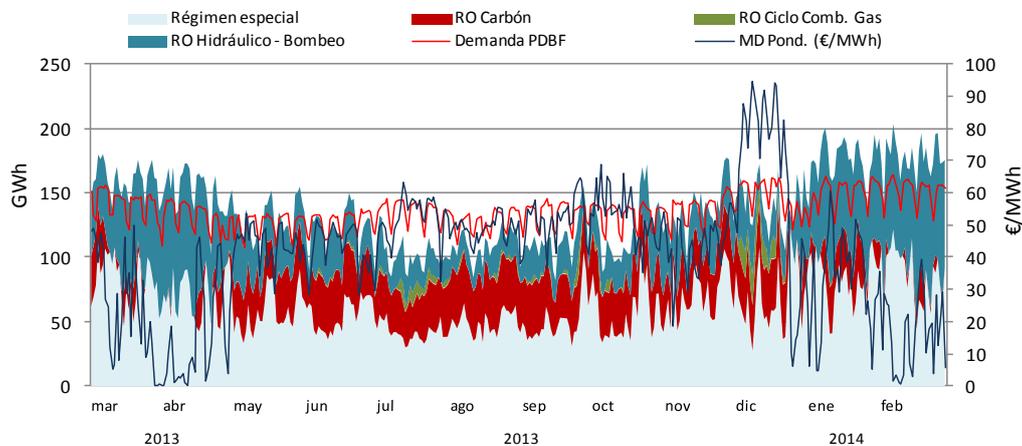
Cuadro 6 – Cuota de generación por tecnología en PDBF.

Año	Mes	RO Nuclear	RO Carbón	Carbón RGS	RO Ciclo Comb. Gas	RE Eólico	RO Hidráulico	RO Bombeo Puro Gen.	RE Solar	RO Cogeneración	RE Hidráulico	RE Térmico	RO Fuel-gas
2013	ene	20,5%	9,4%	1,2%	6,4%	30,1%	10,4%	1,6%	2,0%	1,9%	2,5%	13,8%	0,0%
	feb	21,7%	7,0%	1,6%	3,7%	28,8%	14,1%	1,4%	3,0%	1,8%	3,0%	13,9%	0,0%
	mar	24,4%	1,7%	0,2%	1,4%	30,5%	17,9%	1,2%	3,0%	1,8%	3,5%	14,3%	0,0%
	abr	22,3%	0,7%	0,2%	0,8%	26,1%	23,0%	1,9%	5,1%	1,5%	3,6%	14,7%	0,0%
	may	22,1%	4,9%	1,6%	2,8%	22,0%	16,1%	1,8%	6,5%	1,9%	3,9%	16,3%	0,1%
	jun	23,9%	4,3%	2,3%	4,1%	21,3%	13,9%	1,6%	7,8%	1,8%	3,4%	15,5%	0,1%
	jul	23,1%	11,5%	8,7%	7,8%	13,0%	9,5%	1,6%	7,8%	1,4%	2,3%	13,1%	0,0%
	ago	25,2%	11,2%	4,5%	8,9%	17,5%	8,5%	1,3%	7,9%	1,6%	2,0%	11,5%	0,0%
	sep	24,1%	11,5%	7,5%	8,2%	16,7%	7,3%	1,3%	6,5%	1,8%	1,6%	13,6%	0,0%
	oct	23,1%	10,7%	6,0%	6,6%	21,1%	8,0%	1,3%	5,0%	1,5%	1,7%	15,0%	0,0%
	nov	20,9%	4,9%	1,5%	5,0%	33,2%	10,6%	1,8%	3,8%	1,6%	2,5%	14,2%	0,0%
	dic	18,9%	13,3%	7,6%	7,5%	23,1%	8,1%	1,4%	3,0%	1,7%	2,2%	13,3%	0,0%
2014	ene	21,8%	4,2%	1,8%	1,1%	31,5%	16,9%	1,7%	2,2%	1,5%	3,5%	13,8%	0,0%
	feb	23,6%	0,5%	0,0%	0,9%	29,9%	24,7%	1,6%	2,8%	1,4%	3,4%	11,1%	0,0%

Fuente: SGIME (CNMC)

El PDBF portugués experimentó una evolución similar, con gran aportación hidráulica y eólica, descendiendo el hueco térmico en el mes de febrero por debajo del 3%, con una aportación prácticamente nula de los ciclos combinados en ambos meses de estudio. El conjunto de la generación hidráulica y de régimen especial supuso el 87% y 97% del total de la generación en PDBF en enero y febrero respectivamente.

Gráfico 12 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa.



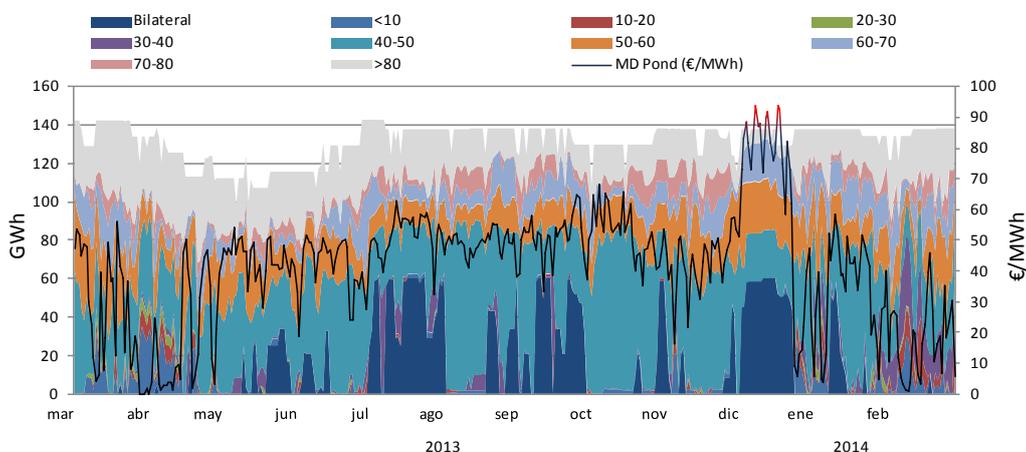
Fuente: SGIME (CNMC)

2.3.3 Análisis de ofertas

Zona española

Atendiendo al precio de las ofertas al mercado diario realizadas por las centrales de carbón no adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, éstas no presentaron variaciones considerables durante el mes de enero, si bien en el mes de febrero se apreció un abaratamiento de las mismas, reduciéndose el volumen de la energía ofertado en la banda 40-50 €/MWh, en favor de las bandas de precio inferiores.

Gráfico 13 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario y energía bilateralizada de las centrales de carbón no RGS.*

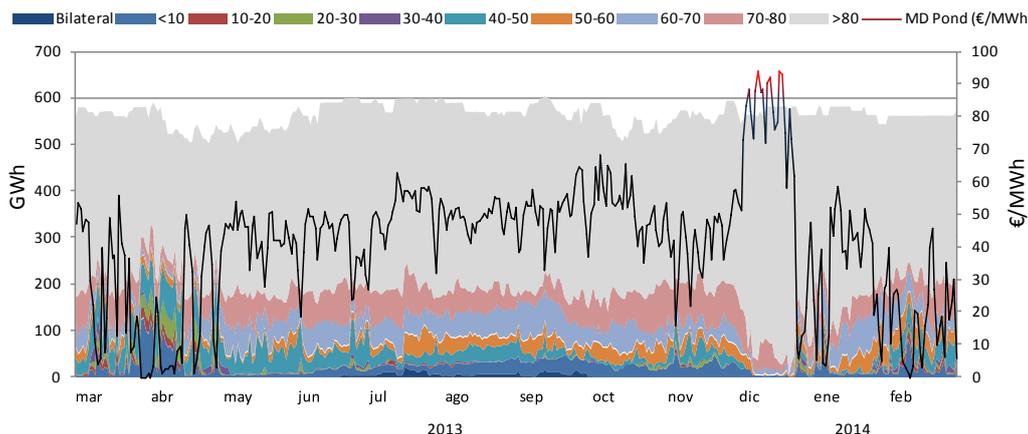


(*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

Fuente: SGIME (CNMC)

Por su parte, las ofertas de los ciclos combinados volvieron a retomar los valores previos al mes de diciembre (mes en el que se registraron altos precios del mercado diario), siendo poco significativas para la formación del PDBF como se ha visto anteriormente.

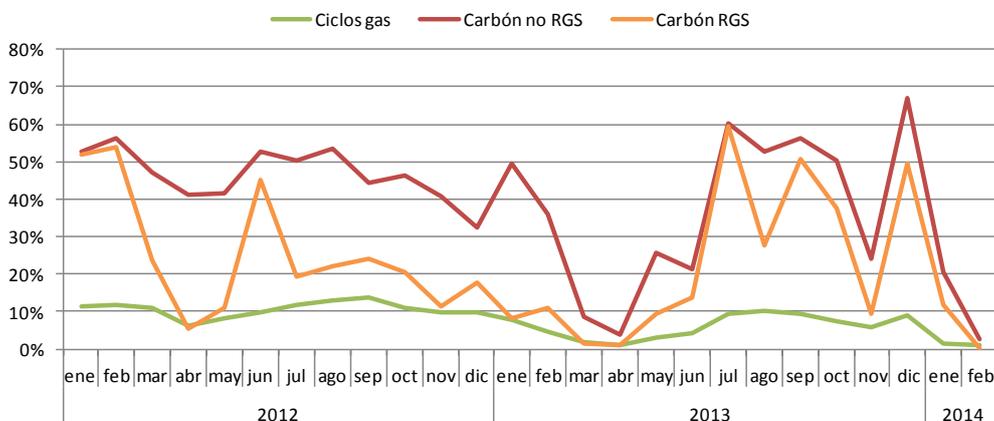
Gráfico 14 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario y energía bilateralizada de las centrales de ciclo combinado.



Fuente: SGIME (CNMC)

En contraposición a lo acontecido en el mes de diciembre, atendiendo al nivel de utilización en PDBF de la potencia disponible de las centrales de carbón y ciclo combinado, éste se redujo prácticamente a cero, similar a la situación acontecida en el mes de abril de 2013, cuando también confluyeron altos niveles de eolicidad e hidraulicidad.

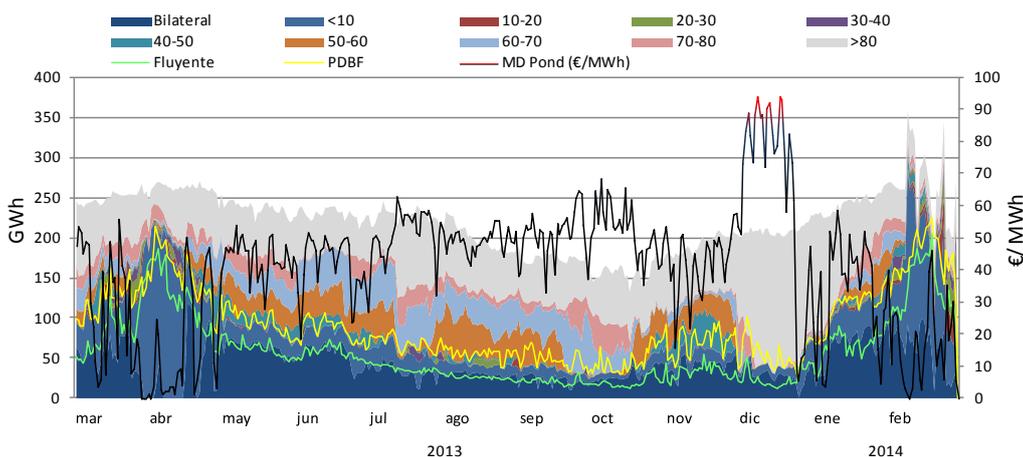
Gráfico 15 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: SGIME (CNMC)

Una vez más, en contraposición a lo sucedido en el mes de diciembre, la oferta hidráulica en régimen ordinario experimentó un fuerte abaratamiento, principalmente en el mes de febrero, registrándose altos niveles de generación fluyente que arrastraron a la baja el precio del mercado diario

Gráfico 16 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado, energía bilateralizada y energía programada en PDBF y fluyente* en P48 de las centrales hidráulicas en régimen ordinario.



(*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción horaria constante equivalente a la producción mínima horaria de ese día.
Fuente: REE, SGIME (CNMC)

Por último, cabe resaltar la aparición, de forma continuada, desde finales del mes de febrero, de ofertas al mercado diario de considerables volúmenes de energía, por parte de unidades generadoras a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, a precio superior a 0 €/MWh.

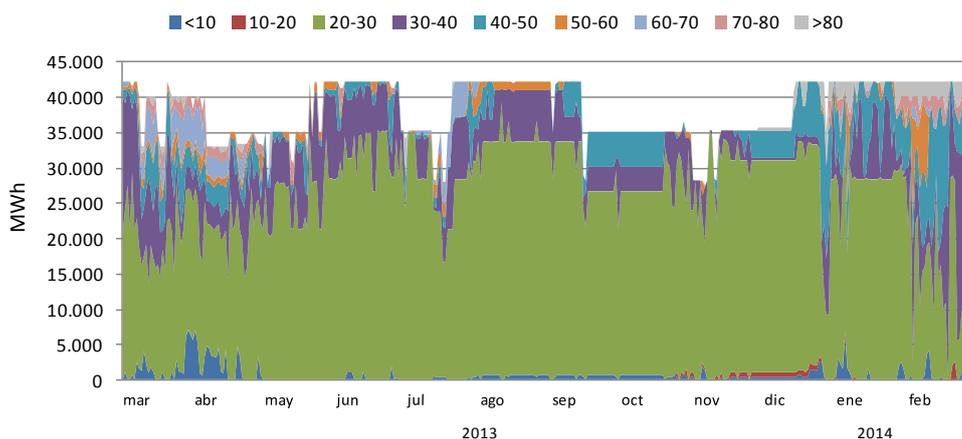
Si bien desde la publicación del *Real Decreto-ley 9/2013* se comenzaron a observar ofertas a precio distinto de cero, los volúmenes de energía eran muy poco significativos. Por el contrario, tras la remisión a mediados de febrero del primer borrador correspondiente a la *Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, complementando el *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, se ha comenzado a preciar un volumen creciente de energía de unidades antiguamente acogidas al régimen especial ofertado a precio distinto de cero. Hay que recordar, que el Real Decreto anteriormente mencionado, modificaba la retribución de las instalaciones de régimen especial acogidas a tarifa regulada, las cuales pasarían a ser retribuidas conforme a dos conceptos; potencia instalada y energía vendida libremente en el mercado.

Este hecho podría derivar en un incremento del precio medio del mercado diario, al convertirse las instalaciones renovables en tecnología marginal, principalmente en el intervalo de precio 0-45 €/MWh, esto es, por debajo de los costes estimados de generación del carbón.

Zona portuguesa

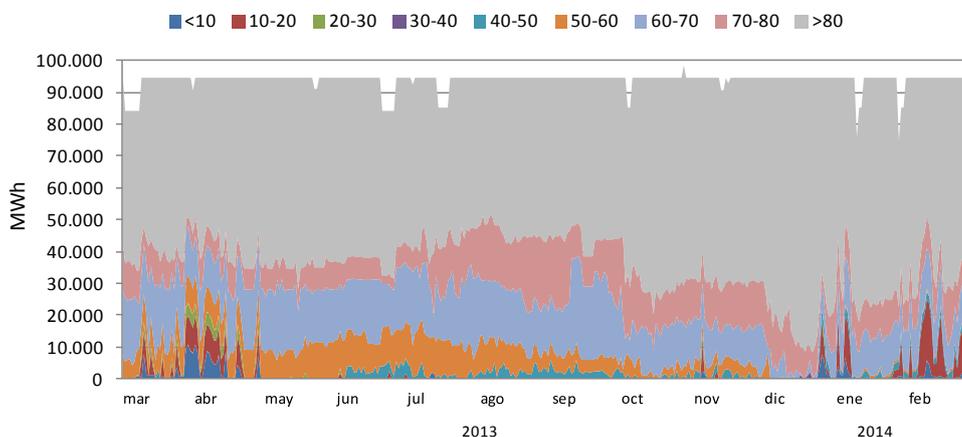
A continuación se muestran las ofertas a mercado diario de las centrales de carbón, ciclo combinado e hidráulicas en zona portuguesa. Mientras que las centrales de ciclo combinado e hidráulicas siguieron un comportamiento similar al de las plantas situadas en zona española, las centrales de carbón presentaron un comportamiento algo diferente, apreciándose un encarecimiento de las ofertas respecto a los meses previos, principalmente en el mes de febrero, cuando parte de la energía ofertada en la banda 20-30 €/MWh pasó a serlo en la banda 30-50 €/MWh.

Gráfico 17 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de carbón. Zona portuguesa.



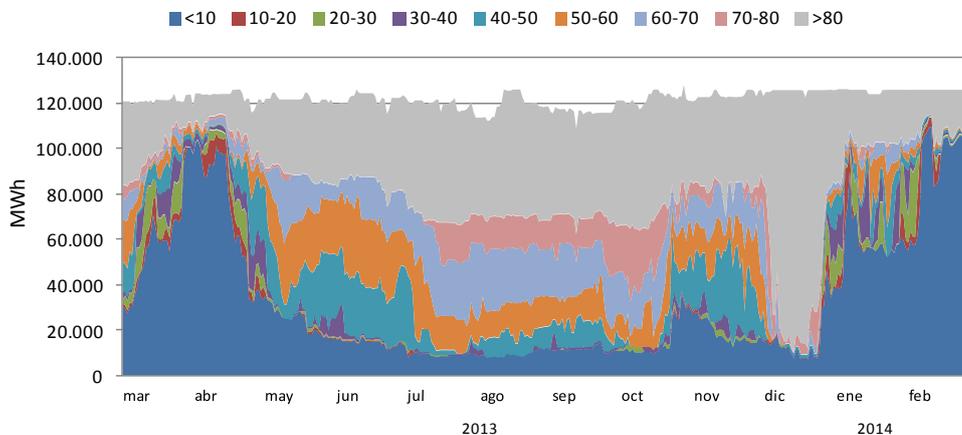
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 18 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de ciclo combinado. Zona portuguesa.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 19 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas en régimen ordinario. Zona portuguesa.



Fuente: SGIME (CNMC)

2.3.4 Análisis de costes

La referencia de gas natural SWE continuó su tendencia ascendente iniciada en el mes de noviembre, alcanzando su máximo en el mes de enero, cuando se registró un valor medio mensual de 43,65 €/MWh. El descenso relativo del mes de febrero se fundamentó en una reducción de la demanda (suaves temperaturas), los buenos niveles de aprovisionamiento y la normalización de la producción de Noruega y Argelia.

Conforme a la información publicada por World Gas Intelligence el regulador francés CRE pretende unir los tres hubs de gas franceses con el objetivo, según fuentes industriales, de reemplazar el GNL (más caro), con gas vía gasoducto, procedente del norte (más barato). De esta forma evitaría la volatilidad de los precios experimentada en los dos hubs del sur, que dependen del GNL. Así, Peg Sud (uno de los dos hubs del sur), experimentó a finales del pasado año precios punta que llegaron a alcanzar los 42,60 €/MWh (16 de diciembre), un 53% por encima de los precios de Peg Nord. Incluso sin precios punta, los precios en PEG Sud (30 €/MWh) son típicamente un 20% o más, mayores que en Peg Nord (24 – 25 €/MWh).

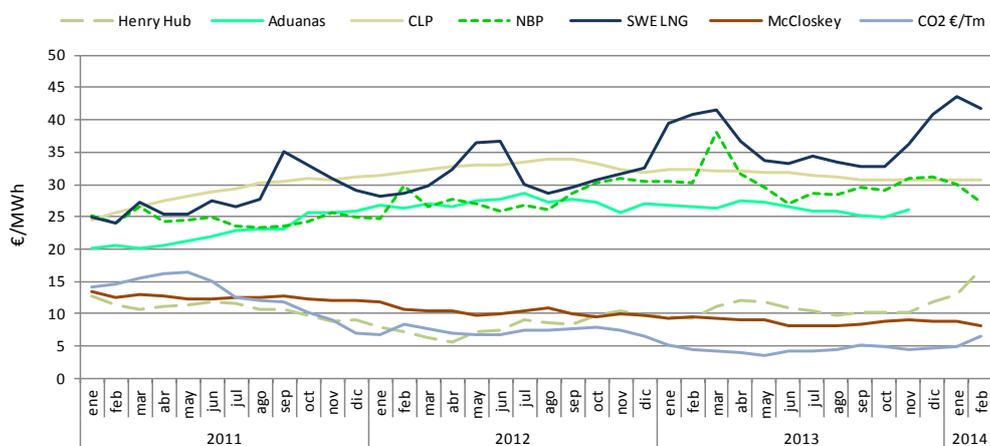
La referencia de gas de largo plazo CLP se mantuvo estable durante ambos meses de estudio, ligeramente por debajo de los 31 €/MWh, mientras que la referencia de gas NBP inició un ligero descenso, situándose en torno a los 27 €/MWh en el mes de febrero.

Por su parte, la referencia de gas Henry Hub de Estados Unidos aceleró el repunte iniciado en el mes de diciembre, acercándose a los 17 €/MWh, hecho favorecido por la depreciación del euro frente al dólar.

La referencia de carbón McCloskey evolucionó en sentido descendente, cayendo hasta los 8,2 €/MWh en el mes de febrero.

El precio de los derechos de emisión de CO2 experimentaron un considerable ascenso en el mes de febrero, acercándose a los 6,5 €/Tm de media en dicho mes, cifra que no se alcanzaba desde el mes de noviembre de 2012. Este ascenso podría estar ligado a la aprobación del “backloading”, hecho que implicaría, a partir de mediados de marzo, el recorte del 56% de los volúmenes pendientes de subasta en 2014.

Gráfico 20 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.



Fuente:

Valores de gas natural referidos a su PCI (Poder calorífico inferior). Tasa de conversión gas (PCI) = Gas (PCS)/0,9.

Valores de cotización en el National Balancing Point obtenidos de Paws.

Valores de cotización en Henry Hub obtenidos de Ycharts.

Valores de carbón CIF ARA referidos a su PCI (valor de publicación de Reuters).

Valores de Fuel Oil CIF, 1% contenido en sulfuro, referidos al mercado Mediterráneo, obtenido de Paws.

Valores de derechos de emisión de CO2 obtenidos de SendeCO2.

2.3.5 EL MIBEL y otros mercados europeos

El pasado día 4 de febrero tuvo lugar la sincronización del MIBEL con los mercados de la región NWE (North-West Europe, la cual agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) dentro de las actuaciones llevadas a cabo para alcanzar el completo acoplamiento del Mercado Ibérico de la Electricidad con los mercados de dicha región. Desde este día, el proceso de casación se realiza aplicando el procedimiento previsto en la iniciativa Price Coupling of Regions, que supone la puesta en marcha de un proyecto que conlleva la coordinación de cuatro operadores del mercado y trece operadores del sistema en Europa.

La sincronización fue llevada a cabo exitosamente en la casación del día 4 de febrero para el despacho del día 5. En esta primera fase de acoplamiento se está considerando nula la oferta de la capacidad de la interconexión España-Francia, por lo que se mantiene de forma transitoria en paralelo la ejecución de las subastas explícitas diarias en esta interconexión.

Durante el mes de enero tuvo lugar la publicación de la *Resolución de 27 de enero de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica*, consistente en la modificación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado para introducir aspectos necesarios para el acoplamiento del mercado diario Ibérico con los mercados de la región NWE, afectando a los procesos del mercado y liquidaciones derivados del acoplamiento de mercados, más concretamente, la introducción del algoritmo común de casación denominado Euphemia.

El precio medio mensual del mercado diario en zona española correspondiente a los meses de enero y febrero fue de 33,62 €/MWh y 17,12 €/MWh respectivamente, mientras que en zona portuguesa fue de 31,47 €/MWh y 15,39 €/MWh, registrándose así un spread medio mensual PT-ES de -2,15 €/MWh y -1,73 €/MWh, con lo que se constatan tres meses consecutivos de precio superior en zona española.

Gráfico 21 – Separación de mercados: evolución horaria del spread de precios entre la zona española y portuguesa.

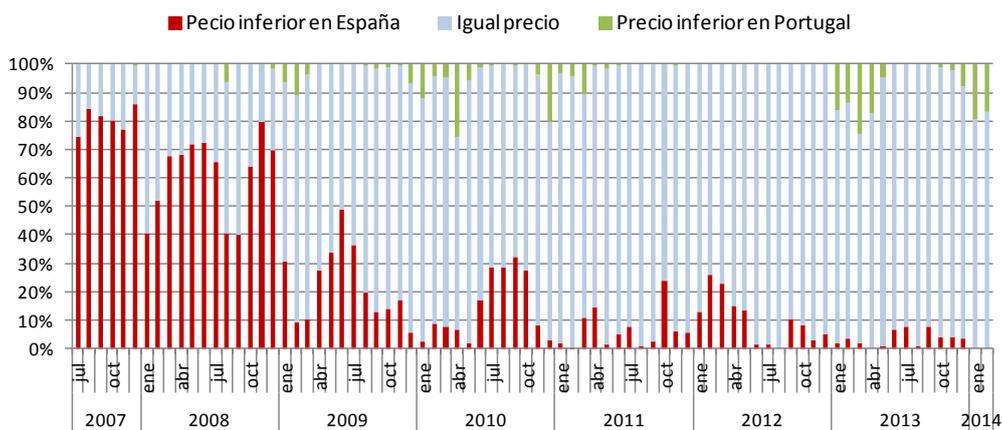
Año	Mes	Precio ES €/MWh	Precio PT €/MWh	Spread PT-ES €/MWh
2011		49,96	50,49	0,53
2012	ene	51,06	51,95	0,88
	feb	53,48	55,26	1,78
	mar	47,57	49,13	1,56
	abr	41,21	43,98	2,77
	may	43,58	44,52	0,94
	jun	53,50	53,53	0,03
	jul	50,29	50,35	0,06
	ago	49,34	49,34	0,00
	sep	47,59	48,49	0,90
	oct	45,65	46,11	0,46
	nov	42,07	42,39	0,32
	dic	41,73	42,18	0,45
2013	ene	50,50	48,53	-1,97
	feb	45,04	43,74	-1,31
	mar	25,92	22,82	-3,10
	abr	18,17	16,08	-2,08
	may	43,45	43,25	-0,20
	jun	40,87	41,70	0,83
	jul	51,16	51,40	0,24
	ago	48,09	48,12	0,03
	sep	50,20	50,68	0,48
	oct	51,49	51,58	0,09
	nov	41,81	42,10	0,30
	dic	63,64	62,99	-0,65
2014	ene	33,62	31,47	-2,15
	feb	17,12	15,39	-1,73

Fuente: SGIME (CNMC)

La elevada generación renovable en Portugal motivó la aparición de numerosas horas de saturación de la interconexión en sentido importador (PT→ES), propiciando el

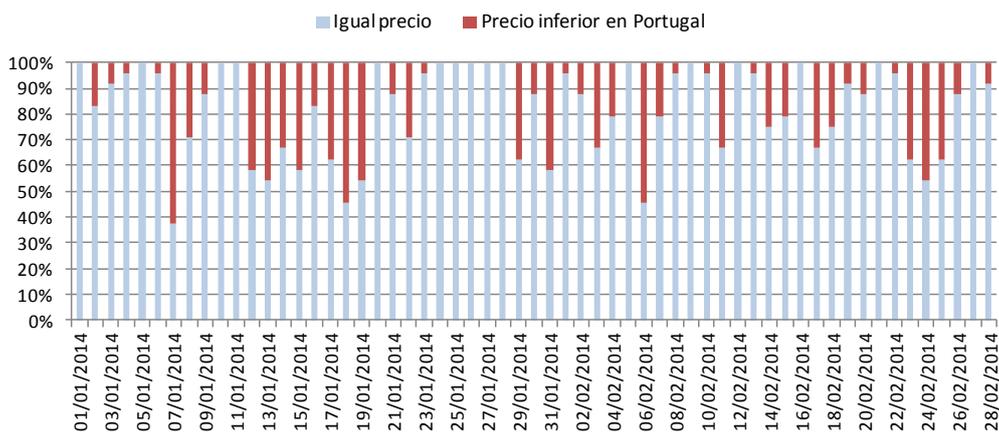
desacoplamiento entre sistemas. El acoplamiento medio del MIBEL se redujo al 81% y 83% en enero y febrero respectivamente, apareciendo en todas las horas de desacoplamiento un precio superior en zona española, en línea con lo sucedido en el primer trimestre de 2013, cuando la participación de renovables también fue muy elevada en Portugal.

Gráfico 22 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 23 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Enero y Febrero 2014.



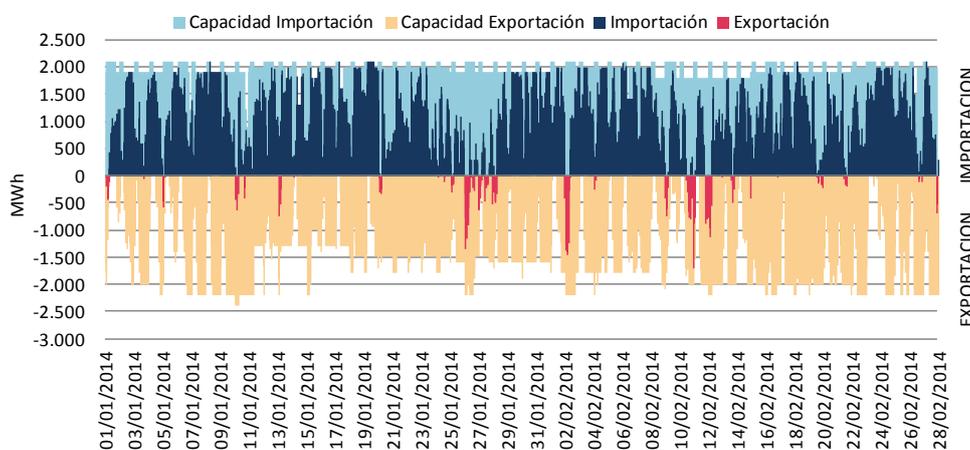
Fuente: SGIME (CNMC)

Durante los meses de enero y febrero el uso de la interconexión con Portugal resultó ligeramente superior a los últimos meses de 2013, con unos porcentajes medios de utilización del 57% y 55% respectivamente. El saldo neto resultó importador en ambos meses por valores de 771 GWh y 665 GWh en enero y febrero.

En cuanto a las reducciones de la capacidad de interconexión con Portugal, en respuesta a las solicitudes recibidas en razón de la seguridad del sistema eléctrico portugués, se redujo con anterioridad a la celebración del mercado diario la capacidad comercial de intercambio en la interconexión entre España y Portugal en dirección ES→PT en un 37% y 49% del total de horas de los meses de enero y febrero, representando una reducción total de 380 GW y 394 GW respectivamente.

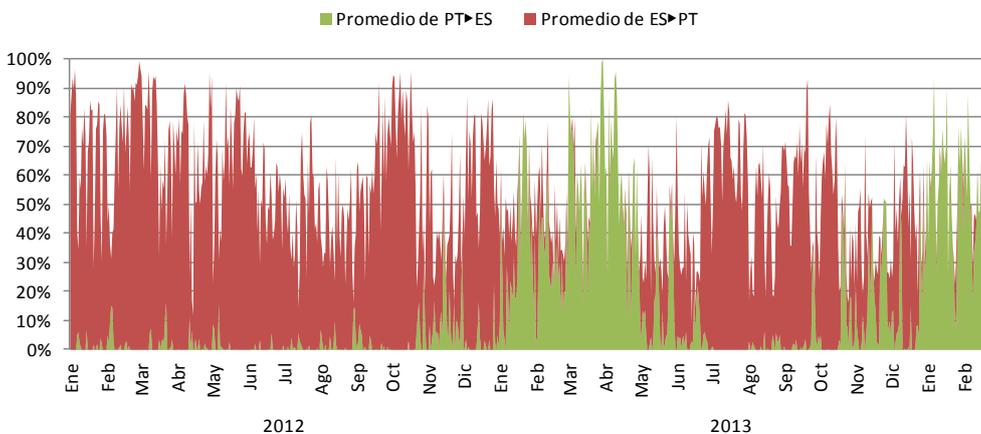
No se llevaron a cabo reducciones de la capacidad de interconexión con Portugal por seguridad del sistema eléctrico español durante el periodo de estudio.

Gráfico 24 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 25 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Portugal por sentido de flujo.



Fuente: IESOE

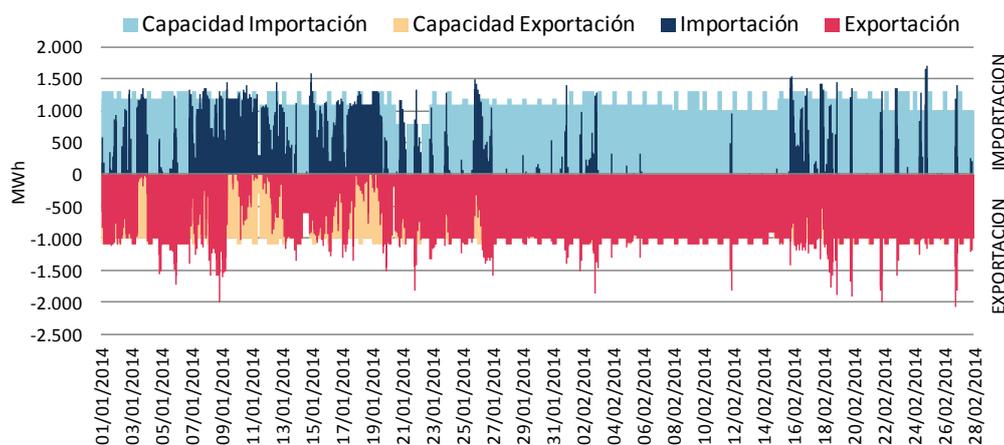
El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de enero y febrero fue de 39,14 €/MWh y 38,69 €/MWh respectivamente, lo que supuso una diferencia con el mercado español (FR-ES) de 5,52 €/MWh y 21,57 €/MWh.

Conforme a esto, las cuotas de utilización de la interconexión con Francia en sentido importador fueron del 21% y 1% en enero y febrero respectivamente, mientras que en sentido exportador fueron del 57% y 93%. Esto se tradujo en un saldo neto mensual exportador en ambos meses, por valor de 254 GWh y 633 GWh.

El precio de la capacidad resultante de la subasta anual para 2014 en sentido FR→ES es de 9,48 €/MW (7,81 €/MW en 2013), mientras que en sentido ES→FR el precio es de 3,43 €/MW (2,88 €/MW en 2013).

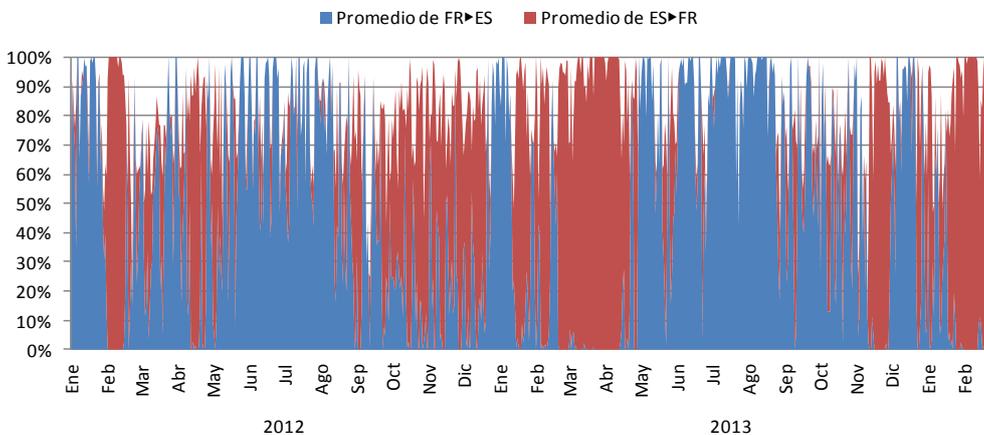
El resultado de las subastas mensuales explícitas en sentido FR→ES fue de 5,58 €/MW y de 0,98 €/MW en enero y febrero, mientras que en sentido ES→FR fue de 3,58 €/MW y 10,56 €/MW respectivamente.

Gráfico 26 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

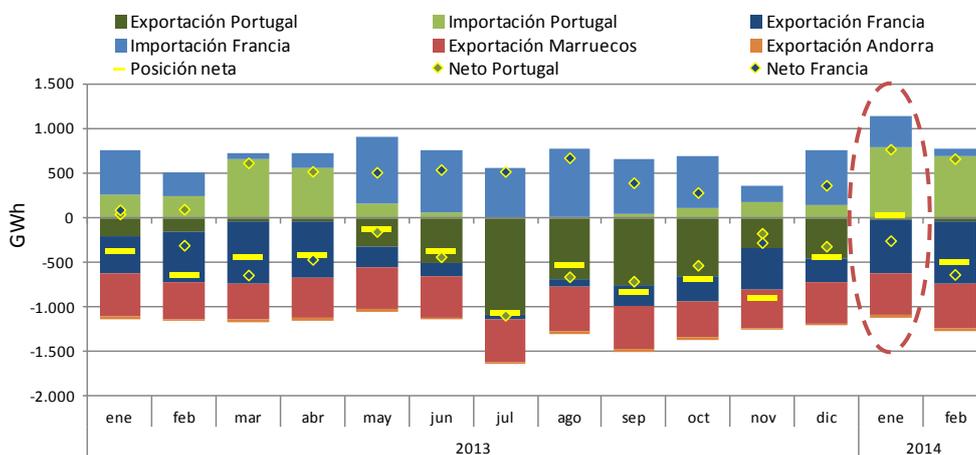
Gráfico 27 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Francia por sentido de flujo.



Fuente: IESOE

El saldo neto de los intercambios internacionales en el mes de enero resultó importador por un valor de 38 GWh, hecho que no se registraba desde enero de 2007, motivado principalmente por el incremento de la importación de Portugal. En el mes de febrero el saldo recuperó su carácter exportador, ascendiendo a 485 GWh.

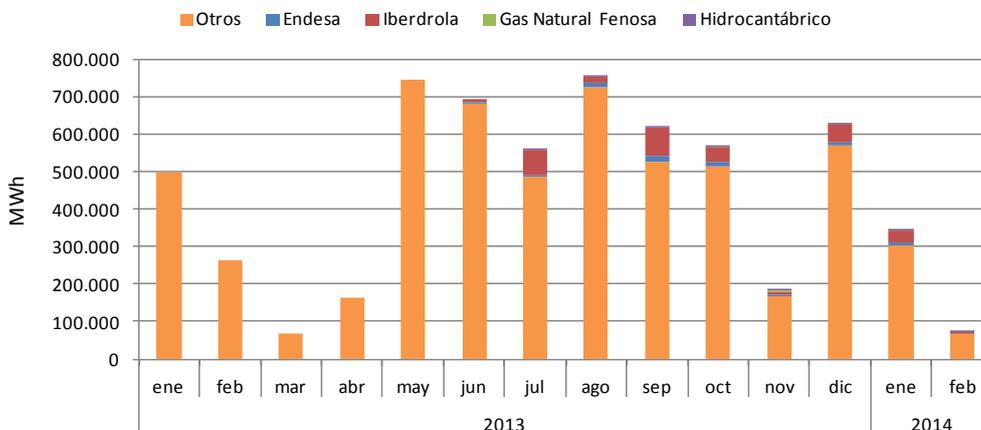
Gráfico 28 - Evolución del saldo mensual de las interconexiones internacionales.



Fuente: SGIME (CNMC)

Atendiendo al volumen de energía importada desde Francia por los operadores dominantes (Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa y EDP/Hidrocantábrico), éste supuso el 13% y 10% sobre el total de las importaciones en enero y febrero respectivamente.

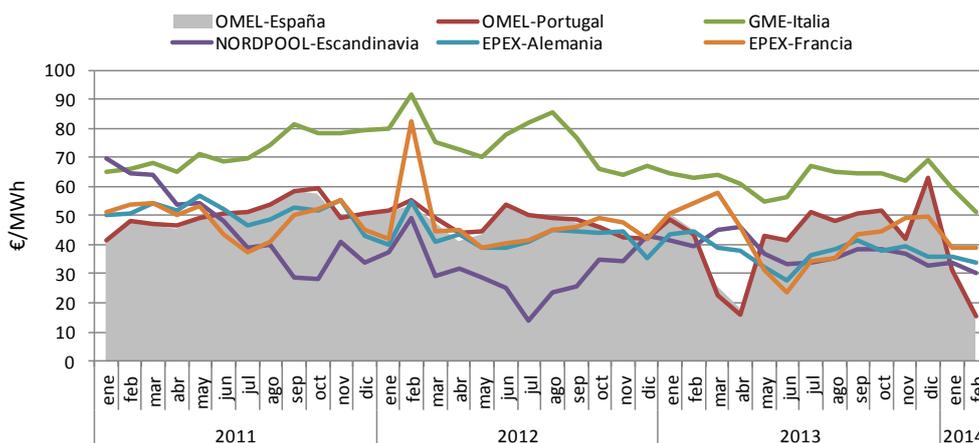
Gráfico 29 - Evolución mensual de las importaciones desde Francia por grupo empresarial.



Fuente: SGIME (CNMC)

Las principales referencias europeas registraron descensos generalizados en los dos primeros meses del año en un contexto de menor demanda, derivado de un invierno suave, lo que favoreció la aparición de precios inferiores a los registrados en los últimos años. El MIBEL volvió a presentar una alta volatilidad, situándose en el mes de febrero como la referencia más barata, incluso por debajo del EPEX-Alemania, que se se había situado en niveles muy inferiores al MIBEL durante 2013 como consecuencia de la participación de las renovables en su mix.

Gráfico 30 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



Fuente: OMEL

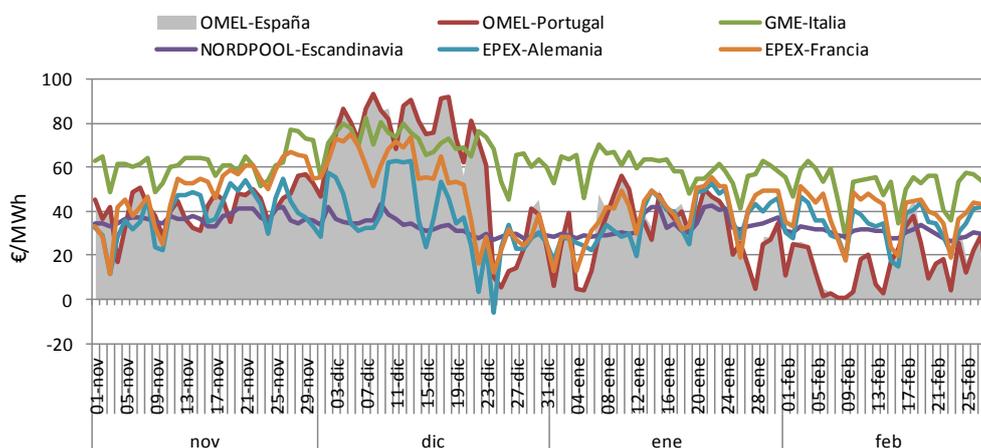
El precio EPEX Spot – Alemania mantuvo su tendencia descendente en el conjunto de ambos meses, registrando un valor medio para el mes de febrero de 33,59 €/MWh.

Más acusado resultó el descenso del EPEX Spot – Francia, en torno a los 10 €/MWh, alcanzando un valor medio en el mes de febrero de 38,69 €/MWh, muy por debajo de los valores registrados en años anteriores.

Por su parte, el precio medio del Nordpool continuó descendiendo, el quinto descenso consecutivo desde el mes de septiembre (38,42 €/MWh), alcanzando un precio medio para el mes de febrero de 30,23 €/MWh.

La referencia GME- Italia también experimentó un fuerte descenso frente al máximo alcanzado el pasado mes de diciembre (69,28 €/MWh), descendiendo hasta los 51,34 €/MWh en el mes de febrero, manteniéndose así como la referencia más cara de entre las principales referencias europeas.

Gráfico 31 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos (últimos 4 meses).

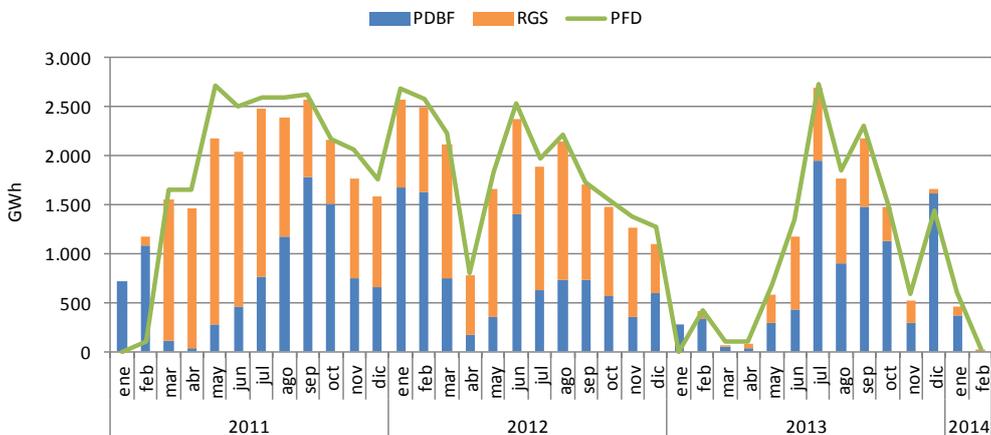


Fuente: OMEL

2.3.6 Restricciones por Garantía de Suministro

Conforme a la *Corrección de errores de la Resolución de 30 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2014, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro*, el volumen máximo de producción quedó fijado en 21,319 TWh.

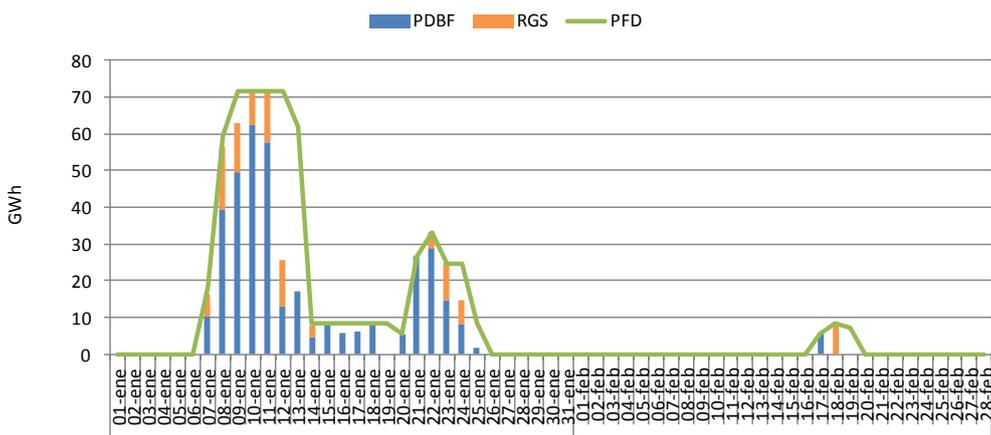
Gráfico 32 - Programación mensual en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.



Fuente: SGIME (CNMC)

La fuerte reducción del hueco térmico registrada durante ambos meses de estudio derivó en una fuerte caída del funcionamiento de las centrales RGS, principalmente en el mes de febrero, hecho similar a lo acontecido en los primeros meses del año 2013. De este modo, transcurridos los dos primeros meses del presente año, el volumen de producción pendiente es del 98%.

Gráfico 33 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Enero y Febrero 2014.

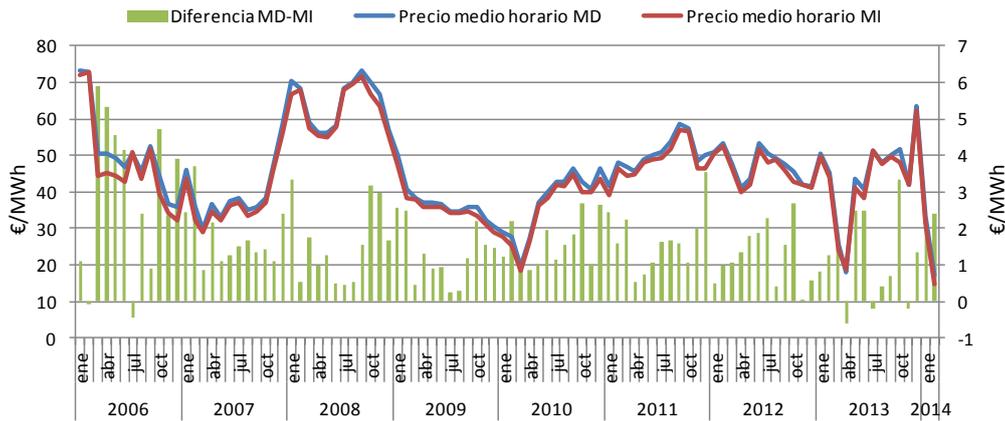


Fuente: SGIME (CNMC)

2.3.7 Mercado Intradiario

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 31,46 €/MWh para el mes de enero y de 14,70 €/MWh para febrero, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 33,62 €/MWh y 17,12 €/MWh respectivamente.

Gráfico 34 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario.



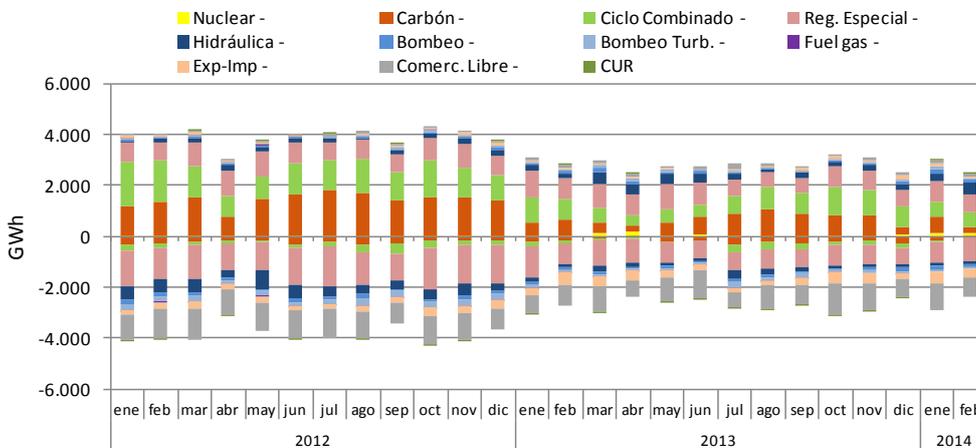
Fuente: SGIME (CNMC)

Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 11,2% y 9,8% de la energía negociada en PDBF en enero y febrero respectivamente (10,8% y 10,7% en los mismos meses de 2013), mientras que el incremento neto de generación fue del 4,4% y 3,7% respectivamente (3,3% y 4,0% en 2013).

Similar a lo acontecido en los meses de marzo y abril de 2013, la contracción del hueco térmico incrementó significativamente la participación de la tecnología nuclear en el mercado intradiario con el objetivo de conseguir un programa a plena carga, tras las reducciones sufridas en periodos de precios cero.

Como ya ocurrió en el mes de diciembre, el bajo volumen de energía programado en la fase I de restricciones por garantía de suministro mantuvo en niveles reducidos la participación de las centrales de carbón no adscritas a dicho proceso en el mercado intradiario.

Gráfico 35 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



Fuente: SGIME (CNMC)

2.3.8 Servicios de ajuste del sistema

La energía total utilizada en los servicios de ajuste del sistema en enero fue de 2.206 GWh (13,1% superior a diciembre) y 2.141 GWh en febrero (2,9% inferior a enero), representando un 10% y 10,6% respectivamente de la demanda final. En ambos meses la mayor parte de la energía correspondió a restricciones técnicas del PDBF (46% y 42% respectivamente) y regulación terciaria (20% y 18%), ascendiendo también en este último mes el peso de la solución de restricciones en tiempo real (18%).

Hay que destacar las importantes reducciones de programa experimentadas por el parque nuclear durante los meses de estudio en el proceso de resolución de restricciones del PDBF, donde la energía nuclear reducida en la fase 2 a bajar representó el 12% y 15% del total en enero y febrero respectivamente.

Cuadro 7 - Energía / Potencia asignada por servicios de ajuste (MWh / MW).

		2013										2014	
		Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
RGS	Fase I	21.868	42.463	283.620	739.920	741.810	862.362	696.415	344.079	226.115	50.093	96.362	8.288
	Fase II	21.868	42.463	283.620	739.920	739.485	840.244	691.460	343.716	226.115	50.093	96.362	8.288
Rest. Téc. al PDBF	Fase I Subir	1.034.746	1.006.463	944.246	762.761	202.006	199.387	210.847	563.002	630.278	684.790	1.022.415	900.201
	Fase I Bajar	1.688	457	1.431	6.018	27.627	56.928	26.093	23.399	2.202	42.039	0	0
	Fase II Subir	0	0	0	0	8.080	1.995	351	158	0	19.825	0	0
	Fase II Bajar	1.033.058	1.006.006	942.815	756.743	184.784	166.573	190.060	540.124	628.076	662.576	1.022.415	900.201
Reserva Pot. Adic.	Subir	347.675	251.085	106.298	0	1.500	43.448	134.692	440.068	778.874	260.567	608.463	780.910
Banda Secundaria	Subir	518.560	489.111	505.111	487.336	519.327	516.098	479.846	510.859	502.399	517.654	520.422	439.395
	Bajar	384.128	363.582	376.483	364.563	386.765	379.152	354.126	376.616	366.624	384.011	383.506	330.024
Secundaria	Subir	176.833	192.210	170.306	149.065	124.773	125.845	111.608	133.014	153.516	150.427	196.833	172.788
	Bajar	98.454	86.494	76.518	77.888	87.973	92.757	100.824	101.598	84.130	87.996	68.678	64.806
Terciaria	Subir	221.207	187.133	252.455	215.807	298.550	307.224	235.283	274.087	305.588	353.716	251.710	180.232
	Bajar	208.670	170.540	153.657	152.213	129.526	93.740	126.330	192.603	103.053	125.032	205.168	198.464
Gestión de Desvios	Subir	173.435	91.917	121.310	113.451	140.946	235.169	113.088	145.905	374.126	386.668	143.880	159.817
	Bajar	112.442	124.327	51.114	58.683	58.374	9.600	34.451	110.137	28.992	44.270	81.790	76.026
Rest. Téc. Tiempo Real	Subir	92.658	95.015	33.742	26.919	16.873	46.496	34.260	45.702	52.979	40.707	30.115	52.332
	Bajar	542.864	559.523	76.332	61.549	13.526	50.755	13.198	45.070	60.626	118.224	233.745	336.101

Fuente: REE

La fuerte caída del hueco térmico en ambos meses derivó en la necesidad de una gran programación por restricciones técnicas al PDBF, ascendiendo su coste mensual en el mes de enero a 87 M€, el valor más elevado desde marzo de 2010. También se registró un fuerte incremento asociado al mecanismo de reserva de potencia adicional a subir, alcanzándose en el mes de febrero los valores máximos, tanto en potencia asignada como en coste, desde la puesta en marcha del citado mecanismo.

Cuadro 8 – Coste mensual por servicios de ajuste (€).

		2013										2014	
		Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
RGS		725.770	1.458.217	12.993.359	30.111.449	56.420.807	40.982.575	43.815.799	30.495.309	10.136.470	6.388.512	4.514.120	468.220
Rest. Téc. al PDBF		80.759.888	79.551.572	63.229.657	61.309.354	28.037.304	38.978.422	44.712.050	65.322.340	67.345.289	58.588.107	87.154.227	73.146.252
Reserva Pot. Adic.		17.501.715	15.044.187	4.135.395	0	14.970	1.146.441	4.330.696	19.095.559	24.988.521	7.387.477	21.124.068	32.402.132
Banda Secundaria		37.232.534	27.951.453	20.663.005	28.832.405	26.479.685	25.834.392	23.614.991	29.757.788	25.635.363	38.564.289	30.382.861	27.564.040
Rest. Téc. Tiempo Real		13.162.358	15.268.085	6.940.641	4.392.504	2.281.355	6.382.986	7.216.600	17.784.422	15.813.020	8.183.239	5.728.128	13.634.440

Fuente: REE

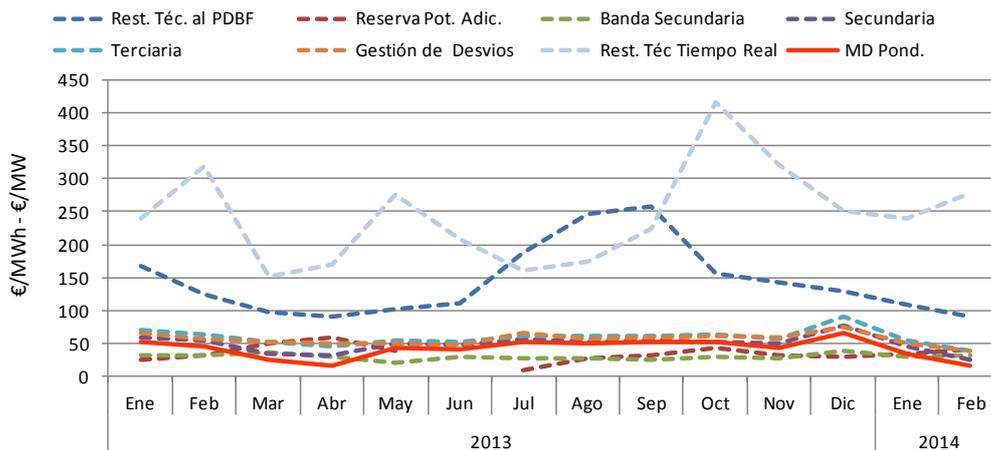
Tras las fuertes tensiones de precio registradas en el mes de diciembre, durante los meses de estudio se experimentó una caída generalizada del coste de los servicios de ajuste, destacando los bajos valores alcanzados principalmente en los servicios a bajar.

Cuadro 9 - Coste medio ponderado de servicios de ajuste (€/MWh - €/MW).

		2013										2014	
		Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
Rest. Téc. al PDBF	Fase I Subir	96,75	90,72	102,42	111,74	186,85	246,60	257,13	156,80	142,72	129,52	108,58	91,06
	Fase I Bajar	42,35	14,16	49,05	47,64	59,86	54,24	49,74	54,29	49,88	94,58		
	Fase II Subir					65,57	65,66	72,69	71,55		95,45		
	Fase II Bajar	18,67	11,68	35,44	31,24	46,45	43,42	43,31	40,17	35,82	42,29	23,34	9,81
Reserva Pot. Adic.	Subir	49,32	59,92	38,90		9,98	26,39	32,15	43,39	32,08	28,35	34,72	40,65
Banda Secundaria		36,43	28,52	20,78	30,35	26,83	26,29	25,43	30,12	26,11	38,19	28,82	30,98
Secundaria	Subir	33,56	31,20	49,69	47,04	56,27	52,07	53,20	52,43	50,48	77,20	44,50	24,06
	Bajar	12,89	10,30	24,81	23,98	35,69	33,57	33,01	30,10	27,96	44,96	15,09	5,16
Terciaria	Subir	53,13	46,03	54,03	51,64	61,16	60,83	61,54	63,06	56,85	89,50	53,58	38,31
	Bajar	6,44	5,35	14,18	13,48	24,87	22,70	19,70	15,91	13,02	30,13	8,97	0,97
Gestión de Desvíos	Subir	51,28	50,20	49,87	47,48	65,34	56,85	58,78	60,29	58,26	74,74	49,48	38,23
	Bajar	6,83	2,61	21,56	20,48	32,20	25,37	31,33	27,17	14,11	53,57	6,50	1,22
Rest. Téc Tiempo Real	Subir	151,04	168,84	275,07	208,79	160,35	174,71	222,71	416,81	320,91	251,05	238,78	277,98
	Bajar	1,53	1,38	30,67	19,95	31,37	34,29	31,34	28,05	19,60	17,22	6,26	2,72

Fuente: REE

Gráfico 36 - Evolución mensual del precio medio ponderado de servicios de ajuste a subir y mercado diario.



Fuente: REE

El sobrecoste añadido al precio soportado por la demanda por los servicios de ajuste durante los meses de estudio ascendió a 6,90 €/MWh y 7,48 €/MWh en enero y febrero respectivamente.

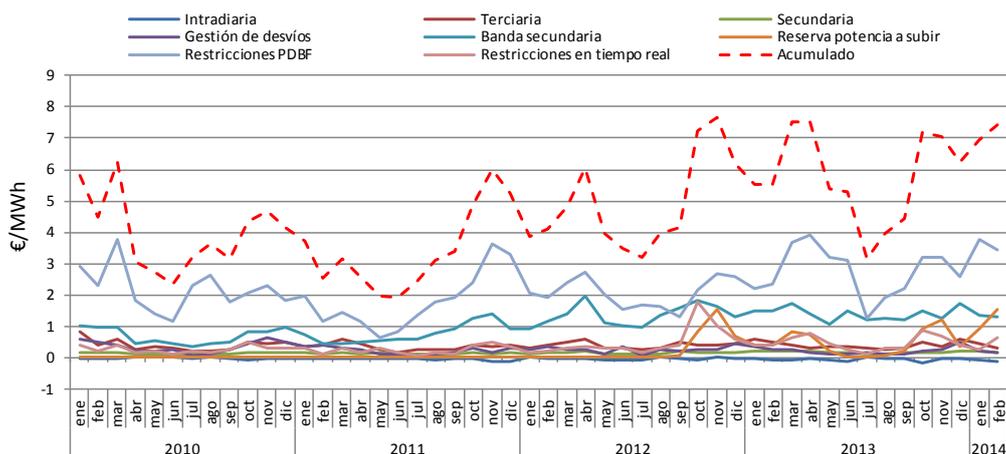
Cuadro 10 - Coste unitario soportado por la demanda por servicios de ajuste (€/MWh).

		2013										2014	
		Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
Rest. Téc. al PDBF		3,80	4,07	3,23	3,20	1,28	1,88	2,25	3,26	3,29	2,69	3,96	3,60
Banda Secundaria		1,77	1,44	1,07	1,52	1,23	1,26	1,21	1,51	1,26	1,78	1,38	1,36
Reserva Pot. Adic.		0,82	0,74	0,20	0,00	0,00	0,05	0,21	0,93	1,19	0,33	0,92	1,56
Rest. Téc Tiempo Real		0,63	0,75	0,43	0,25	0,10	0,31	0,29	0,83	0,70	0,38	0,28	0,67
Desvíos		0,62	0,47	0,30	0,40	0,33	0,29	0,33	0,59	0,54	0,94	0,54	0,47
Escedente de desvíos		-0,23	-0,12	-0,11	-0,11	-0,11	-0,06	-0,11	-0,13	-0,09	-0,16	-0,18	-0,18

Fuente: REE

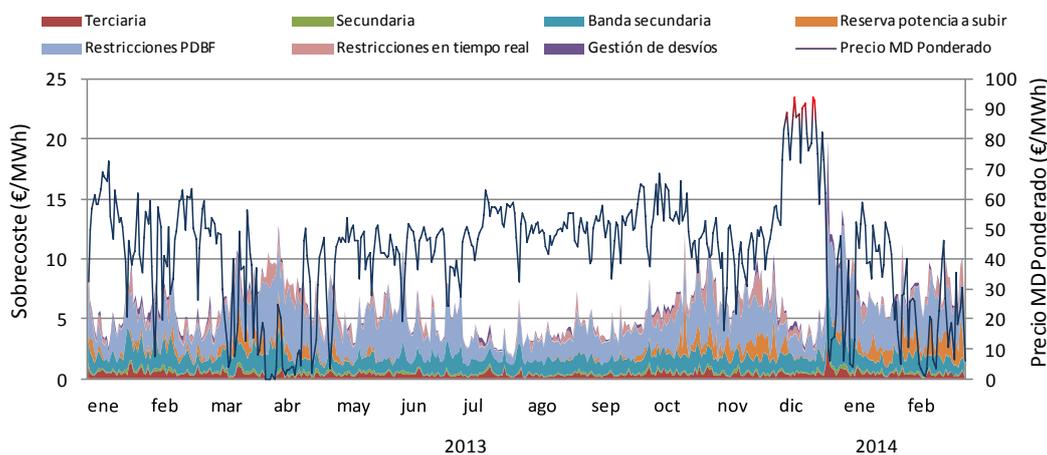
El sobrecoste añadido por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario repuntó durante los meses de enero y febrero, situándose en niveles máximos de los últimos años, impulsado por el sobrecoste derivado principalmente del proceso de solución de restricciones del PDBF y reserva de potencia adicional a subir.

Gráfico 37 – Estimación del promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 38 – Estimación del promedio diario acumulado de sobrecoste ponderado de servicios de ajuste sobre precio del mercado diario.

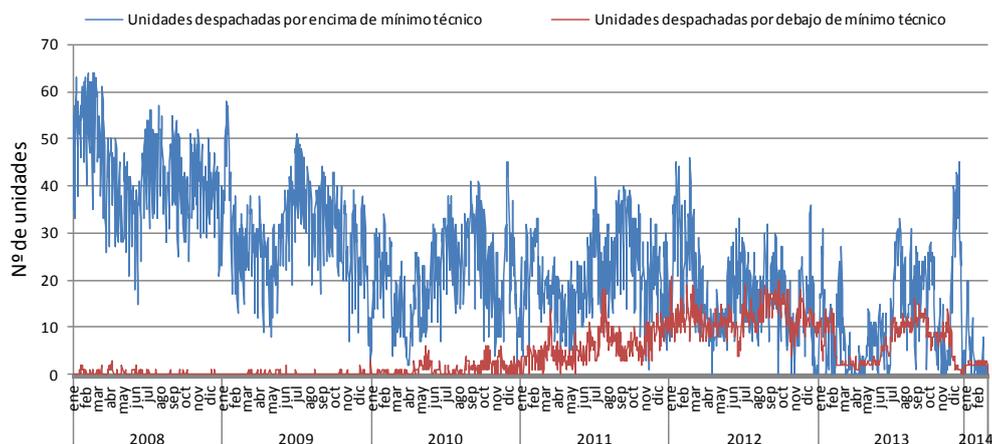


Fuente: SGIME (CNMC)

Ambos meses de estudio se caracterizaron por la bajísima programación de centrales térmicas (carbones y ciclos) en PDBF, principalmente en el mes de febrero, cuando de media resultaron despachadas en PDBF entorno a 5 centrales por día, siendo 2-3 de ellas ciclos combinados por debajo de mínimo técnico.

En las siguientes gráficas se muestra la evolución del número de centrales térmicas programadas diariamente en PDBF (más de tres horas al día) por encima y debajo de su mínimo técnico.

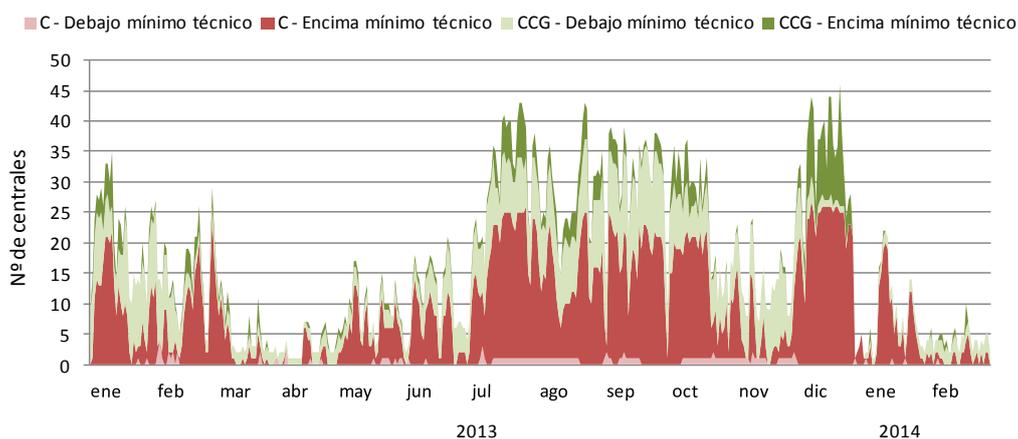
Gráfico 39 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF*.



*Nota: Se considerará central programada en PDBF por debajo de mínimo técnico aquella que durante la jornada resulte programada en PDBF a partir de la hora H.3 sin presentar ninguna hora programada por encima de su mínimo técnico.

Fuente: SGIME (CNMC)

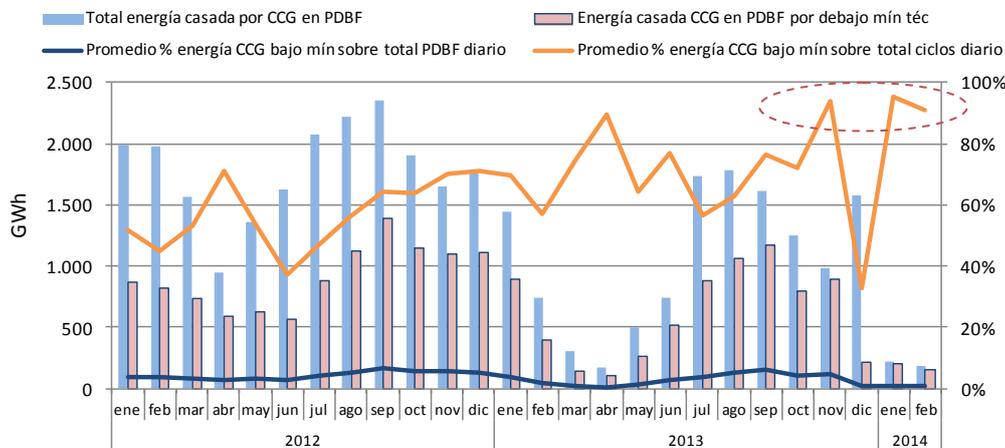
Gráfico 40 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF.



Fuente: SGIME (CNMC)

Atendiendo al volumen de energía programada por las unidades de ciclo combinado arriba mostradas, la media mensual del porcentaje que la energía casada por debajo de mínimo técnico en PDBF representa respecto al total de la energía casada en PDBF diariamente por esta tecnología se situó por encima del 90% en ambos meses, similar al porcentaje alcanzado en el pasado mes de noviembre.

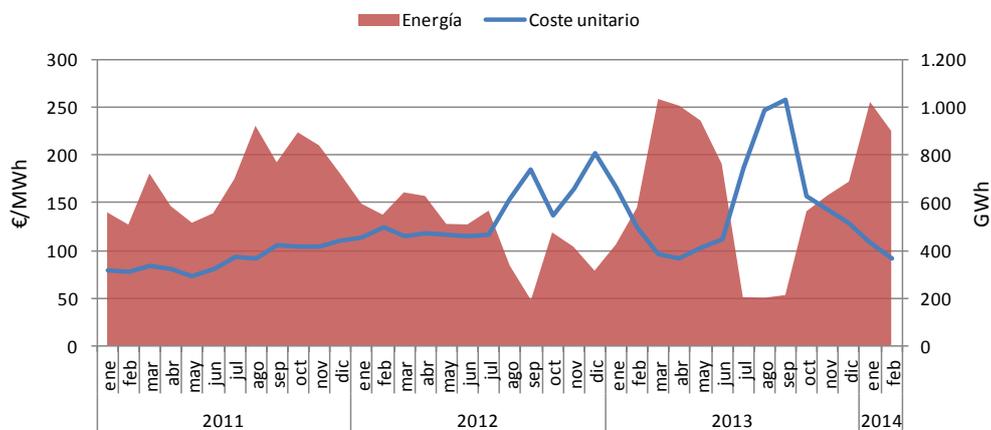
Gráfico 41 – Promedio mensual de la casación diaria de energía de CCG por debajo de mínimo técnico.



Fuente: SGIME (CNMC)

Como se comentó en el informe anterior, desde el pasado mes de noviembre no es habitual encontrar centrales térmicas (principalmente ciclos combinados) programadas en PDBF ligeramente por debajo de su mínimo técnico de forma continuada, si bien sí que se registra esta forma de programación por ciertas unidades en el periodo entre las horas H.1 y H.3. Por este motivo, como se ha comentado previamente, la energía programada a subir en concepto de restricciones al PDBF se incrementó de forma notable, reduciéndose su coste medio. De este modo, el precio medio ponderado mensual que se registró en la Fase I a subir de restricciones técnicas durante los meses de enero y febrero fue de 108,58 €/MWh y 91,06 €/MWh respectivamente.

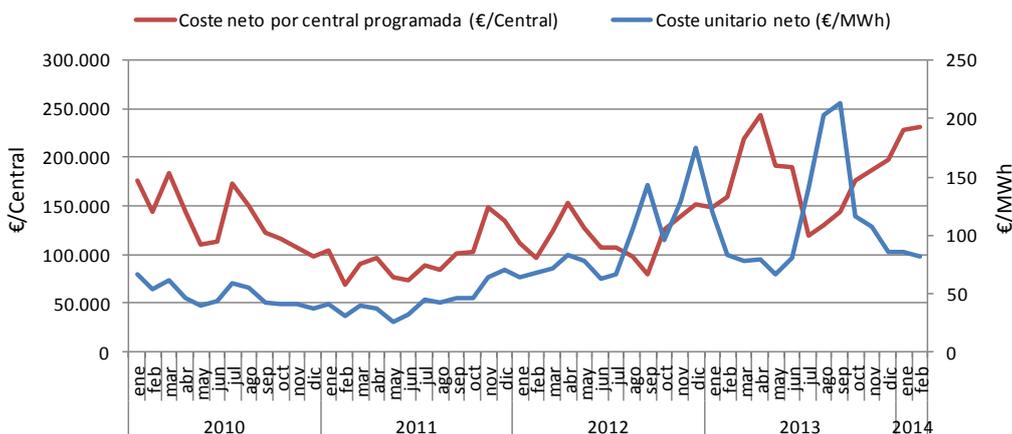
Gráfico 42 – Evolución mensual del coste de restricciones técnicas a subir (transporte y distribución) frente a energía asociada al proceso.



Fuente: SGIME (CNMC)

En este contexto, el coste neto unitario de restricciones técnicas se mantuvo en niveles similares al mes de diciembre, en el entorno de los 85 €/MWh, mientras que el coste neto por central programada por restricciones técnicas, ascendió fuertemente hasta los 230.000 €/central en ambos meses de estudio.

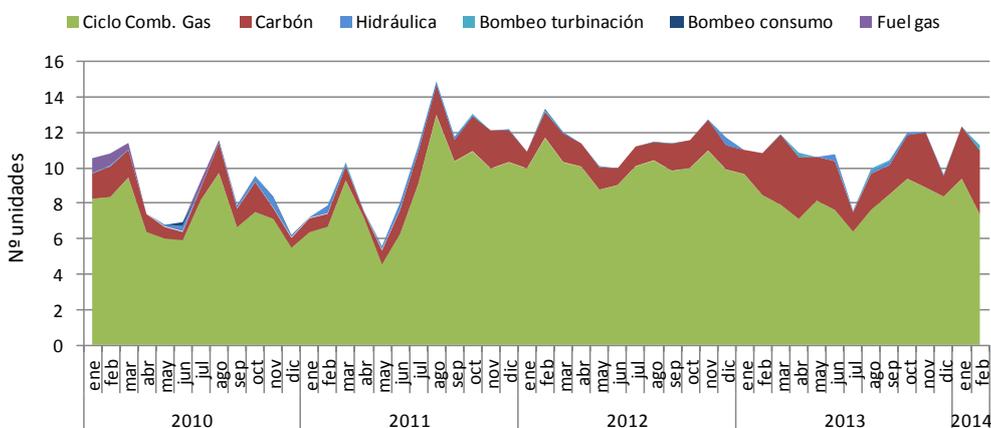
Gráfico 43 – Evolución mensual del coste neto unitario de restricciones técnicas (transporte y distribución) frente coste por unidad de generación.



Nota: El coste se ha calculado descontando al importe pagado en RT1 el volumen de energía programado en RT1 valorado al precio medio de RT2 a bajar en ese día.
Fuente: SGIME (CNMC)

Tras la caída del número de centrales de carbón programadas diariamente por restricciones técnicas del PDBF experimentada en el mes de diciembre, derivada del aumento del hueco térmico, éstas retomaron su participación en dicho proceso durante ambos meses de estudio, volviendo a resultar programadas alrededor de 12 unidades térmicas al día (ciclos y carbones).

Gráfico 44 – Promedio mensual del número de centrales programadas diariamente por restricciones técnicas (transporte y distribución) por tecnología.

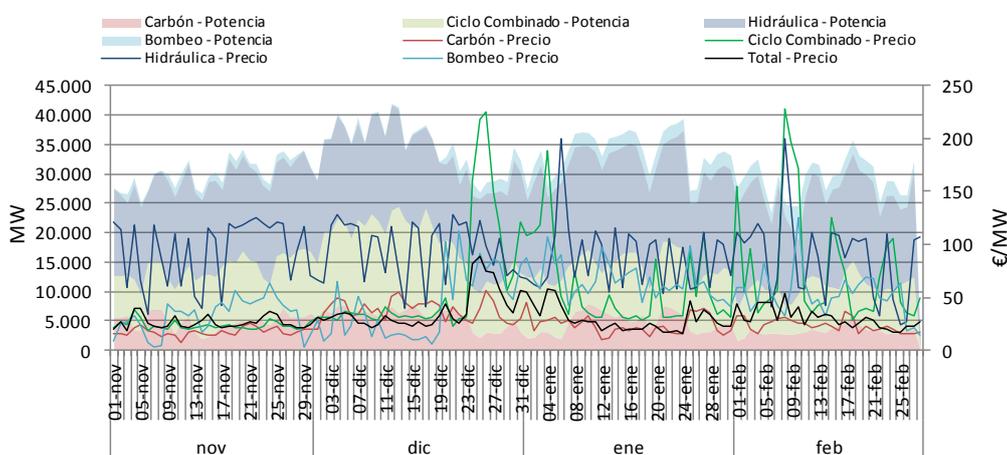


Fuente: SGIME (CNMC)

El coste mensual del proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF en enero y febrero ascendió a 87 M€ y 72 M€ respectivamente. En el mes de enero, el 94% de la energía programada por restricciones a subir correspondió a la resolución de restricciones en la red de transporte, localizadas principalmente en la zona de Campo de Gibraltar (23%), mientras que en el mes de febrero este porcentaje se redujo al 93%, también localizadas mayoritariamente en la zona de Campo de Gibraltar (24%).

El precio medio ponderado de la Banda secundaria en los meses de enero y febrero se situó en 28,82 €/MW y 30,98 €/MW respectivamente, frente a los 26,11 €/MW y 38,19 €/MW de noviembre y diciembre.

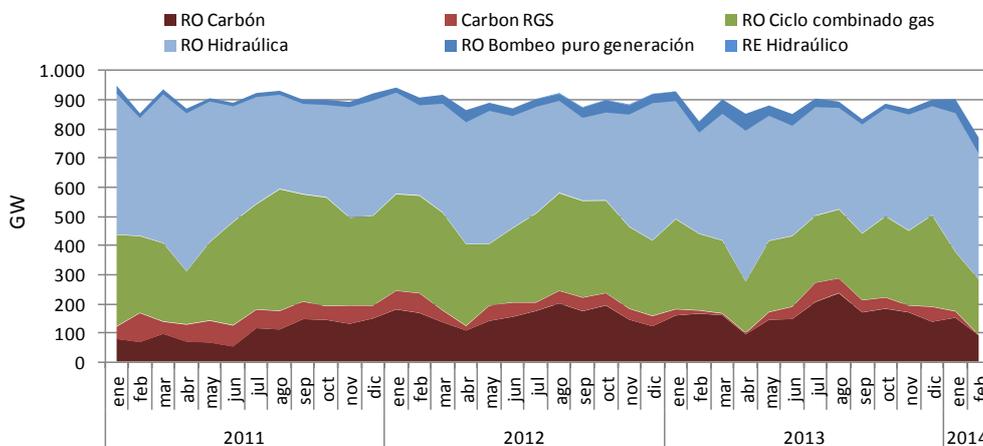
Gráfico 45 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria (últimos 4 meses).



Fuente: SGIME (CNMC)

El volumen de reserva de secundaria asignada a la generación térmica experimentó una fuerte reducción durante ambos meses de estudio, principalmente en el mes de febrero. La tecnología con mayor volumen asignado en enero y febrero resultó ser la hidráulica (53% y 56% respectivamente), seguida del ciclo combinado (23% y 25%).

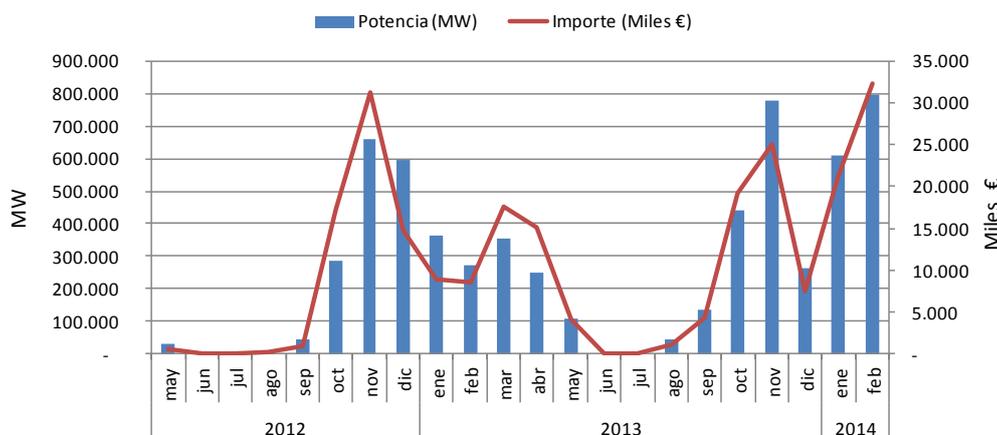
Gráfico 46 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: SGIME (CNMC)

Con respecto al mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir, durante ambos meses se registraron elevados valores tanto de potencia como de coste asociado, alcanzándose en el mes de febrero los valores máximos por ambos conceptos, desde la puesta en marcha del citado mecanismo. Esto fue debido a las mayores necesidades de asignación aparecidas por causa del reducido número de centrales térmicas acopladas al sistema tras el PDBF por motivo del reducido hueco térmico existente. El precio medio ponderado mensual en los meses de enero y febrero fue de 35 €/MW y 41 €/MW respectivamente, asignándose el 76% y 93% del total de la potencia a ciclos combinados y el resto a carbones.

Gráfico 47 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.

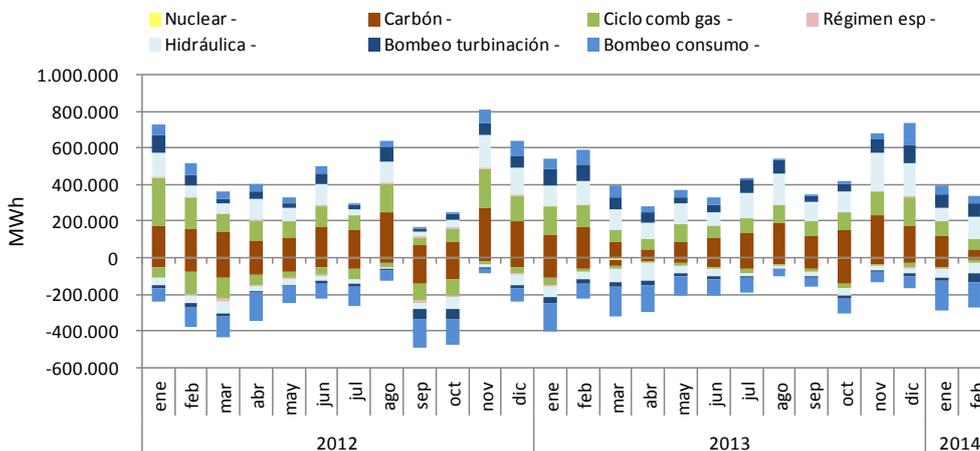


Fuente: REE

La elevada producción renovable en el periodo, en contraste con los meses anteriores, provocó una inversión en las necesidades de reserva del sistema, reduciéndose

considerablemente la energía necesaria a subir e incrementándose en contrapartida la utilización del consumo de bombeo.

Gráfico 48 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.

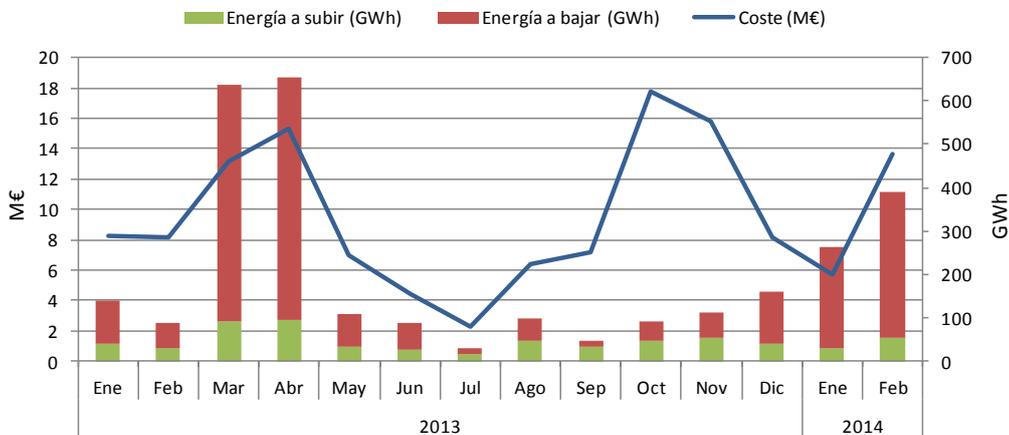


Fuente: SGIME (CNMC)

El precio medio ponderado mensual de la energía asociada a los desvíos a subir fue de 49,48 €/MWh y 38,23 €/MWh en enero y febrero respectivamente, mientras que a bajar fue de 6,50 €/MWh y 1,22 €/MWh. Por su parte, el precio medio ponderado de la energía terciaria a subir fue de 53,58 €/MWh y 38,21 €/MWh), siendo de 8,97 €/MWh y 0,97 €/MWh a bajar.

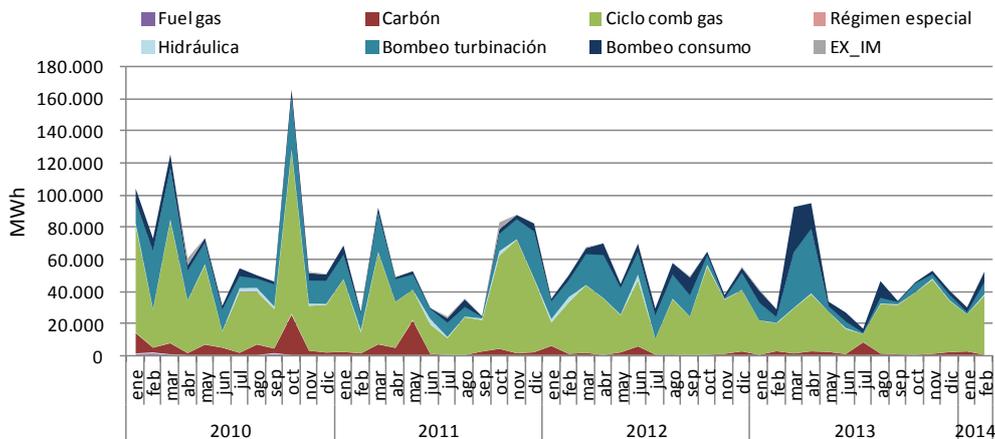
En cuanto al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, el alto volumen de generación renovable impulsó la energía asignada en dicho segmento, programando en enero un total de 264 GWh (30 GWh a subir) con un coste para el sistema de 5,7 M€ y un precio medio ponderado a subir de 239 €/MWh, incrementándose aún más en el mes de febrero, cuando la energía programada ascendió a 388 GWh (52 GWh a subir), con un coste total de 13,6 M€ y un precio medio ponderado de energía a subir de 278 €/MWh.

Gráfico 49 - Evolución mensual de la asignación de energía y coste de restricciones técnicas en tiempo real.



Fuente: REE

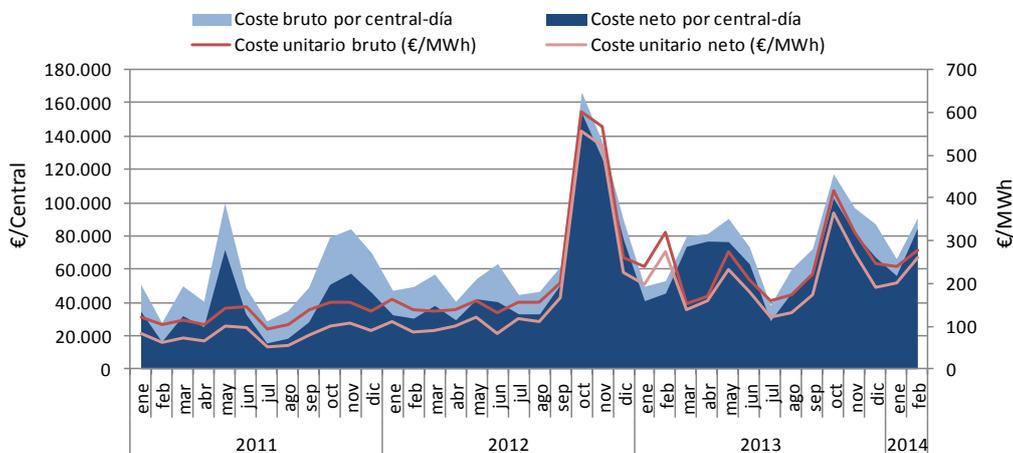
Gráfico 50 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

El coste neto por central y día asociado a la resolución de restricciones en tiempo real a subir volvió a repuntar en el mes de febrero, situándose por encima de los 80.000 €/central/día. Conforme a lo expuesto en el informe anterior, los elevados costes registrados en los últimos meses obedecen a la vigente forma de liquidación de este segmento, pendiente de modificación.

Gráfico 51 – Evolución mensual del coste medio (bruto y neto), por central y unitario, de restricciones en tiempo real a subir. (*)

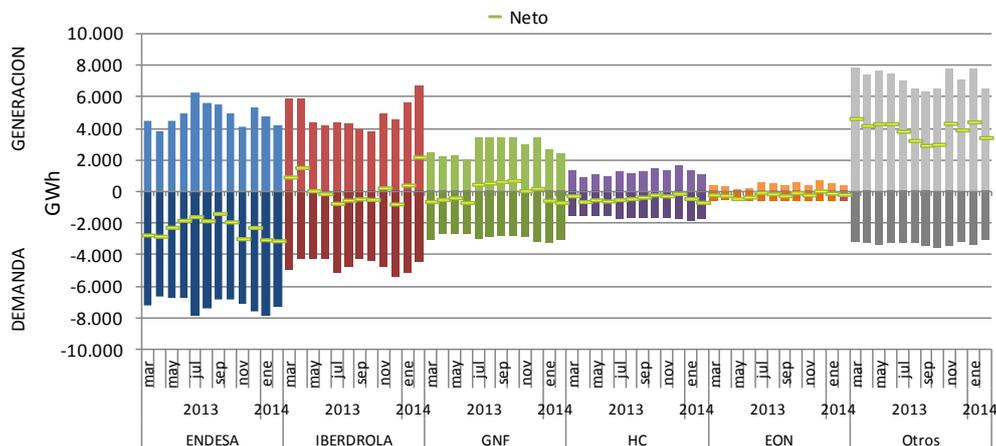


(*) Coste neto estimado como la diferencia entre el coste bruto de la energía a subir en tiempo real y la energía valorada al precio de los desvíos a subir.
Fuente: SGIME (CNMC)

2.4 BALANCE EMPRESARIAL

A continuación se muestra la evolución del saldo de compras y ventas de energía por agente durante los últimos doce meses.

Gráfico 52 – Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente (*).



(*) No incluye intercambios de energía en las fronteras ni demanda de bombeo.
Fuente: SGIME (CNMC)

El fuerte alza de la generación hidráulica, principalmente en el mes de febrero, así como la elevada generación eólica, esencialmente en el mes de enero, en detrimento de la generación térmica (ciclos y carbones), fueron los factores clave en la evolución del saldo del saldo neto (compras/ventas) de los diferentes agentes del mercado

durante el periodo de estudio. Adicionalmente, hay que señalar la recuperación paulatina de la generación nuclear de Endesa e Iberdrola durante ambos meses.

La posición neta de Endesa evoluciona en sentido comprador en ambos meses, alcanzando la posición más compradora del último año en el mes de febrero, debido esencialmente a la caída del funcionamiento de sus centrales de carbón.

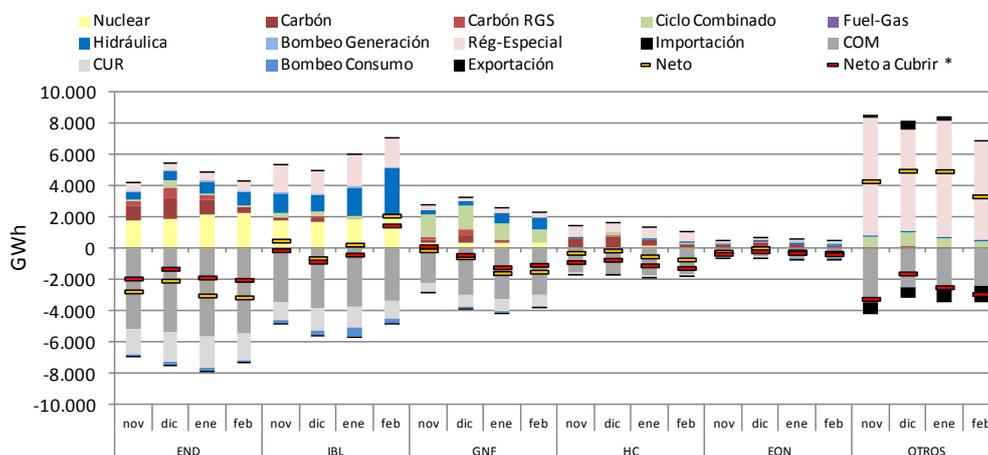
Por el contrario, Iberdrola evolucionó en sentido vendedor, alcanzando en febrero la posición neta más vendedora durante el último año, gracias a su fuerte generación hidráulica y eólica.

Gas Natural Fenosa acusó la caída de su generación térmica, tanto de ciclos como de carbones, pasando de una posición neta vendedora en diciembre a compradora en enero y febrero.

El fuerte descenso de las centrales de carbón de Hidrocantábrico y E.On hizo evolucionar en sentido comprador el saldo neto de ambos agentes, alcanzando ambos agentes en enero y febrero una posición neta compradora.

Por su parte, los grupos energéticos no tradicionales vieron fluctuar su posición neta, dentro de su carácter vendedor, esencialmente con la evolución de su generación eólica.

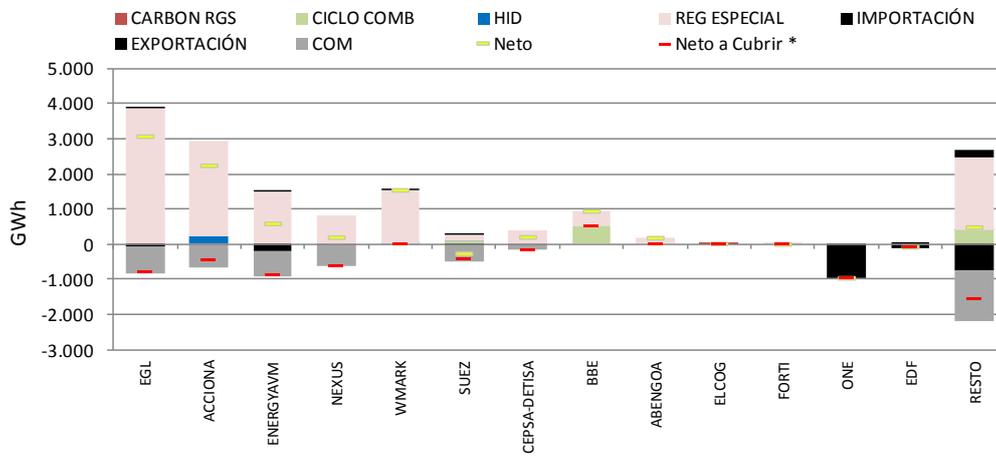
Gráfico 53 - Saldo neto de compras y ventas por agente y tecnología (últimos 4 meses).



* Nota: "Neto a Cubrir" excluye del saldo la generación en el antiguo Régimen especial, RGS y CUR, cuya producción ya está cubierta por su retribución regulada.
Fuente: SGIME (CNMC)

El gráfico siguiente muestra el saldo neto de los agentes no ligados a empresas energéticas tradicionales.

Gráfico 54 - Saldo neto de compras y ventas por agente (desagregación de Otros) y tecnología. Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

3 ANEXO II - GRÁFICAS

3.1 ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

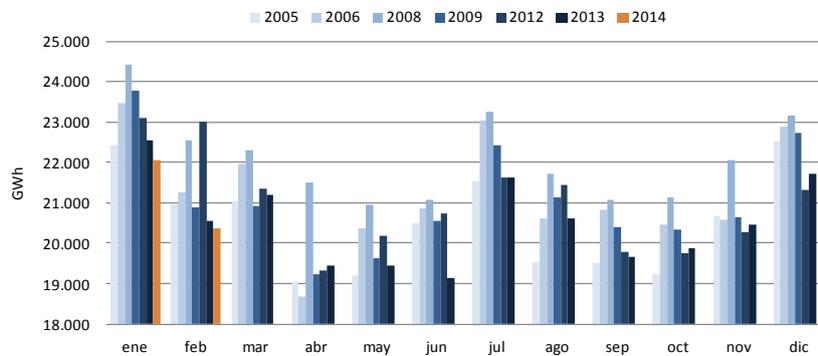
3.1.1 Demanda

Gráfico 55 - Evolución interanual de la demanda.



Fuente: REE

Gráfico 56 - Evolución mensual de la demanda.

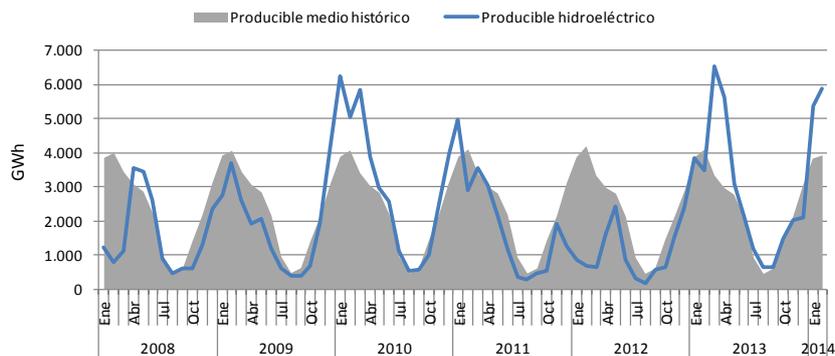


Fuente: REE

3.1.2 Oferta

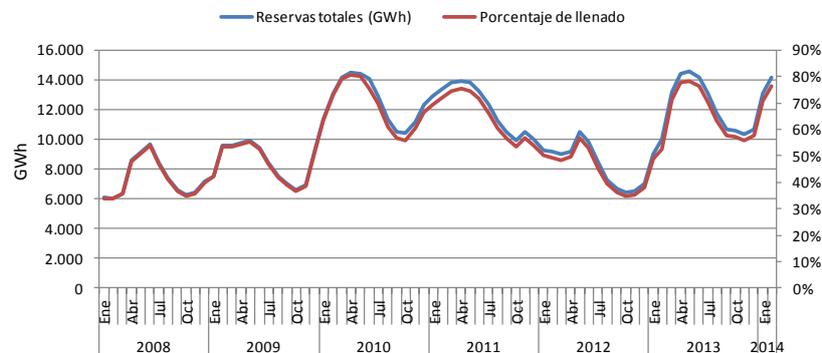
Estado del sistema hidráulico

Grafico 57 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.



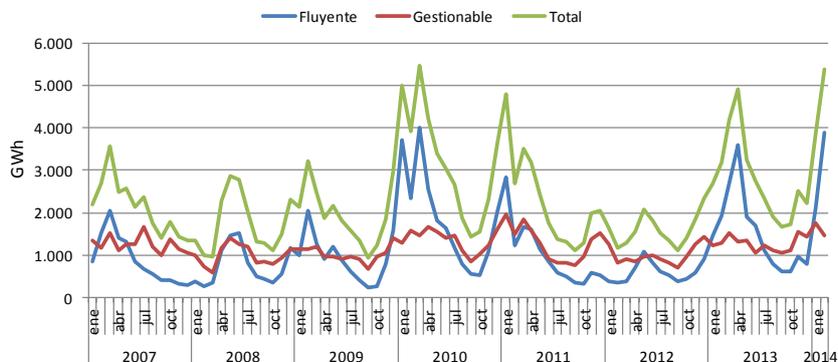
Fuente: REE

Gráfico 58 - Nivel de reservas totales de los embalses con aprovechamiento hidráulico.



Fuente: REE

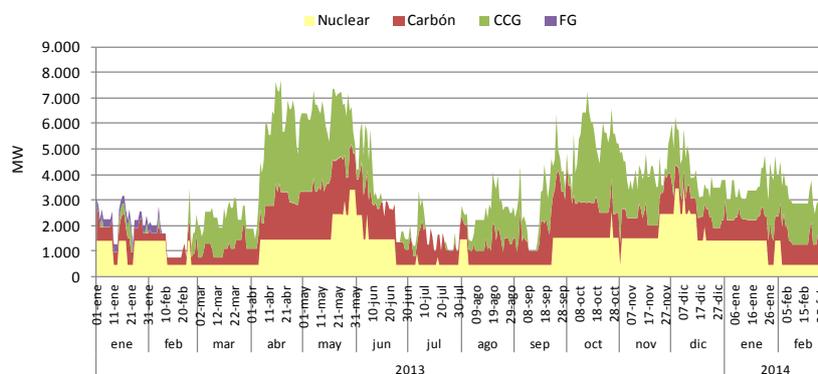
Gráfico 59 – Evolución mensual de la generación hidráulica en régimen ordinario en P48 (Hidráulica y Bombeo-Turbinación)*.



(*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción horaria constante equivalente a la producción mínima horaria de ese día.
Fuente: REE, SGIME (CNMC)

Disponibilidad del parque generador

Gráfico 60 - Evolución diaria de la indisponibilidad del equipo térmico.



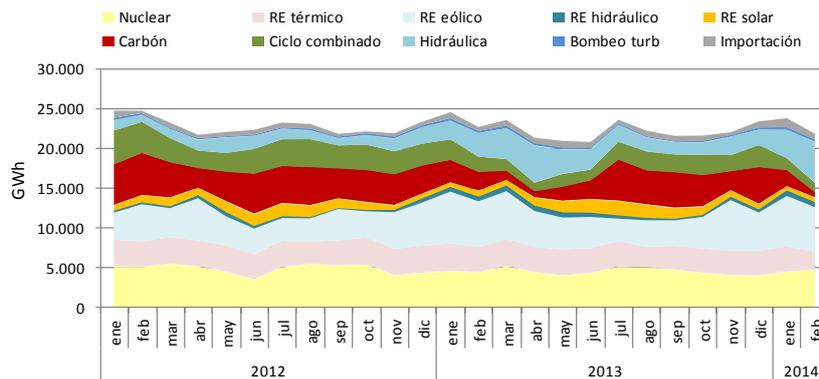
Fuente: SGIME (CNMC)

3.2 ANALISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS

3.2.1 Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados

3.2.1.1 Distribución de la producción

Gráfico 61 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).



Fuente: SGIME (CNMC)

Cuadro 11 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).

Año	Mes	Nuclear	Carbón	Carbón RGS	Ciclo Comb.	Hidráulica	RE eólico	RE hidráulico	RE solar	RE térmico	Bombeo turb	Importación
2010		21,3%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	15,5%	2,4%	2,6%	12,4%	0,9%	1,3%
2011		20,3%	7,3%	7,6%	18,2%	9,4%	15,3%	1,9%	3,5%	13,5%	0,7%	2,3%
2012	ene	20,8%	10,9%	10,0%	17,0%	5,5%	13,7%	1,3%	2,5%	13,6%	1,1%	3,6%
	feb	20,7%	11,8%	9,7%	15,6%	3,9%	18,8%	1,3%	3,4%	12,9%	0,8%	1,1%
	mar	23,5%	10,8%	8,4%	13,0%	4,9%	15,6%	1,3%	4,4%	14,4%	0,6%	2,9%
	abr	23,9%	8,2%	3,4%	10,0%	6,3%	24,4%	2,1%	4,1%	14,8%	0,8%	2,0%
	may	20,3%	9,9%	7,1%	10,6%	8,7%	16,7%	2,8%	5,8%	14,8%	0,6%	2,5%
	jun	15,7%	13,0%	9,8%	13,8%	7,3%	14,5%	1,9%	6,3%	14,2%	0,7%	2,7%
	jul	21,9%	12,6%	7,6%	14,3%	5,8%	12,3%	1,4%	6,7%	14,1%	0,7%	2,6%
	ago	23,6%	12,6%	8,4%	15,0%	4,8%	12,8%	1,1%	6,0%	12,1%	0,9%	2,6%
	sep	24,2%	10,5%	7,0%	13,1%	4,1%	18,0%	0,9%	5,2%	14,4%	1,0%	1,7%
	oct	24,3%	12,2%	6,1%	14,3%	5,3%	14,9%	1,1%	4,2%	15,2%	1,1%	1,2%
	nov	18,6%	12,5%	5,5%	13,1%	7,3%	21,0%	1,7%	2,3%	15,0%	1,1%	2,0%
	dic	18,6%	10,5%	4,8%	11,6%	8,9%	23,2%	2,5%	2,4%	14,5%	1,1%	1,9%
2013	ene	18,6%	10,6%	1,1%	10,4%	9,8%	26,4%	2,6%	2,2%	14,2%	1,2%	3,1%
	feb	19,5%	9,0%	1,5%	8,4%	12,9%	25,3%	2,9%	3,1%	13,9%	1,2%	2,2%
	mar	22,1%	4,8%	0,3%	6,2%	16,4%	25,6%	3,3%	2,8%	14,2%	1,3%	3,1%
	abr	20,9%	3,7%	0,3%	5,0%	21,5%	21,0%	3,5%	4,6%	14,8%	1,5%	3,3%
	may	19,1%	6,4%	2,4%	7,6%	14,4%	19,1%	3,6%	6,5%	15,6%	1,1%	4,2%
	jun	20,8%	6,4%	5,2%	6,5%	12,2%	18,8%	3,1%	7,7%	14,9%	1,0%	3,4%
	jul	21,8%	11,2%	10,8%	9,4%	9,2%	12,0%	2,2%	7,4%	13,5%	0,8%	1,9%
	ago	22,7%	12,0%	7,4%	10,7%	7,8%	15,0%	1,8%	7,2%	11,6%	0,7%	3,1%
	sep	22,0%	11,5%	9,4%	10,3%	7,1%	14,9%	1,4%	6,0%	13,8%	0,6%	3,1%
	oct	20,1%	12,1%	6,3%	11,6%	7,2%	18,3%	1,6%	4,5%	14,2%	0,9%	3,2%
	nov	18,4%	9,0%	2,1%	9,1%	10,4%	29,0%	2,2%	3,4%	13,7%	1,0%	1,6%
	dic	17,0%	12,9%	7,0%	11,7%	8,4%	20,5%	2,1%	2,7%	13,4%	1,2%	3,3%
2014	ene	19,0%	6,9%	1,8%	6,3%	14,9%	26,7%	3,1%	2,0%	13,0%	1,4%	4,8%
	feb	21,6%	3,2%	0,1%	5,5%	23,1%	25,7%	3,2%	2,5%	10,3%	1,4%	3,5%

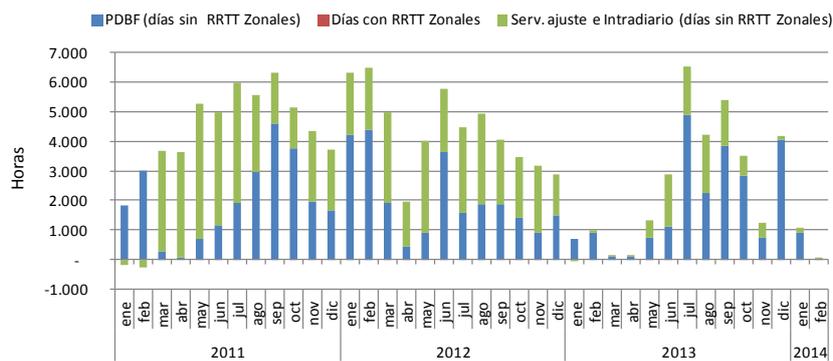
Fuente: CNMC

Cuadro 12 – Evolución mensual de la producción por empresa (P48).

Años	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros
2011		24,8%	21,2%	13,6%	5,8%	4,1%	30,6%
2012	ene	26,6%	18,7%	14,8%	5,9%	5,0%	29,1%
	feb	25,6%	18,4%	14,1%	6,5%	4,1%	31,4%
	mar	27,7%	18,8%	12,6%	5,8%	3,6%	31,4%
	abr	24,3%	20,3%	10,7%	6,4%	2,6%	35,7%
	may	28,0%	17,3%	12,9%	4,9%	3,4%	33,5%
	jun	24,8%	17,1%	14,2%	5,9%	3,9%	34,2%
	jul	23,9%	17,5%	14,2%	6,2%	5,5%	32,7%
	ago	28,6%	17,3%	14,9%	5,9%	3,8%	29,5%
	sep	25,4%	19,0%	13,2%	6,2%	3,7%	32,6%
	oct	25,3%	19,7%	13,4%	6,2%	3,2%	32,3%
	nov	22,5%	22,2%	12,6%	6,7%	2,2%	33,7%
	dic	20,3%	20,9%	12,0%	7,3%	3,4%	36,1%
2013	ene	20,6%	19,7%	13,3%	6,9%	2,3%	37,3%
	feb	20,3%	21,8%	12,5%	6,8%	2,8%	35,8%
	mar	18,7%	25,4%	10,0%	6,4%	2,4%	37,1%
	abr	18,0%	26,9%	10,0%	5,0%	2,1%	38,0%
	may	22,5%	20,6%	10,2%	5,8%	1,3%	39,7%
	jun	24,5%	19,8%	9,2%	5,6%	2,1%	38,7%
	jul	30,0%	17,5%	13,7%	6,1%	2,6%	30,1%
	ago	27,9%	18,3%	14,6%	6,2%	2,4%	30,7%
	sep	27,8%	17,8%	14,9%	6,7%	1,9%	31,0%
	oct	23,0%	18,0%	15,5%	7,5%	2,9%	33,1%
	nov	18,6%	21,7%	13,1%	6,7%	2,1%	37,7%
	dic	23,7%	19,7%	13,9%	7,6%	3,1%	32,0%
2014	ene	20,6%	23,6%	10,9%	6,4%	2,7%	35,7%
	feb	18,8%	29,5%	10,4%	5,5%	2,5%	33,4%

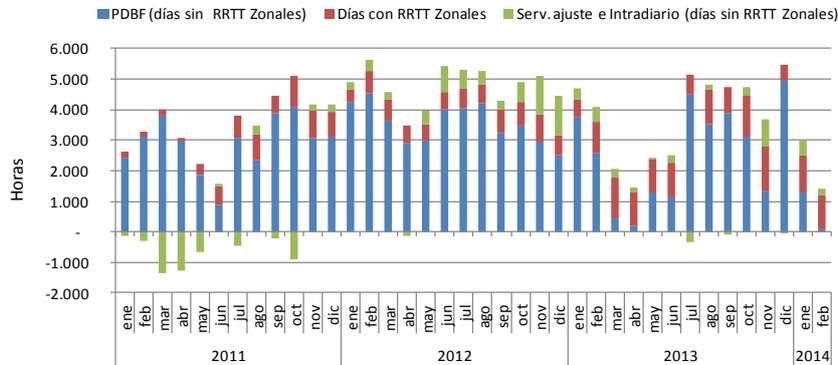
Fuente: CNMC

Gráfico 62 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de las centrales a las que hace referencia el RD 134/2010 (RGS - carbón acogido al mecanismo de restricciones por garantía de suministro).



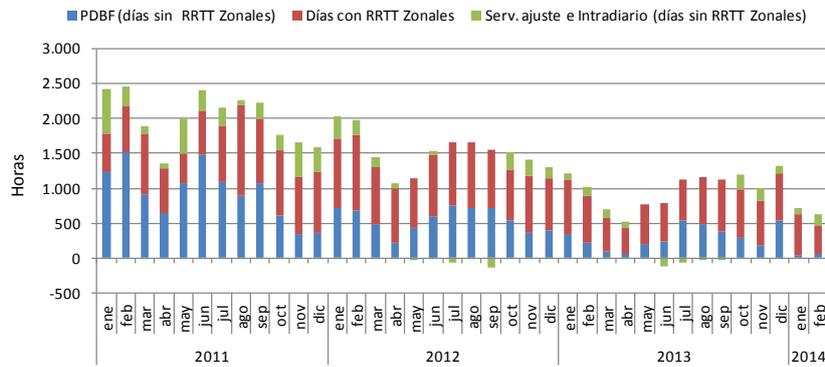
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 63 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de centrales de carbón no RGS.



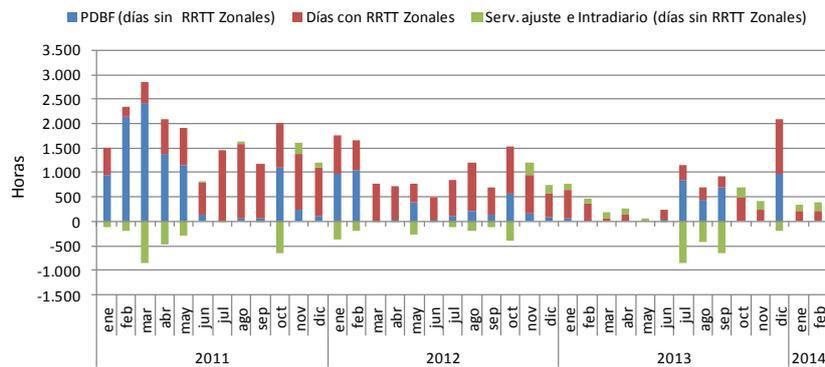
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 64 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados.



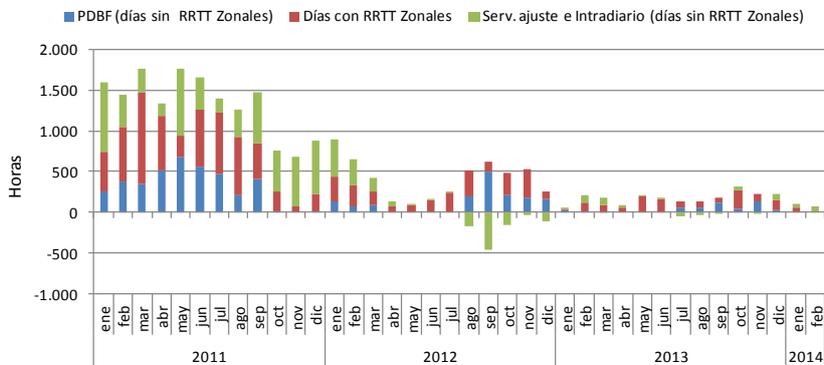
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 65 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de Endesa.



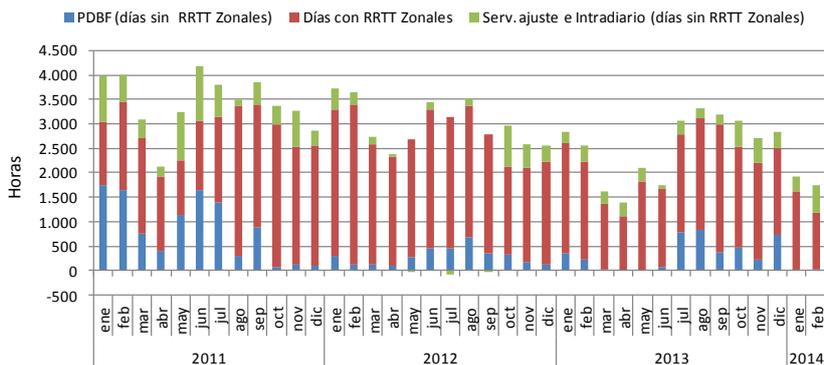
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 66 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de Iberdrola.



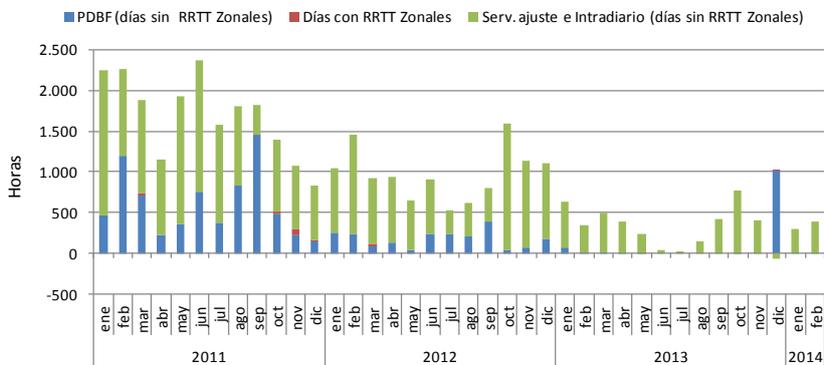
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 67 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de Gas Natural Fenosa.



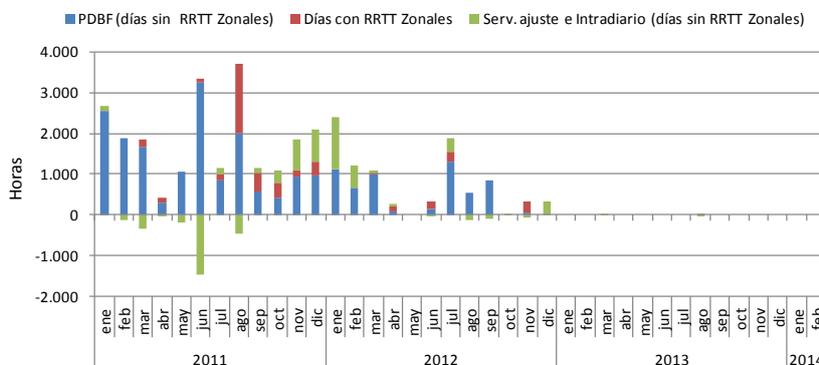
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 68 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de Hidroantárbrico.



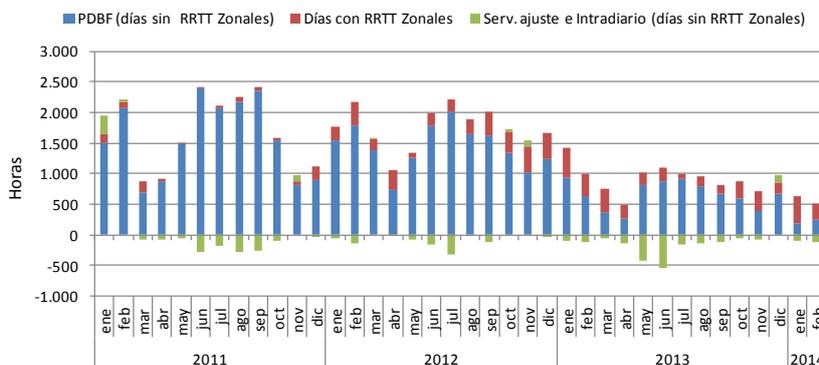
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 69 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de E.On.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 70 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados de Otros.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.1.2 Distribución de la demanda

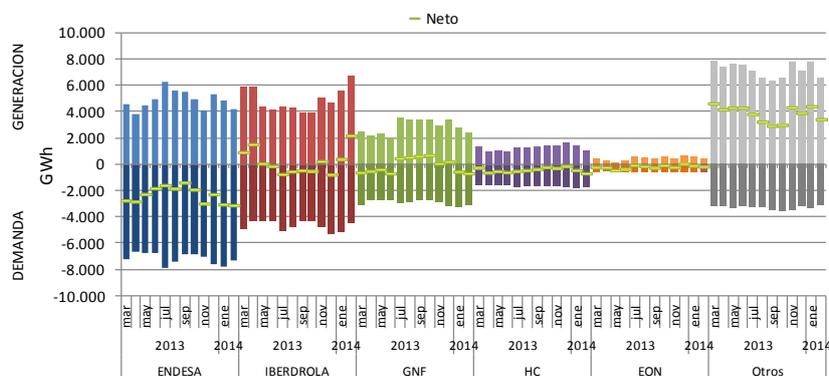
Cuadro 13 - Evolución mensual de la demanda por empresa (P48).

Años	Mes	Comercializador Libre						
		CUR	ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL FENOSA	HIDROCANTABRICO	E.ON	OTROS
2010		29,7%	23,5%	15,8%	11,2%	7,4%	1,2%	11,1%
2011		24,4%	25,6%	17,5%	11,1%	7,7%	1,4%	12,1%
2012	ene	25,9%	24,5%	17,8%	10,8%	6,9%	1,9%	12,3%
	feb	25,6%	24,3%	18,2%	10,5%	7,1%	2,0%	12,4%
	mar	22,4%	25,3%	17,9%	11,0%	7,3%	2,3%	13,9%
	abr	21,7%	25,6%	17,9%	10,7%	7,6%	2,3%	14,2%
	may	19,1%	27,0%	18,0%	11,0%	7,8%	2,4%	14,7%
	jun	18,9%	27,5%	18,1%	11,3%	7,8%	2,4%	13,9%
	jul	19,6%	27,5%	18,2%	11,5%	7,9%	2,4%	12,9%
	ago	19,5%	27,6%	18,2%	11,4%	7,0%	2,5%	13,8%
	sep	19,3%	26,8%	18,0%	11,5%	7,1%	2,5%	14,7%
	oct	19,9%	26,3%	17,5%	11,6%	7,2%	2,5%	15,0%
	nov	20,1%	26,8%	17,5%	11,3%	7,4%	2,3%	14,7%
	dic	23,7%	25,1%	18,5%	11,1%	6,8%	2,2%	12,6%
2013	ene	23,2%	24,5%	17,8%	11,1%	6,7%	2,4%	14,3%
	feb	22,1%	24,6%	17,5%	11,0%	6,8%	2,6%	15,3%
	mar	20,9%	24,9%	17,4%	10,9%	6,9%	2,6%	16,4%
	abr	18,5%	25,8%	17,1%	10,8%	7,2%	2,8%	17,8%
	may	17,6%	25,9%	17,0%	11,0%	7,3%	2,9%	18,3%
	jun	17,3%	26,2%	17,0%	11,1%	7,5%	2,9%	17,9%
	jul	18,1%	26,8%	17,8%	11,2%	7,4%	2,8%	16,0%
	ago	17,9%	26,2%	17,5%	11,1%	7,2%	2,9%	17,2%
	sep	16,6%	26,2%	16,9%	11,3%	7,6%	3,0%	18,5%
	oct	16,6%	26,0%	16,9%	11,1%	7,6%	3,0%	18,9%
	nov	17,8%	25,6%	17,6%	10,9%	7,2%	2,8%	18,2%
	dic	20,1%	24,9%	18,3%	10,8%	7,1%	2,6%	16,2%
2014	ene	19,6%	25,5%	17,3%	11,2%	7,3%	2,7%	16,5%
	feb	18,1%	26,9%	16,7%	11,5%	7,7%	2,8%	16,4%

Fuente: SGIME (CNMC)

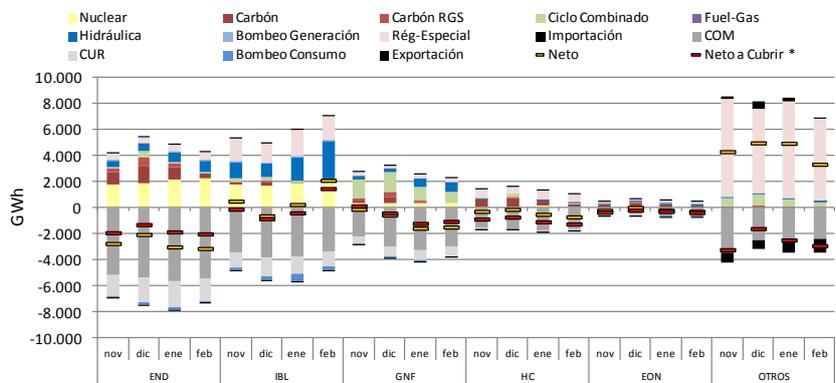
3.2.2 Balance empresarial

Gráfico 71 - Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente.



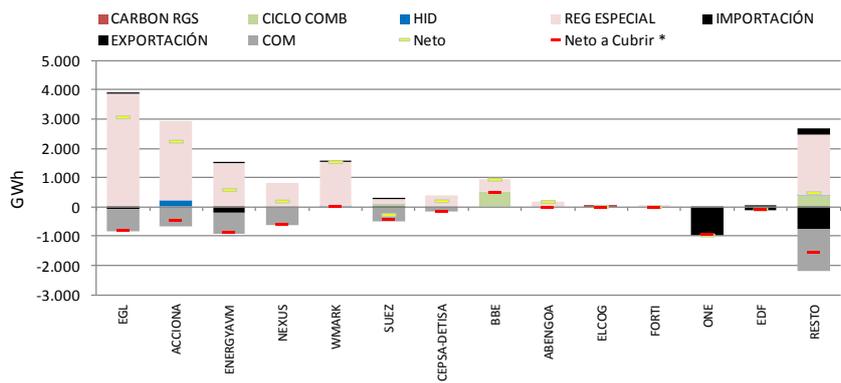
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 72 - Saldo neto de energía por agente y tecnología (últimos 4 meses).



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 73 - Saldo neto de compras y ventas por agente (desagregación de Otros) y tecnología. Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.3 Precio Horario Final de la Demanda Nacional

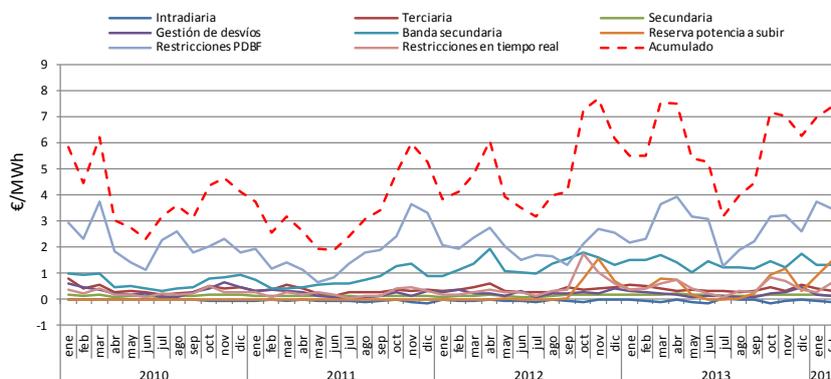
Cuadro 14 - Precio horario final de la demanda nacional (distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).

Año	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Total €/MWh
2007	256.414.187	41,1	0,00	1,3	0,9	3,9	47,3
2008	263.404.753	65,9	0,00	1,7	1,0	1,1	69,7
2009	252.617.641	38,1	-0,02	1,8	0,9	1,9	42,6
2010	258.735.248	38,4	-0,02	2,6	1,2	3,1	45,3
2011	253.447.561	50,9	-0,06	2,1	1,1	6,1	60,1
2012	249.481.331	48,8	-0,04	2,6	2,0	6,1	59,4
Enero	22.994.837	52,8	0,00	2,3	1,3	7,1	63,5
Febrero	22.835.290	55,1	-0,04	2,1	1,6	7,1	65,9
Marzo	21.250.596	48,9	-0,05	2,7	1,9	5,6	59,0
Abril	19.356.582	42,1	-0,03	3,2	2,4	5,4	53,2
Mayo	20.069.491	44,5	-0,07	2,4	1,4	5,3	53,5
Junio	20.648.548	54,2	-0,07	1,8	1,4	6,2	63,6
Julio	21.538.360	51,1	-0,08	1,9	1,2	7,2	61,3
Agosto	21.320.450	50,1	0,00	1,9	1,7	4,8	58,6
Septiembre	19.699.882	48,7	-0,03	2,0	2,3	5,5	58,4
Octubre	19.520.445	47,1	-0,10	4,2	3,3	5,5	59,9
Noviembre	20.173.343	43,8	0,00	3,6	3,5	5,6	56,5
Diciembre	21.104.609	44,6	-0,03	3,2	2,6	6,9	57,2
2013							
Enero	22.427.382	53,0	-0,01	2,6	2,5	7,1	65,2
Febrero	20.459.633	46,7	-0,07	2,7	2,4	7,1	58,8
Marzo	21.044.716	28,2	-0,11	4,4	3,0	5,6	41,1
Abril	19.384.945	19,1	-0,02	4,8	2,5	5,4	31,9
Mayo	19.328.804	44,1	-0,09	3,7	1,5	5,3	54,4
Junio	19.020.808	42,0	-0,14	3,5	1,8	6,1	53,2
Julio	21.500.643	52,2	0,02	1,4	1,5	7,3	62,4
Agosto	20.498.046	49,0	-0,02	2,2	1,5	4,7	57,4
Septiembre	19.573.337	51,6	-0,02	2,5	1,6	5,4	61,1
Octubre	19.662.620	52,7	-0,16	4,1	2,9	5,3	64,9
Noviembre	20.360.722	43,5	-0,04	4,0	2,9	5,5	55,8
Diciembre	21.624.486	67,4	-0,03	3,1	2,9	6,9	80,3
2014							
Enero	21.959.736	36,2	-0,08	4,2	2,7	7,1	50,2
Febrero	20.278.571	18,6	-0,11	4,3	3,2	7,0	33,0

Fuente: CNMC

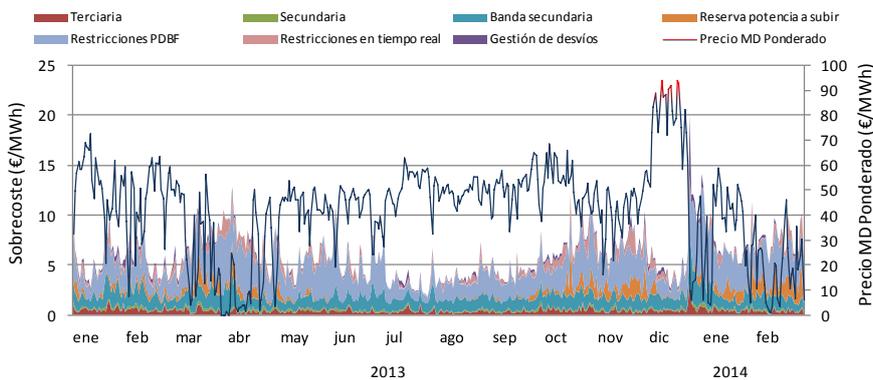
3.2.4 Sobrecoste por segmento de generación

Gráfico 74 - Promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 75 – Estimación del promedio diario acumulado de sobrecoste ponderado de servicios de ajuste sobre precio del mercado diario.

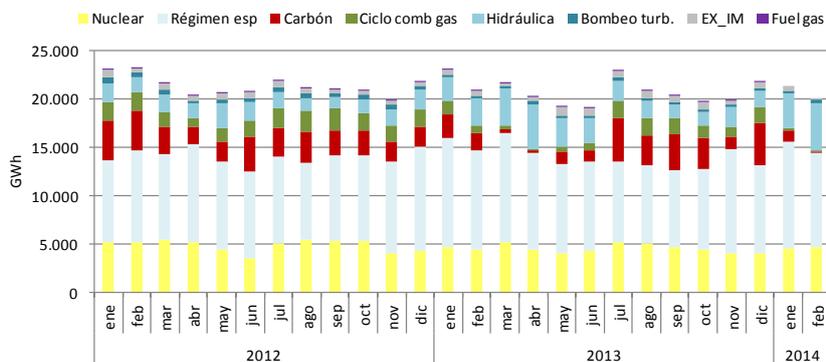


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.5 Mercado Diario y Contratación Bilateral

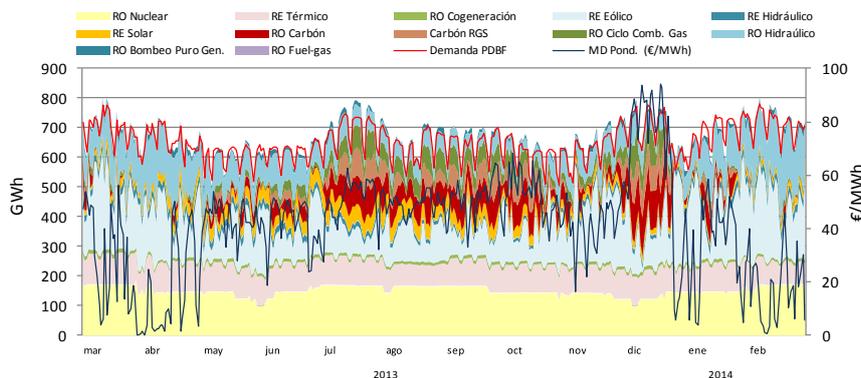
3.2.5.1 Energías

Gráfico 76 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



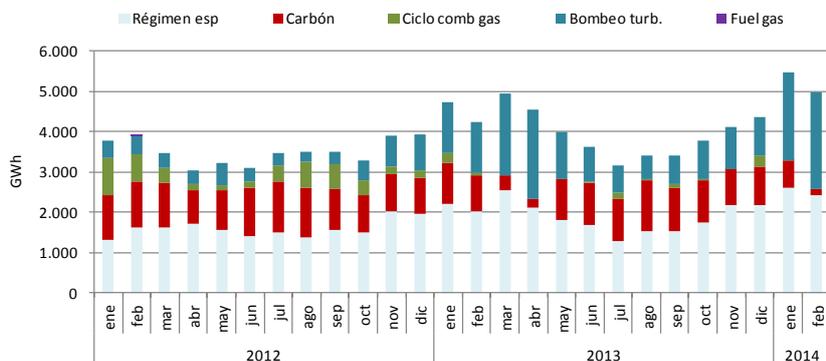
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 77 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española.



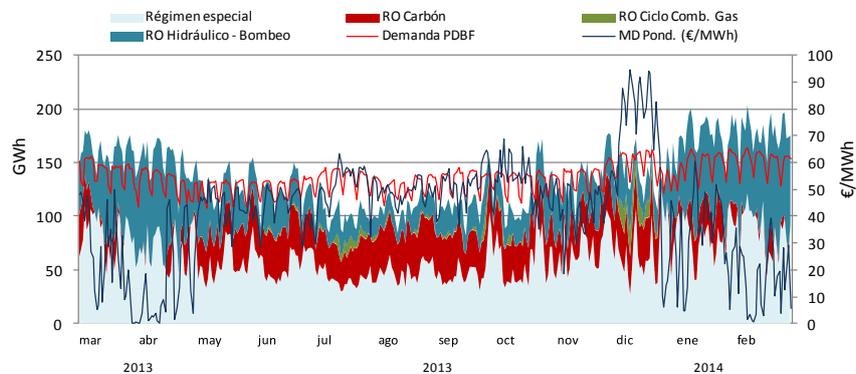
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 78 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona portuguesa.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 79 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa.



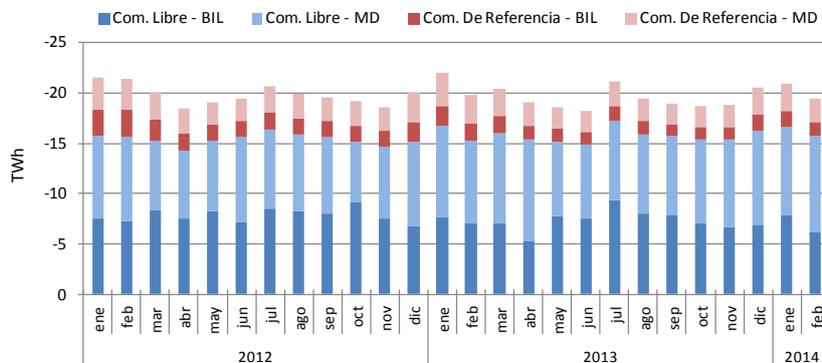
Fuente: SGIME (CNMC)

Cuadro 15 - Evolución mensual de la generación por empresa (PDBF).

Años	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros
2011		25,8%	22,4%	9,4%	4,9%	3,1%	34,4%
2012	ene	30,2%	18,8%	10,4%	5,4%	3,1%	32,1%
	feb	29,2%	17,9%	9,6%	5,8%	3,0%	34,4%
	mar	29,5%	19,5%	8,7%	4,6%	2,9%	34,7%
	abr	26,3%	20,8%	8,1%	5,3%	1,8%	37,8%
	may	29,3%	18,6%	8,5%	4,1%	2,0%	37,4%
	jun	26,4%	17,1%	9,7%	5,7%	2,5%	38,6%
	jul	24,7%	18,0%	10,3%	5,7%	3,8%	37,5%
	ago	29,9%	18,2%	11,0%	5,3%	2,6%	33,0%
	sep	26,2%	19,7%	10,7%	5,4%	2,4%	35,5%
	oct	27,0%	21,5%	9,4%	5,0%	1,4%	35,7%
	nov	23,0%	23,8%	8,9%	5,5%	1,3%	37,4%
	dic	21,1%	22,2%	9,9%	6,2%	1,5%	39,1%
2013	ene	23,2%	20,8%	10,9%	6,1%	1,4%	37,6%
	feb	22,3%	23,2%	9,2%	6,2%	1,8%	37,4%
	mar	20,0%	27,3%	7,8%	5,3%	1,3%	38,2%
	abr	18,5%	29,0%	7,8%	4,4%	1,2%	39,1%
	may	23,9%	22,6%	5,5%	4,5%	1,2%	42,3%
	jun	25,7%	21,4%	5,0%	4,3%	1,3%	42,2%
	jul	32,9%	17,9%	10,6%	5,7%	1,1%	31,9%
	ago	30,0%	19,1%	11,3%	5,6%	0,8%	33,2%
	sep	29,8%	18,6%	11,7%	6,3%	0,6%	33,0%
	oct	25,3%	18,8%	12,1%	7,0%	1,2%	35,6%
	nov	19,1%	23,5%	9,7%	5,7%	1,2%	40,7%
	dic	25,8%	20,5%	10,8%	7,5%	2,7%	32,6%
2014	ene	21,9%	26,0%	7,8%	5,5%	1,5%	37,4%
	feb	19,7%	32,2%	8,0%	4,7%	1,8%	33,6%

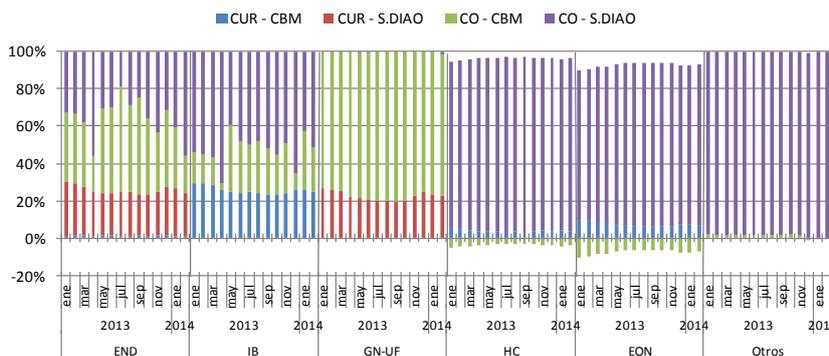
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 80 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 81 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española por empresa.



Fuente: SGIME (CNMC)

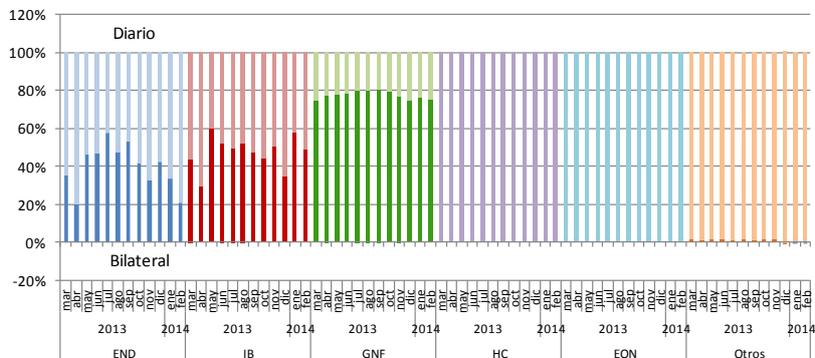
HC y E.On: Sus comercializadoras libren compran en mercado diario para vender a sus respectivas comercializadoras de último recurso en bilateral.

Cuadro 16 - Composición de la demanda en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española. Enero y Febrero 2014.

COMERCIALIZACION	BILATERAL	M. DIARIO	PDBF
CUR	7,1%	12,5%	19,7%
END	9,7%	17,9%	27,6%
IB	6,7%	11,1%	17,8%
GN-UF	11,6%	0,2%	11,7%
HC	-0,3%	7,9%	7,6%
EON	-0,3%	3,0%	2,8%
Otros	0,0%	12,9%	12,9%
TOTAL	34,5%	65,5%	100,0%

Fuente: CNMC

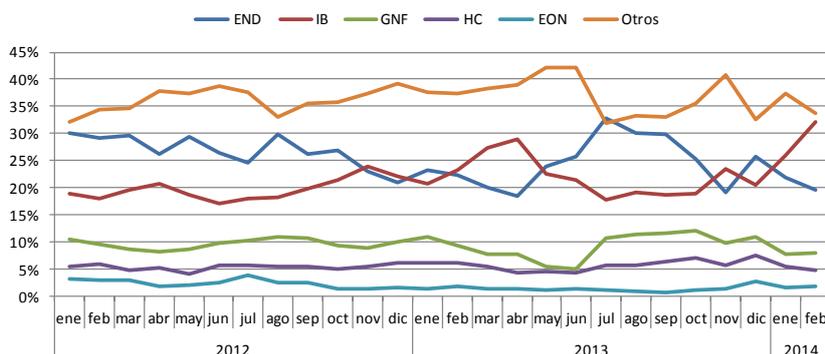
Gráfico 82 - Evolución del reparto de la demanda total (CUR + Comercializadores libres) en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Fuente: SGIME (CNMC)
 Toda la demanda de E.On e Hidroantábrico es cubierta en mercado diario.

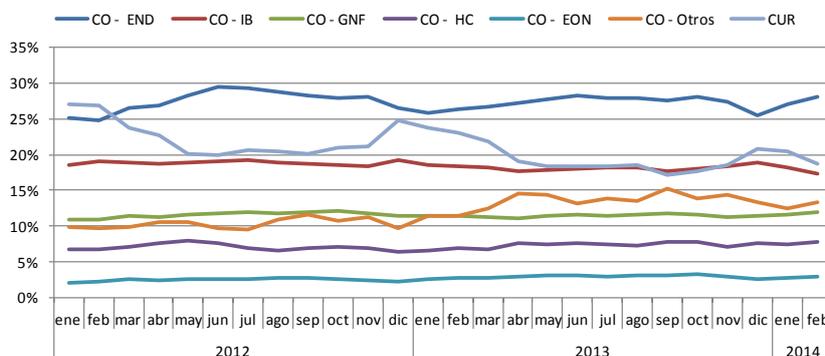
3.2.5.2 Concentración empresarial

Gráfico 83 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Generación).



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 84 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Demanda).

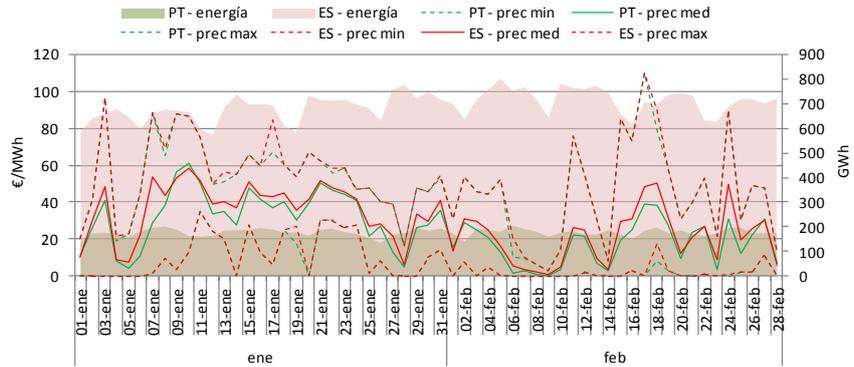


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.5.3 Análisis de precios

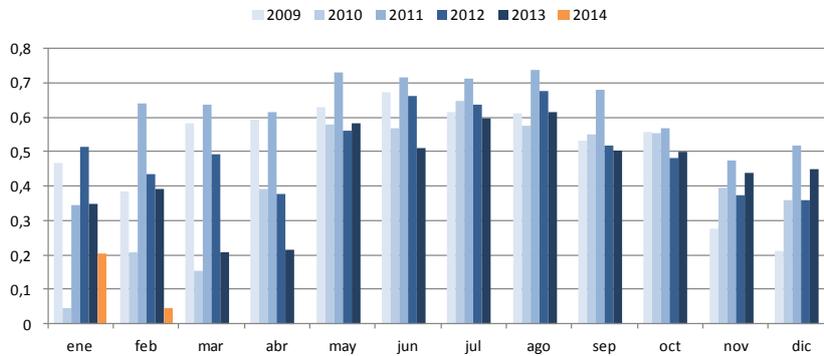
3.2.5.3.1 Precios del MIBEL

Gráfico 85 - Precios Máximo, Medio, Mínimo del Mercado Diario y Energía diaria del PDBF (bilaterales + mercado diario) en zona de precio española y portuguesa. Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

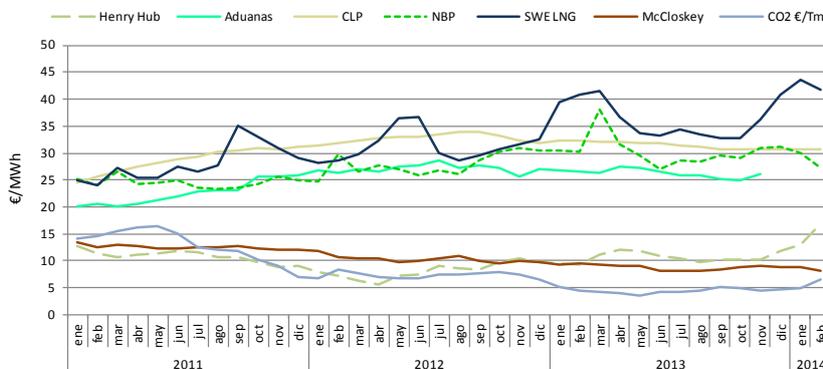
Gráfico 86 - Evolución de la relación en media mensual entre precio mínimo y precio máximo del mercado diario.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.5.3.2 Precios de combustibles y CO2

Gráfico 87 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.

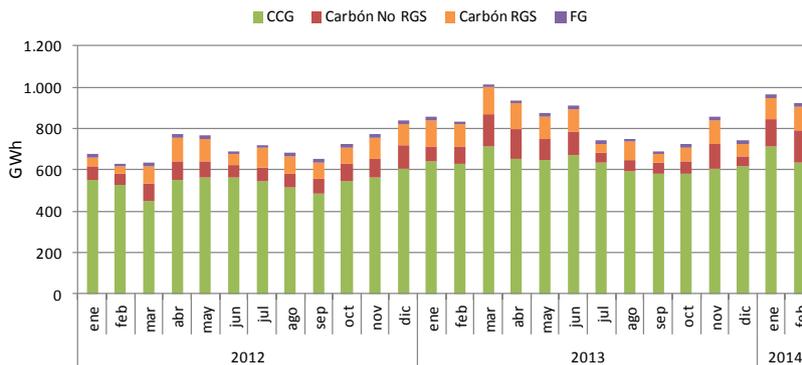


Fuente:
 Valores de gas natural referidos a su PCI (Poder calorífico inferior). Tasa de conversión gas (PCI) = Gas (PCS)/0,9.
 Valores de cotización en el National Balancing Point obtenidos de Paws.
 Valores de cotización en Henry Hub obtenidos de Ycharts.
 Valores de carbón CIF ARA referidos a su PCI (valor de publicación de Reuters).
 Valores de Fuel Oil CIF, 1% contenido en sulfuro, referidos al mercado Mediterráneo, obtenido de Paws.
 Valores de derechos de emisión de CO2 obtenidos de SendeCO2.

3.2.5.3.3 Tecnología Marginal y Estudio de la Concentración de la Oferta Remanente

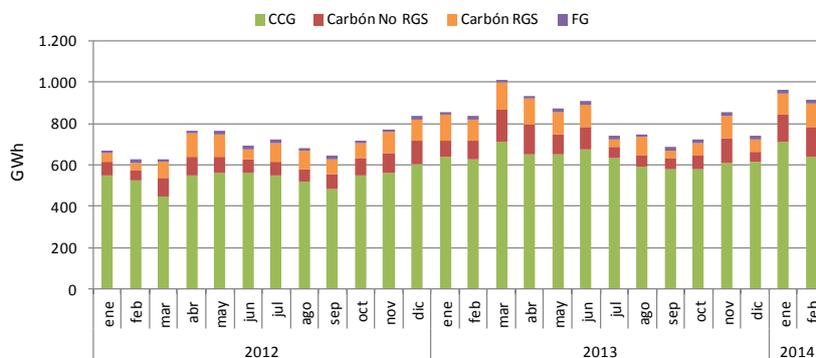
Tecnologías en la oferta remanente

Gráfico 88 - Oferta remanente en la hora 13 (PDBF).



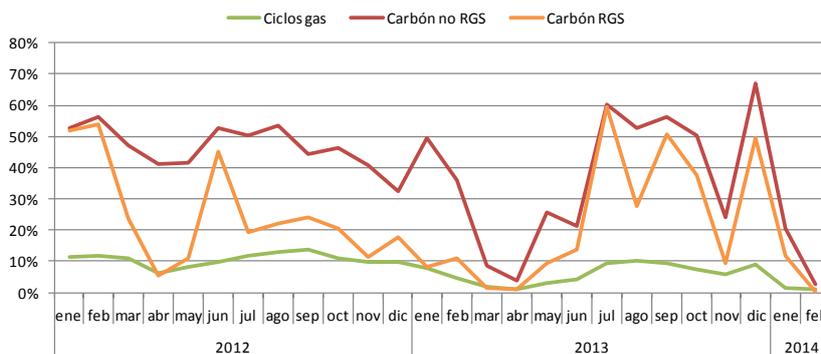
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 89 - Oferta remanente en la hora 22 (PDBF).



Fuente: SGIME (CNMC)

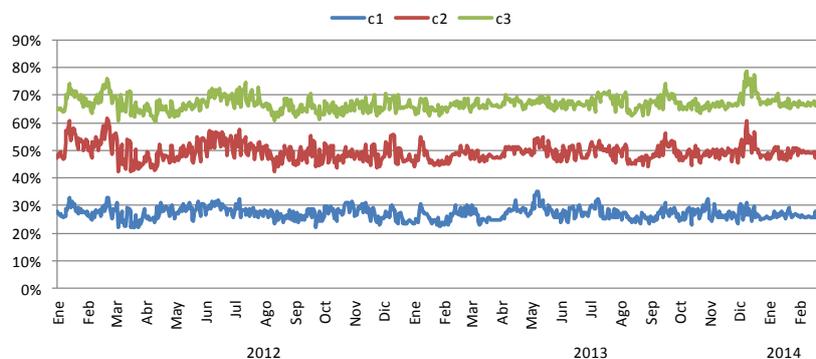
Gráfico 90 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: SGIME (CNMC)

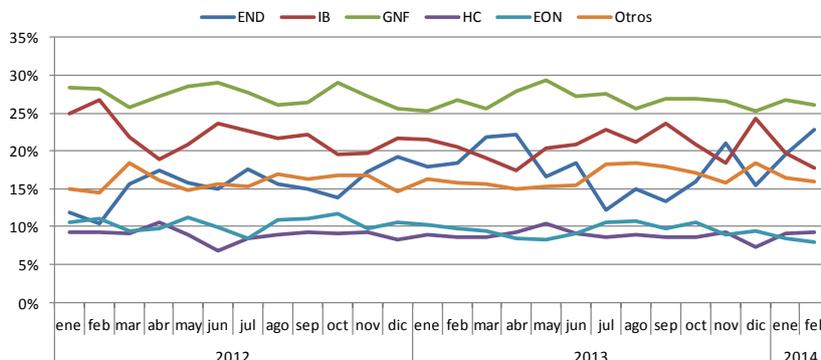
Concentración de la oferta remanente

Gráfico 91 - Concentración de la oferta remanente de la tecnología marginal (Ciclos+Carbón) hora 22, donde Ci es el porcentaje de la oferta remanente de los i agentes con mayor cuota de remanente sobre el total de oferta remanente para cada día.



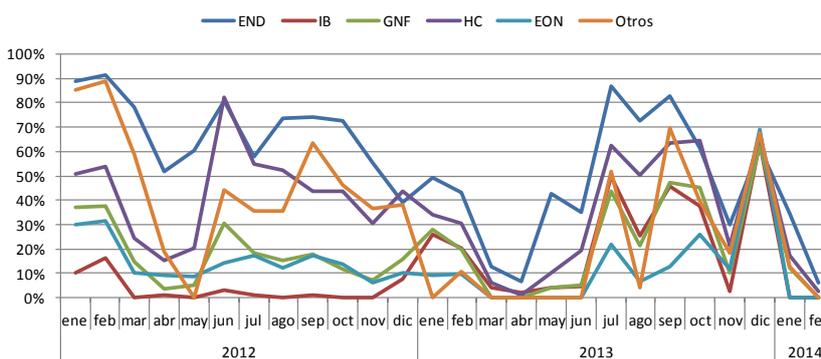
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 92 - Concentración por agentes de la oferta remanente de la tecnología marginal (carbones y ciclos combinados de gas) en zona española hora 22.



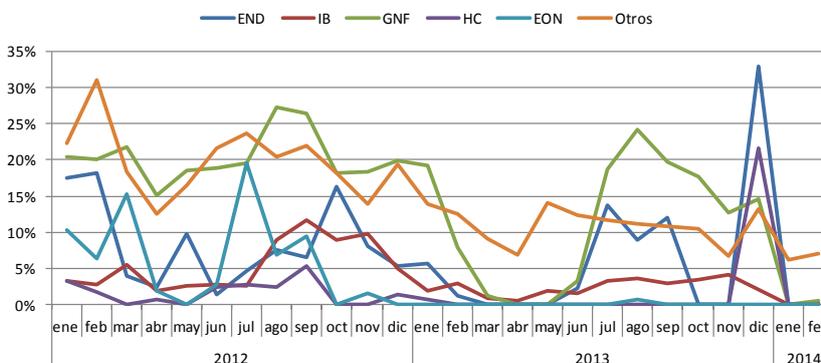
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 93 - Potencia de centrales de carbón despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: SGIME (CNMC)

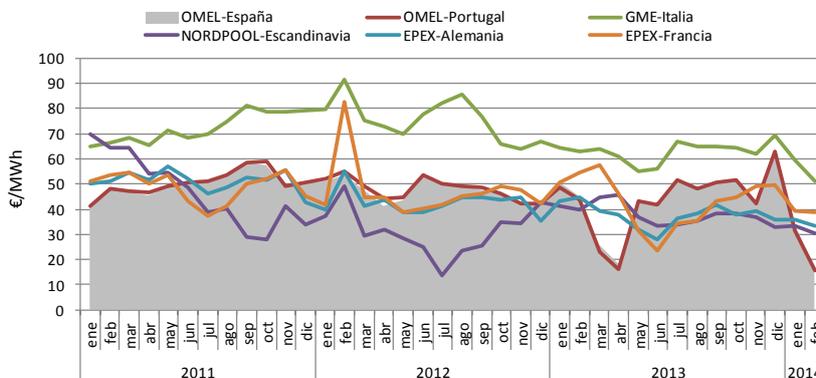
Gráfico 94 - Potencia de ciclos combinados de gas despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: SGIME (CNMC)

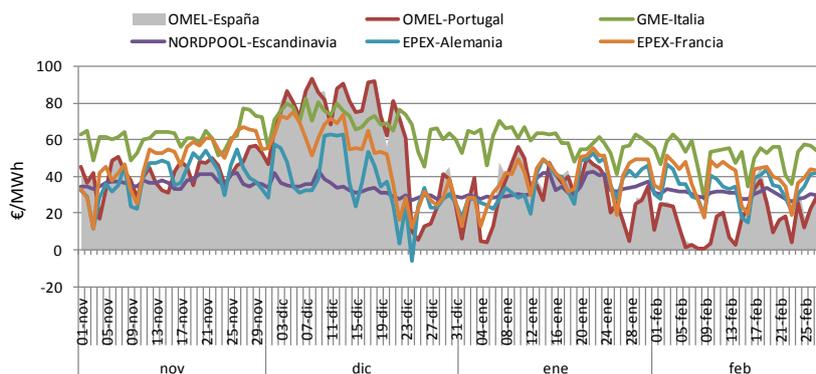
3.2.5.3.4 Precios en los Mercados Europeos

Gráfico 95 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



Fuente: OMEL

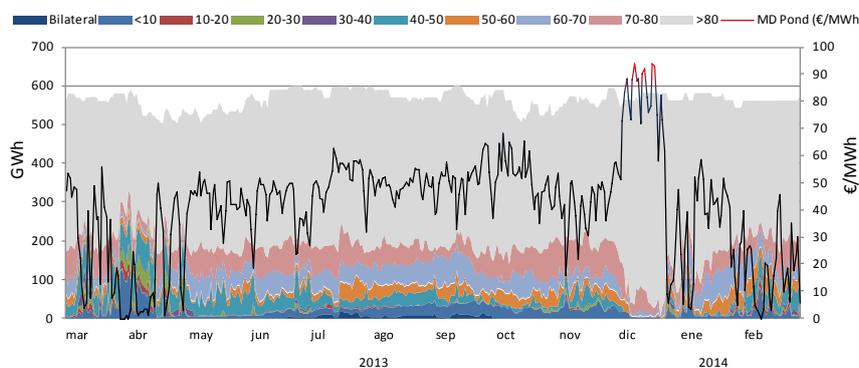
Gráfico 96 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos (últimos 4 meses).



Fuente: OMEL

3.2.5.4 Ofertas al mercado diario

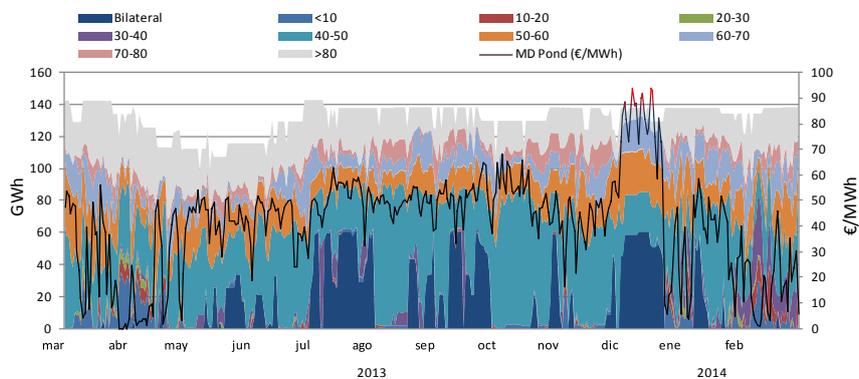
Gráfico 97 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados frente a precio medio ponderado del mercado diario.*



Fuente: SGIME (CNMC)

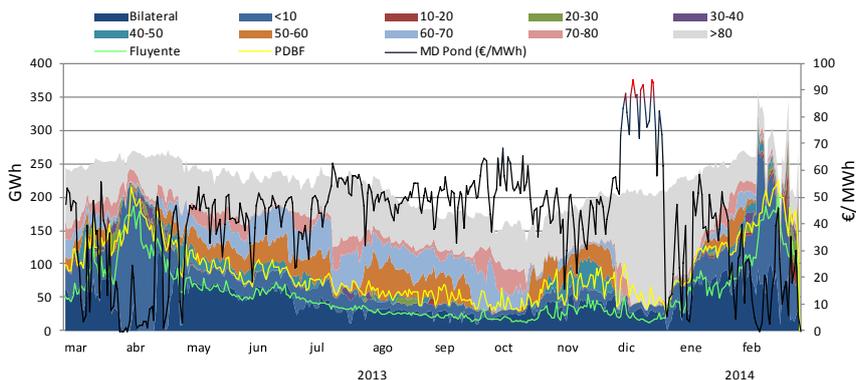
(*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

Gráfico 98 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de carbón no RGS frente a precio medio ponderado del mercado diario.*



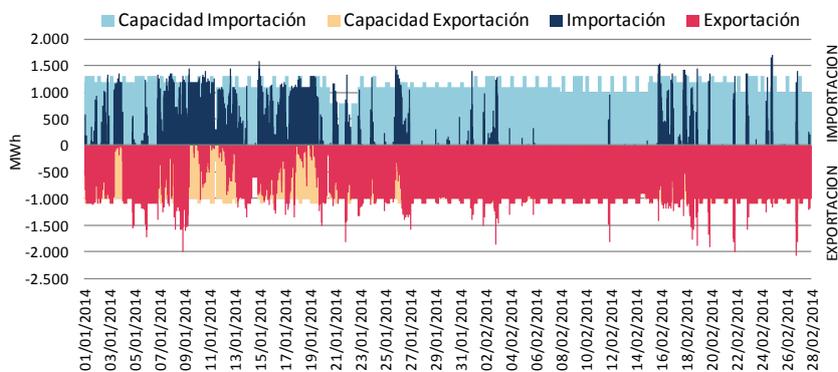
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 99 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado, energía bilateralizada y energía programada en PDBF y fluente en P48 de las centrales hidráulicas en régimen ordinario.



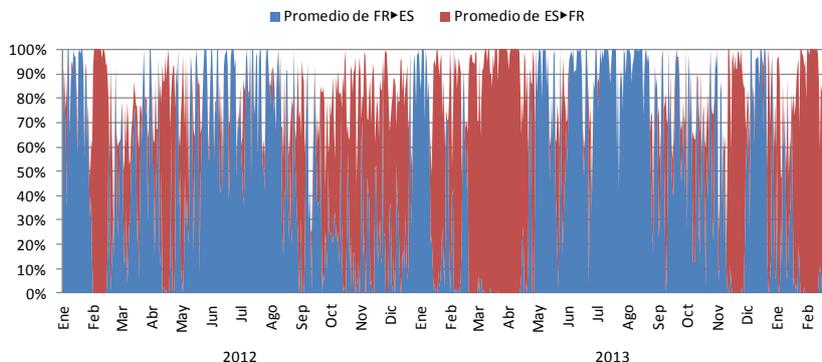
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 100 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Enero y Febrero 2014.



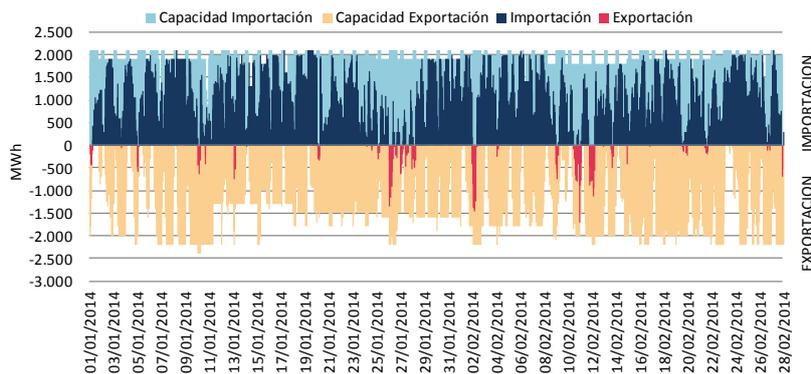
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 101 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Francia por sentido de flujo.



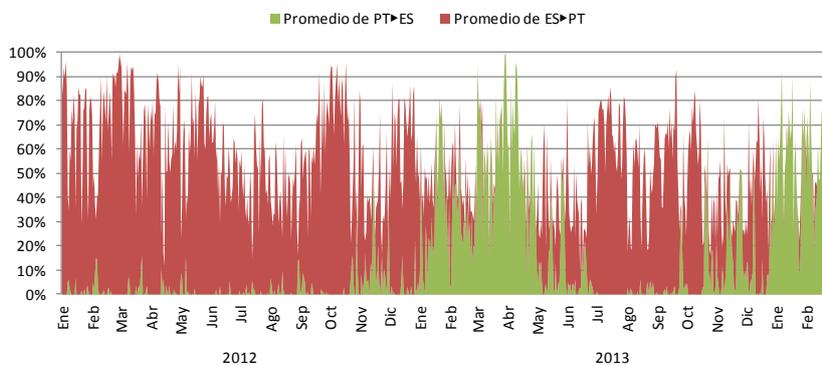
Fuente: IESOE

Gráfico 102 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Enero y Febrero 2014.



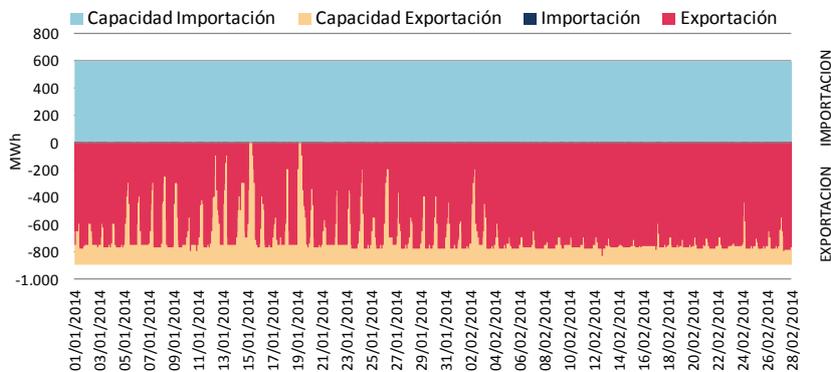
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 103 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Portugal por sentido de flujo.



Fuente: IESOE

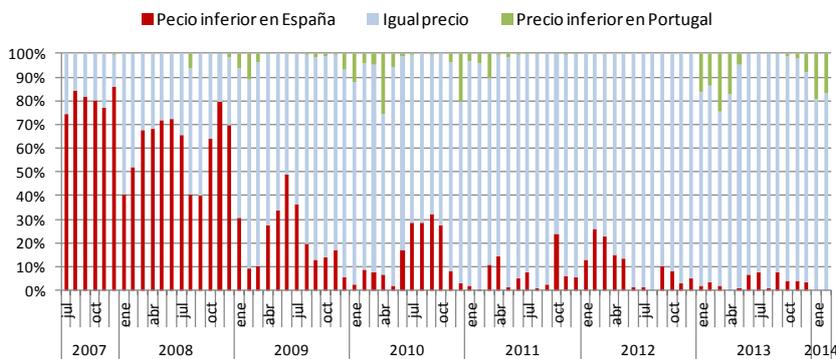
Gráfico 104 - Capacidad y uso de interconexión España-Marruecos (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

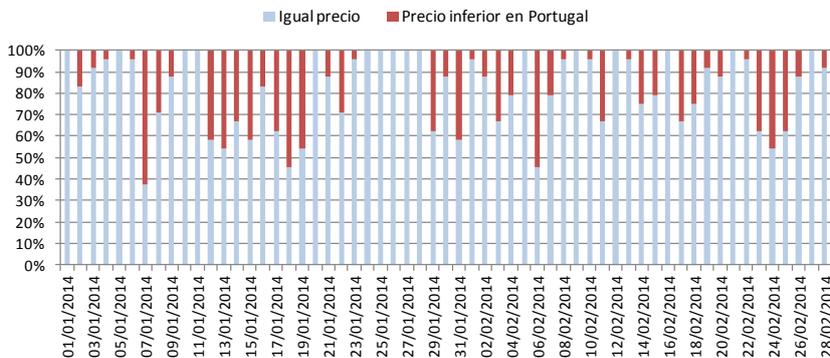
3.2.5.5 Acoplamiento del MIBEL

Gráfico 105 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 106 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

Cuadro 17 - Separación de mercados: evolución horaria del spread de precios entre la zona española y portuguesa.

Año	Mes	Precio ES €/MWh	Precio PT €/MWh	Spread PT-ES €/MWh
2011		49,96	50,49	0,53
2012	ene	51,06	51,95	0,88
	feb	53,48	55,26	1,78
	mar	47,57	49,13	1,56
	abr	41,21	43,98	2,77
	may	43,58	44,52	0,94
	jun	53,50	53,53	0,03
	jul	50,29	50,35	0,06
	ago	49,34	49,34	0,00
	sep	47,59	48,49	0,90
	oct	45,65	46,11	0,46
	nov	42,07	42,39	0,32
	dic	41,73	42,18	0,45
2013	ene	50,50	48,53	-1,97
	feb	45,04	43,74	-1,31
	mar	25,92	22,82	-3,10
	abr	18,17	16,08	-2,08
	may	43,45	43,25	-0,20
	jun	40,87	41,70	0,83
	jul	51,16	51,40	0,24
	ago	48,09	48,12	0,03
	sep	50,20	50,68	0,48
	oct	51,49	51,58	0,09
	nov	41,81	42,10	0,30
	dic	63,64	62,99	-0,65
2014	ene	33,62	31,47	-2,15
	feb	17,12	15,39	-1,73

Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.6 Desvío de demanda en el mercado

Cuadro 18 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por grupo empresarial. Enero y Febrero 2014.

	ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL	HC	E.ON	EGL	ACCIONA	OTROS	Total
PDBF	20,99%	29,79%	7,23%	4,93%	1,62%	9,62%	7,53%	18,28%	100%
P48	20,73%	28,98%	11,03%	5,41%	2,24%	8,60%	6,57%	16,46%	100%

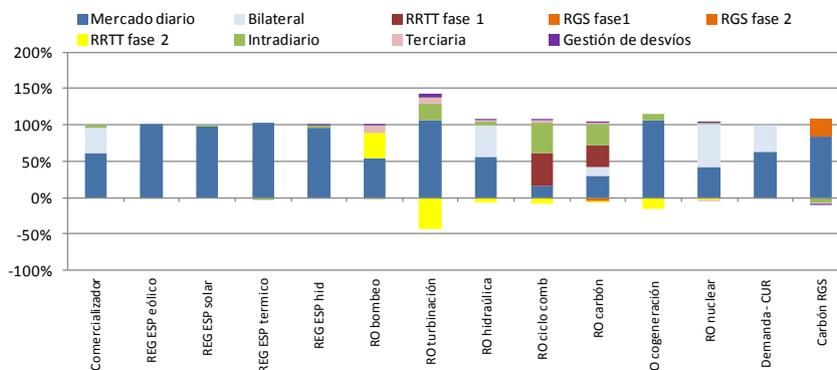
Fuente: SGIME (CNMC)

Cuadro 19 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por tecnología. Enero y Febrero 2014.

	Nuclear	Carbón	Ciclo comb.	Hidr.	RE Eólico	RE Hidr.	RE Solar	RE Termic.	Bombeo Turb.	Importac.	Fuel-gas	Total
PDBF	21,50%	3,12%	0,95%	19,67%	29,15%	3,28%	2,37%	13,24%	1,58%	5,14%	0,00%	100%
P48	20,24%	6,09%	5,90%	18,81%	26,24%	3,17%	2,25%	11,73%	1,39%	4,18%	0,00%	100%

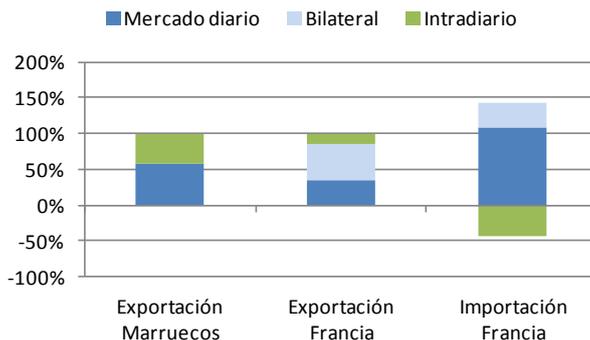
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 107 - Peso de cada uno de los segmentos en el programa de cada tecnología. Enero y Febrero 2014.



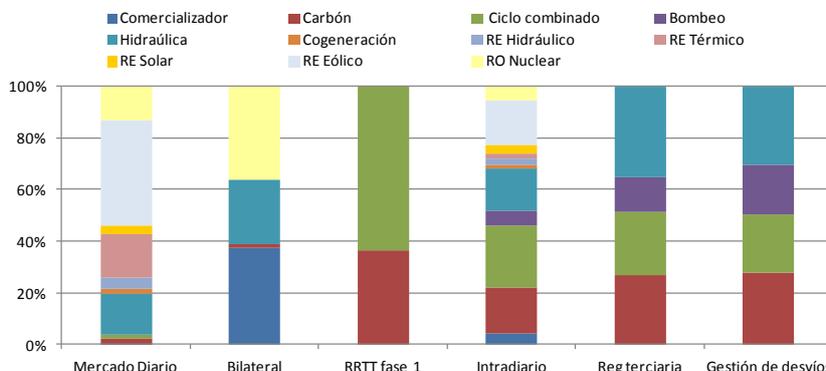
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 108 - Peso de cada uno de los segmentos en las interconexiones. Enero y Febrero 2014.



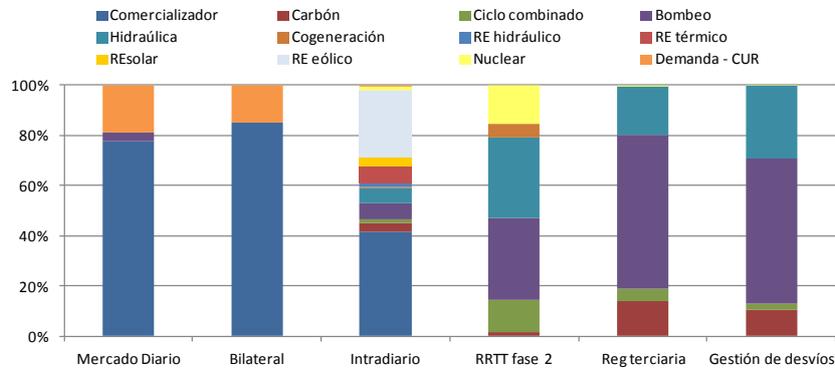
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 109 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a subir (ventas). Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 110 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a bajar (compras). Enero y Febrero 2014.

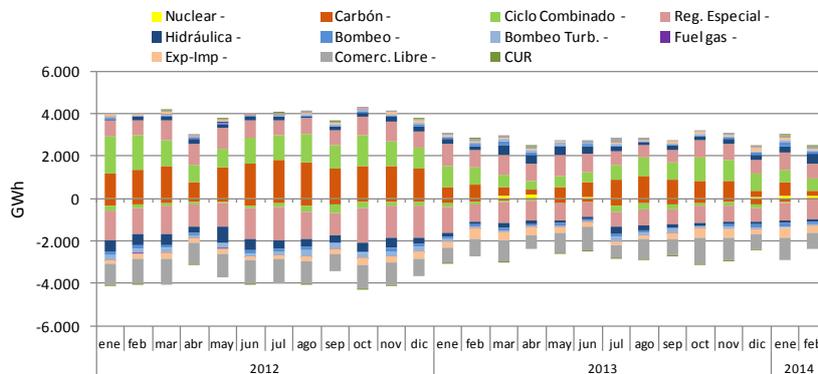


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.7 Mercado Intradía

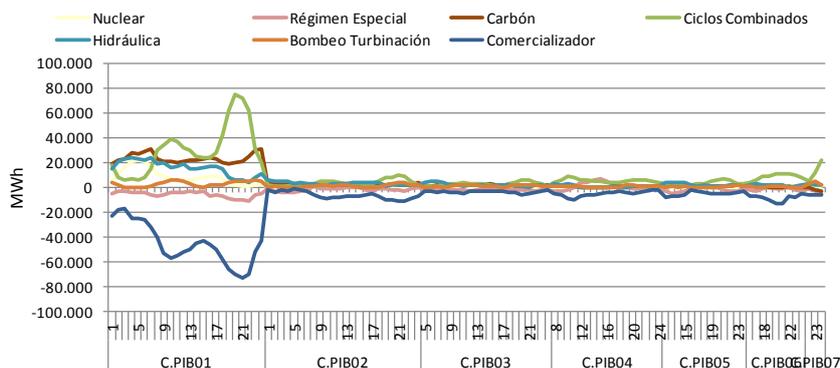
3.2.7.1 Energías

Gráfico 111 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradía por tecnología.



Fuente: SGIME (CNMC)

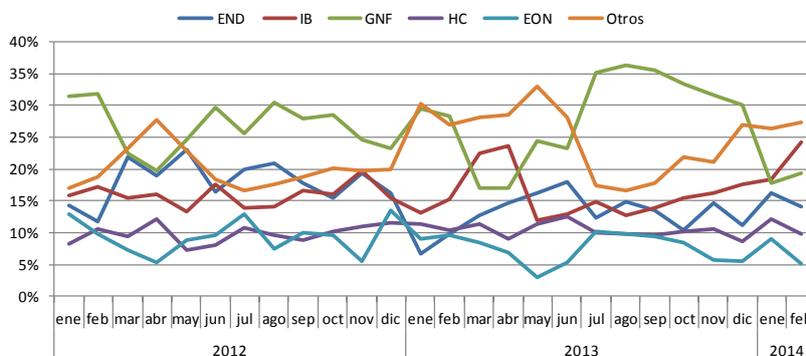
Gráfico 112 - Valores medios horarios del programa neto de cada tecnología en cada una de las sesiones del mercado intradía. Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

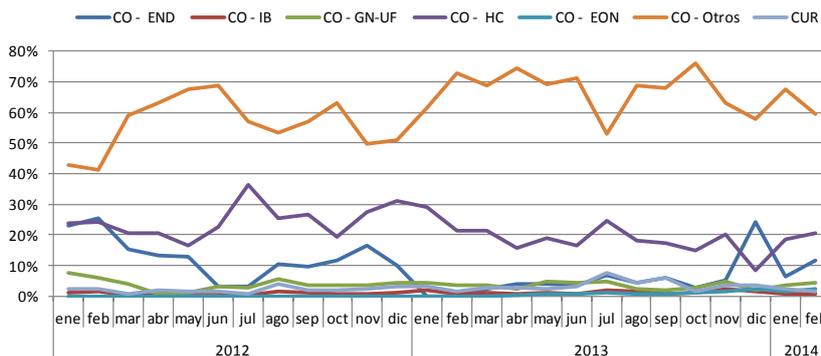
3.2.7.2 Concentración empresarial

Gráfico 113 - Cuotas de ventas en intradiario.



Fuente: SGIME (CNMC)

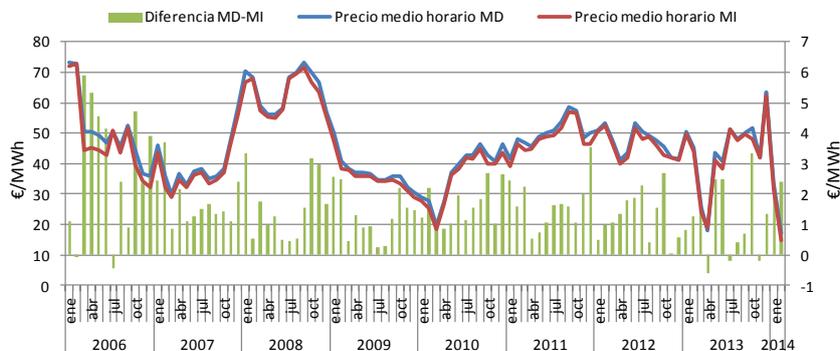
Gráfico 114 - Cuotas de compras en intradiario.



Fuente: SGIME (CNMC)

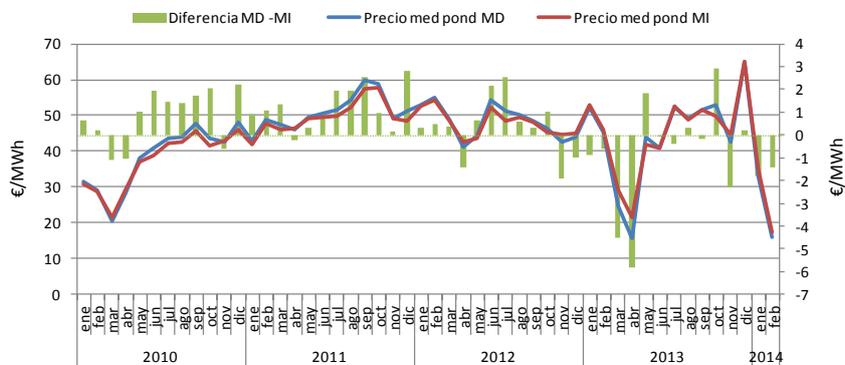
3.2.7.3 Análisis de Precios

Gráfico 115 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario.



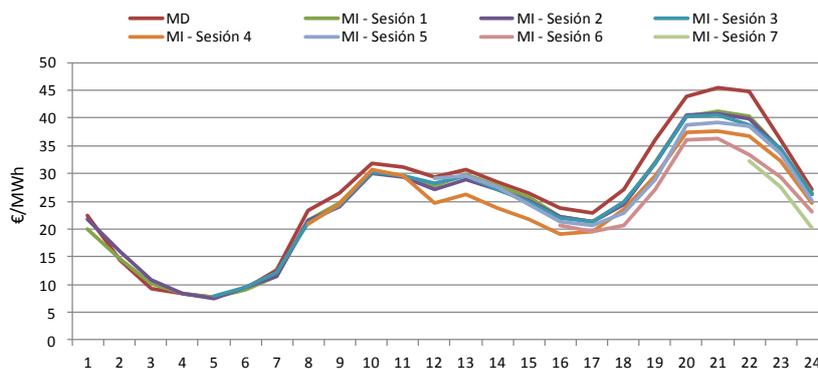
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 116 - Evolución del promedio mensual del precio medio ponderado en los mercados Diario e Intradía en zona española.



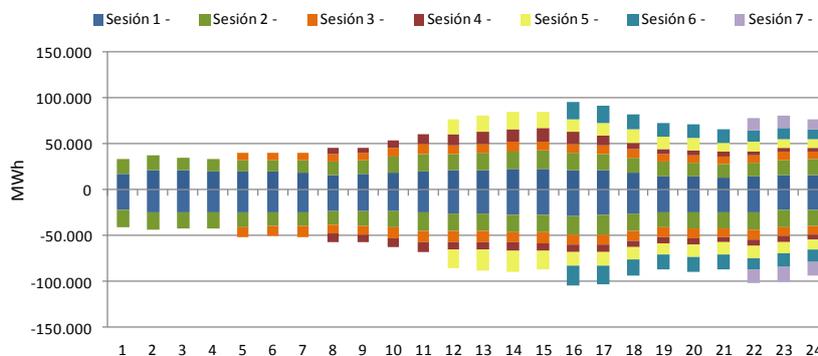
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 117 - Precios medios del mercado intradía para cada sesión. Enero y Febrero 2014.



Nota: la sesión 7 se corresponde con la sesión 1 del mismo día.
Fuente: SGIME (CNMC)

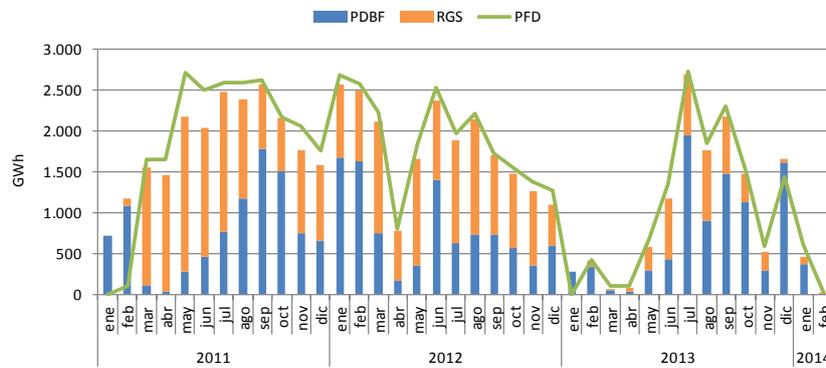
Gráfico 118 - Energía horaria negociada por las unidades de generación a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos en cada una de las sesiones del mercado intradía. Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

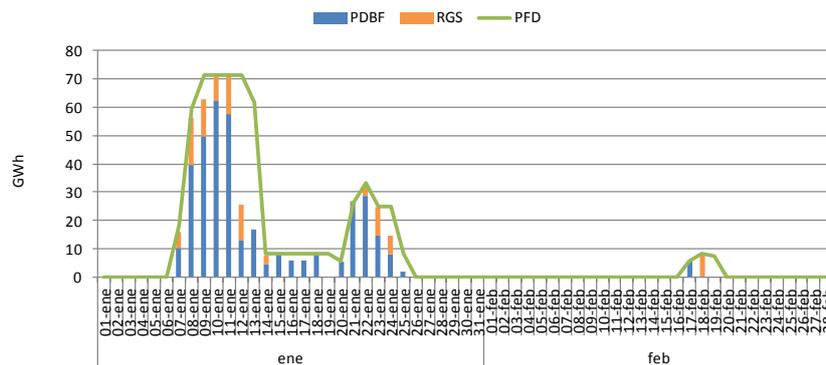
3.2.8 Solución de Restricciones por Garantía de Suministro

Gráfico 119 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 120 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Enero y Febrero 2014.



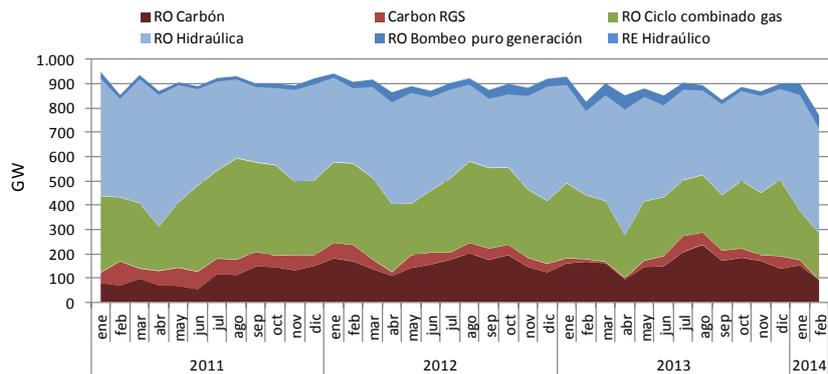
Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9 Mercados de Servicios de Ajuste

3.2.9.1 Banda de Regulación Secundaria

3.2.9.1.1 Tecnologías

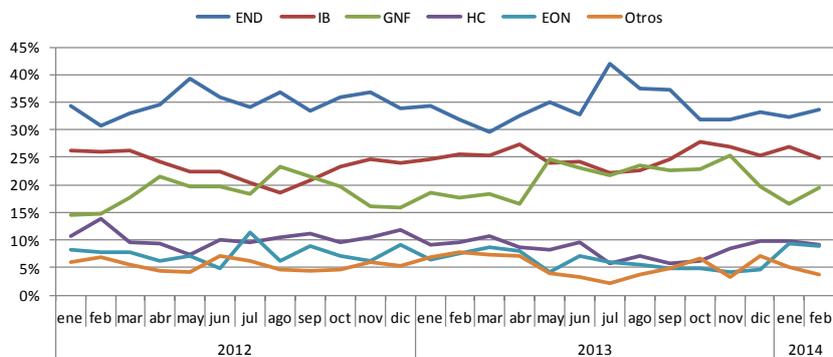
Gráfico 121 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.1.2 Concentración Empresarial

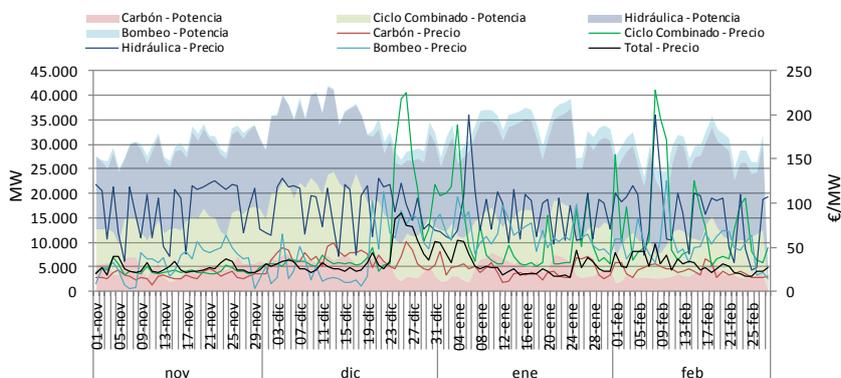
Gráfico 122 - Asignación de banda por grupo empresarial.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.1.3 Análisis de precios

Gráfico 123 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria (últimos 4 meses).

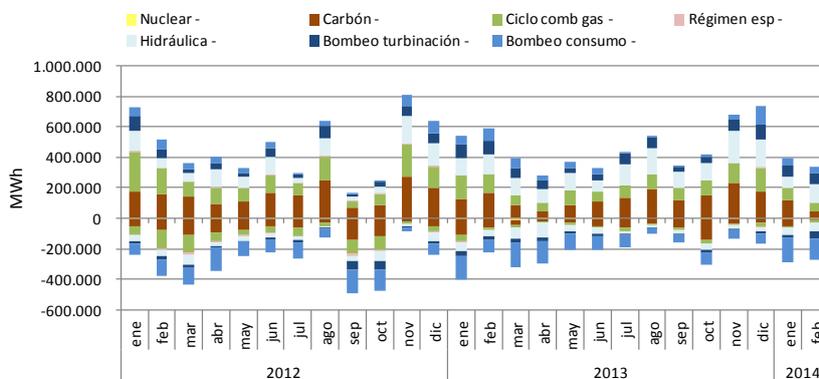


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.2 Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

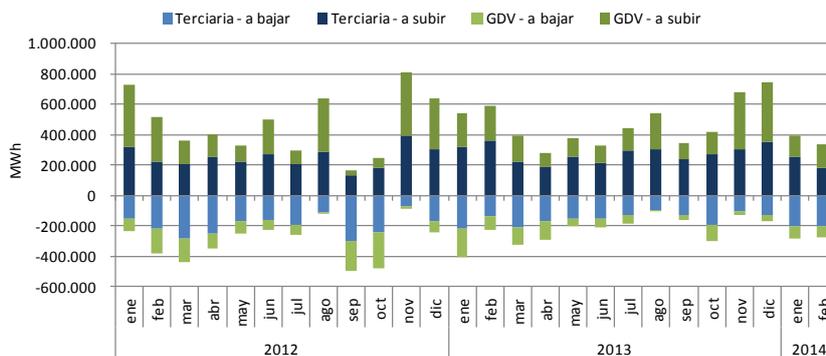
3.2.9.2.1 Energías

Gráfico 124 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 125 - Energía mensual de gestión de desvíos y regulación terciaria.

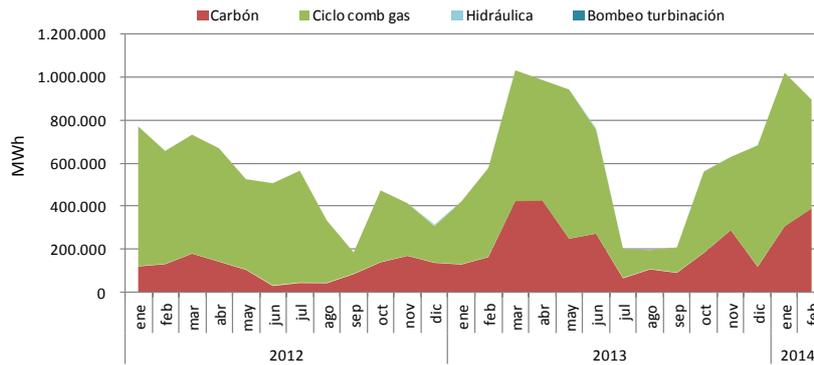


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.3 Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1

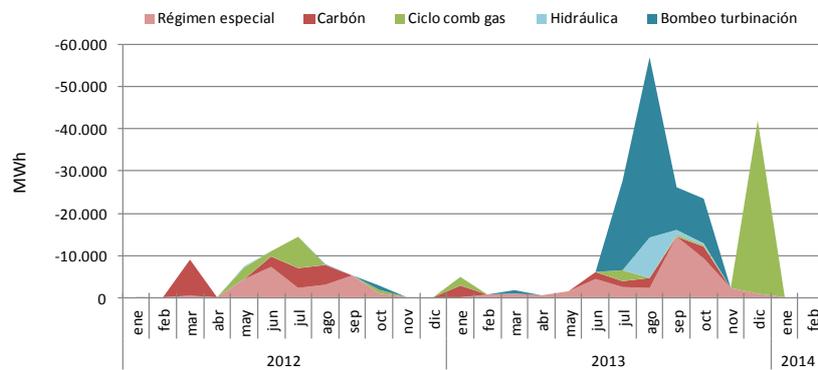
3.2.9.3.1 Energías

Gráfico 126 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a subir.



Fuente: SGIME (CNMC).

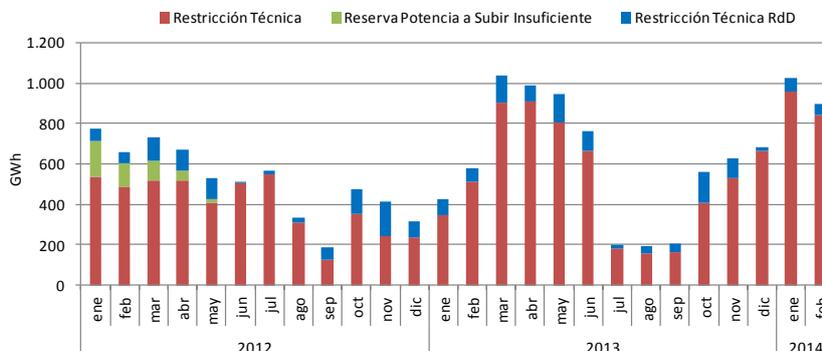
Gráfico 127 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a bajar.



Fuente: SGIME (CNMC).

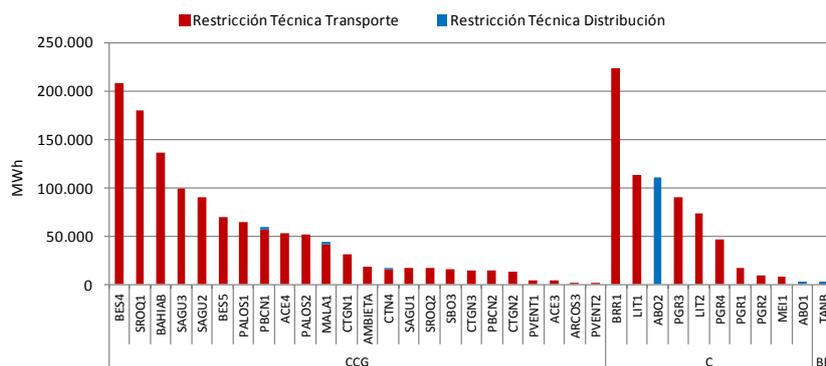
3.2.9.3.2 Motivos de programación

Gráfico 128 - Tipo de redespacho de las restricciones técnicas - Fase 1 a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

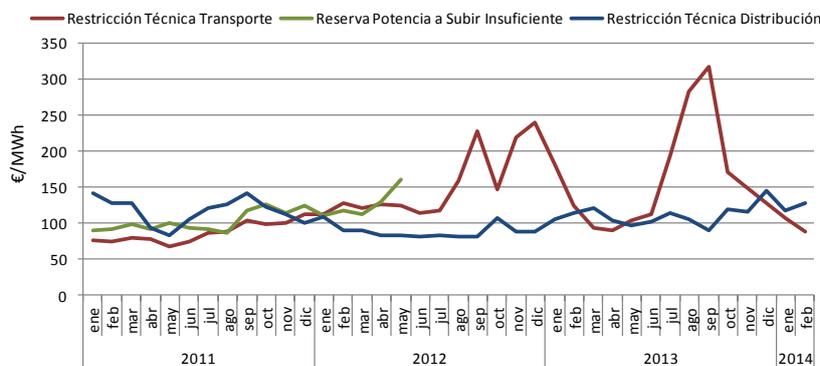
Gráfico 129 - Unidades programadas por restricciones técnicas - Fase 1 a subir. Enero y Febrero 2014.



Fuente: SGIME (CNMC)

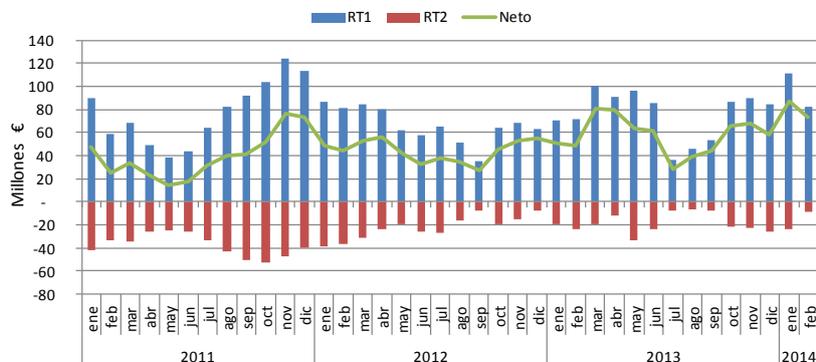
3.2.9.3.3 Análisis de precios

Gráfico 130 - Evolución mensual del precio medio ponderado en restricciones técnicas a subir en la red de transporte, distribución y por insuficiente reserva a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 131 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2).

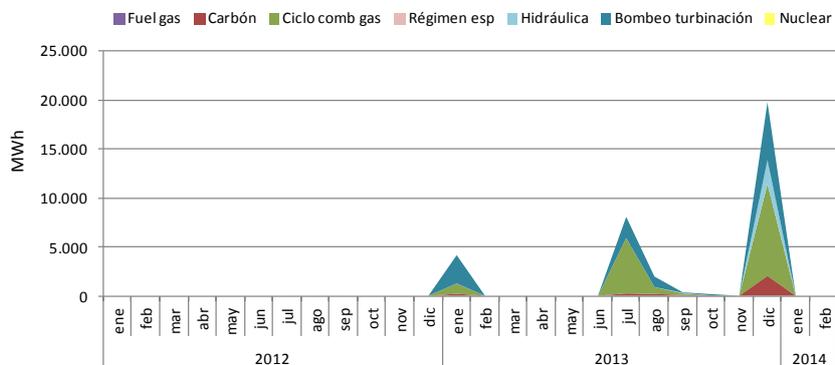


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.4 Restricciones técnicas al PDBF: fase 2

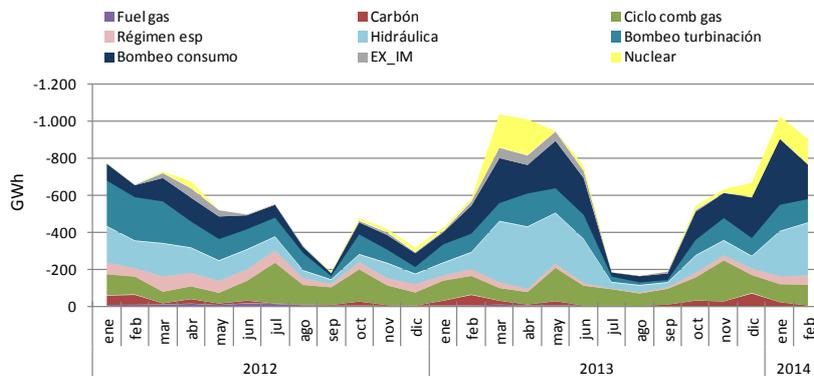
3.2.9.4.1 Energías

Gráfico 132 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

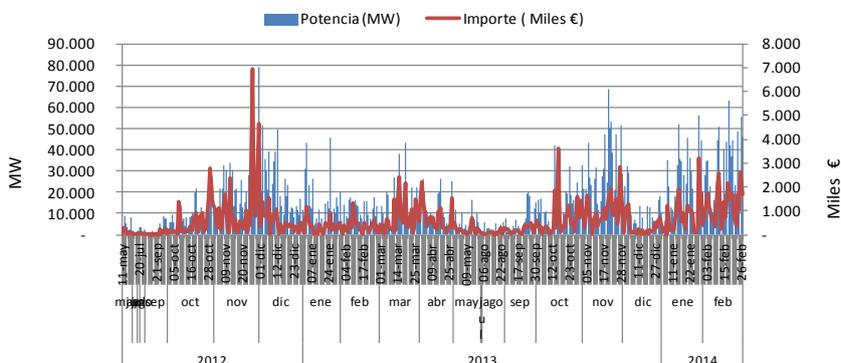
Gráfico 133 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a bajar.



Fuente: SGIME (CNMC)

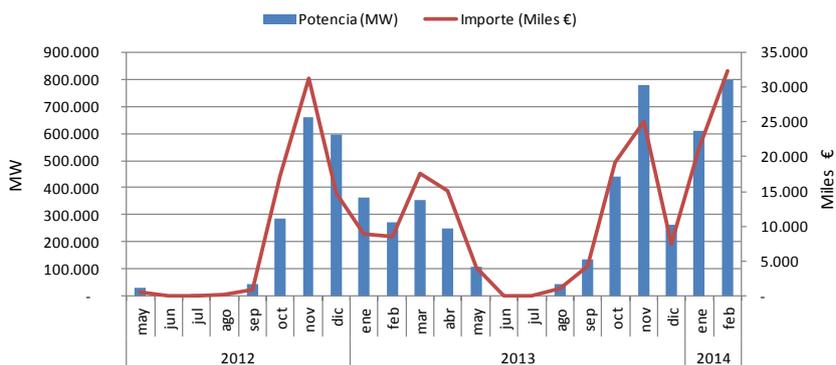
3.2.9.5 Reserva de potencia adicional a subir

Gráfico 134 – Evolución diaria de potencia y coste de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: REE

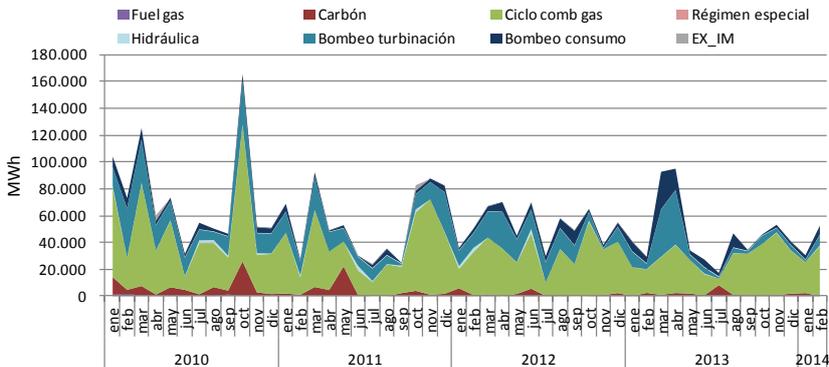
Gráfico 135 – Evolución mensual de la potencia y del coste de asignación de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: REE

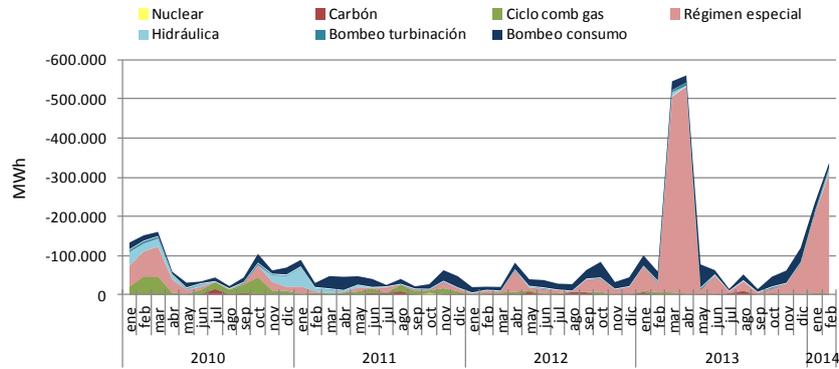
3.2.9.6 Restricciones en Tiempo Real

Gráfico 136 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 137 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a bajar.



Fuente: SGIME (CNMC)

4 ANEXO III – LISTADO DE CENTRALES DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO Y SUS CÓDIGOS

CENTRALES DE CARBÓN	
ABO1	C.T. ABOÑO 1
ABO2	C.T. ABOÑO 2
ALL1	C.T. ANLLARES
BRR1	C.T. LOS BARRIOS
CCO2	C.T. COMPOSTILLA 2
CCO3	C.T. COMPOSTILLA 3
COM4	C.T. COMPOSTILLA II 4
COM5	C.T. COMPOSTILLA II 5
CRC1	C.T. CERCS
ECH1	C.T. ESCUCHA
ECT1	C.T. ESCATRON 1 Y 2
ELC1	C.T. ELCOGAS GICC PL
GUA1	C.T. GUARDO 1
GUA2	C.T. GUARDO 2
LAD3	C.T. LADA 3
LAD4	C.T. LADA 4
LIT1	C.T. LITORAL DE ALMERIA 1
LIT2	C.T. LITORAL DE ALMERIA 2
MEI1	C.T. MEIRAMA
NRC1	C.T. NARCEA 1
NRC2	C.T. NARCEA 2
NRC3	C.T. NARCEA 3
PAS1	C.T. PASAJES
PGR1	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 1
PGR2	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 2
PGR3	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 3
PGR4	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 4
PLL1	C.T. PUERTOLLANO
PNN3	C.T. PUENTENUEVO 3
ROB1	C.T. LA ROBLA 1
ROB2	C.T. LA ROBLA 2
SRI1	C.T. SOTO DE RIBERA 1
SRI2	C.T. SOTO DE RIBERA 2
SRI3	C.T. SOTO DE RIBERA 3
TER1	C.T. TERUEL 1
TER2	C.T. TERUEL 2
TER3	C.T. TERUEL 3

CENTRALES DE CICLO COMBINADO	
ACE3	CCG ACECA 3
ACE4	CCG ACECA 4
ALG3	C.T. ALGECIRAS 3
AMBIETA	CICLO COMBINADO DE AMOREBIETA
ARCOS1	CICLO COMBINADO ARCOS 1
ARCOS2	CICLO COMBINADO ARCOS 2
ARCOS3	CICLO COMBINADO ARCOS 3
ARRU1	CICLO COMBINADO ARRUBAL 1
ARRU2	CICLO COMBINADO ARRUBAL 2
BAHIAB	CCGT BAHIA BIZCAIA
BES3	CICLO COMBINADO BESOS ENDESA
BES4	CICLO COMBINADO BESOS GASNATURAL
BES5	CICLO COMBINADO BESOS 5
CAMGI10	CICLO COMBINADO CAMPO DE GIBRALTAR GR 10
CAMGI20	CICLO COMBINADO CAMPO DE GIBRALTAR GR 20
COL4	CCG CRISTOBAL COLON
CTGN1	CICLO COMBINADO CARTAGENA GR1
CTGN2	CICLO COMBINADO CARTAGENA GR2
CTGN3	CICLO COMBINADO CARTAGENA GR3
CTJON1R	CC. CASTEJON1 REPR
CTJON2R	CASTEJON 2
CTJON3R	CC CASTEJON 3 REPR
CTN3	CASTELLÓN 3
CTN4	CASTELLON 4
CTNU	CCG CASTELNOU
ECT2	ESCATRON FASE I
ECT3	ESCATRON 3
ESC6	CICLO COMBINADO ESCOMBRERAS6
ESCCC1	CICLO COMBINADO ESCOMBRERAS 1 EL FANGAL / AES
ESCCC2	CICLO COMBINADO ESCOMBRERAS 2 EL FANGAL/ AES
ESCCC3	CICLO COMBINADO ESCOMBRERAS 3 EL FANGAL / AES
MALA1	MALAGA 1
PALOS1	CICLO COMBINADO PALOS DE LA FRONTERA GR1
PALOS2	CICLO COMBINADO PALOS DE LA FRONTERA GR2
PALOS3	CICLO COMBINADO PALOS DE LA FRONTERA GR3
PBCN1	C.C. PUERTO BARCELONA 1
PBCN2	C.C. PUERTO BARCELONA 2
PGR5	PUENTES GARCIA RODRIGUEZ 5
PVENT1	C.T.C.C.PLANA DE VENT (GRUPO 1)
PVENT2	C.T.C.C.PLANA DE VENT (GRUPO 2)
SAGU1	CC SAGUNTO GRUPO 1
SAGU2	CC SAGUNTO GRUPO 2
SAGU3	SAGUNTO 3
SBO3	SABON 3
SRI4R	SOTO RIBERA 4 REPRESENTADO
SRI5R	CC SOTO RIBERA 5 REPR
SROQ1	SAN ROQUE 1
SROQ2	CICLO COMBINADO SAN ROQUE ENDESA
STC4R	SANTURCE 4
TAPOWER	CICLO COMBINADO TARRAGONA POWER
TARRAG	CICLO COMBINADO TARRAGONA

