



INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

Marzo y Abril 2014

23 de septiembre 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.....	15
2.3.1	Componentes del precio final del mercado de producción	15
2.3.2	Programa Diario Base de Funcionamiento.....	16
2.3.3	Análisis de ofertas	21
2.3.4	Análisis de costes.....	26
2.3.5	El MIBEL y otros mercados europeos	27
2.3.6	Restricciones por Garantía de Suministro	35
2.3.7	Mercado Intradía	36
2.3.8	Servicios de ajuste del sistema	37
2.4	BALANCE EMPRESARIAL	48
3	ANEXO II - GRÁFICAS.....	51
3.1	ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	51
3.1.1	Demanda.....	51
3.1.2	Oferta	52
3.2	ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS.....	54
3.2.1	Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados.....	54
3.2.1.1	Distribución de la producción	54
3.2.1.2	Distribución de la demanda.....	59

3.2.2	Balance empresarial.....	60
3.2.3	Precio Horario Final de la Demanda Nacional.....	61
3.2.4	Sobrecoste por segmento de generación.....	62
3.2.5	Mercado Diario y Contratación Bilateral	63
3.2.5.1	Energías.....	63
3.2.5.2	Concentración empresarial	66
3.2.5.3	Análisis de precios	67
3.2.5.4	Ofertas al mercado diario	71
3.2.5.5	Acoplamiento del MIBEL	74
3.2.6	Desvío de demanda en el mercado.....	75
3.2.7	Mercado Intradiario	78
3.2.7.1	Energías.....	78
3.2.7.2	Concentración empresarial	79
3.2.7.3	Análisis de Precios.....	79
3.2.8	Solución de Restricciones por Garantía de Suministro	81
3.2.9	Mercados de Servicios de Ajuste	82
3.2.9.1	Banda de Regulación Secundaria.....	82
3.2.9.2	Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria	83
3.2.9.3	Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1.....	84
3.2.9.4	Restricciones técnicas al PDBF: fase 2	86
3.2.9.5	Reserva de potencia adicional a subir	86
3.2.9.6	Restricciones en Tiempo Real	87
4	ANEXO III – LISTADO DE CENTRALES DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO Y SUS CÓDIGOS.....	88

HECHOS RELEVANTES

- **Bajos precios del Mercado Diario:** El precio medio del mercado diario en los meses de marzo y abril se situó en 26,67 €/MWh y 26,44 €/MWh respectivamente.
- **Ofertas a precio superior a 0 €/MWh:** Tras la aparición a finales del mes de febrero de ofertas al mercado diario de considerables volúmenes de energía, por parte de unidades renovables, de cogeneración y residuos, a precio superior a 0 €/MWh, durante los meses de marzo y abril estos volúmenes se vieron considerablemente incrementados, llegando a ofertarse a precio distinto de cero hasta 35 GWh diarios tan sólo de origen eólico. De este modo, durante dichos meses, las antiguas unidades de régimen especial se convirtieron en marginales en gran parte de las horas, principalmente en el periodo H.2 - H.8 así como en los días de menor demanda (fines de semana), lo que pudo derivar en un incremento del precio medio del mercado diario.
- **Reducción de las cogeneraciones:** Tras la publicación de la propuesta/proyecto 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), se confirma el descenso continuado de la generación térmica originada por las cogeneraciones. Si bien, dicho descenso se encontraba en torno a un cuarto de la producción habitual para el mes de febrero, esta cifra continuó incrementándose hasta situarse en el entorno del 35% para el mes de abril, lo que representa una reducción de unos 1.800 MW horarios.
- **Elevados sobrecostes:** El sobrecoste añadido por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario continuó su tendencia ascendente, alcanzando el máximo registrado en los últimos años. El descenso del sobrecoste derivado del servicio de reserva de potencia adicional a subir fue compensado por el alza de los servicios de resolución de restricciones, tanto al PDBF como en tiempo real.
- **Modificación Procedimiento de Operación:** Los elevados sobrecostes asociados a la resolución de restricciones en tiempo real han sido motivados, en parte, por la metodología de liquidación de este segmento vigente durante el periodo de estudio, correspondiente al Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, el cual fue modificado por Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, solventando dicho problema.

1 RESUMEN EJECUTIVO

La demanda interanual de electricidad en barras de central confirmó una nueva tendencia descendente en los últimos meses, tras la relativa estabilidad alcanzada en la segunda mitad de 2013, con una variación de la demanda interanual ligeramente más negativa que la registrada los dos primeros meses del año, aunque contenida por debajo del -2%. La variación interanual de la demanda corregida presentó un mejor comportamiento que la demanda neta, aunque continuó arrojando valores negativos, alcanzando el -1,1% en el mes de abril, el mejor dato desde diciembre de 2011. Su evolución, si bien resulta positiva, sólo refleja parcialmente la variación interanual del PIB, el cual, tras el primer trimestre del presente año, se situó en el 0,5%, volviendo así a cifras positivas tras dos años y medio de contracciones consecutivas.

Las cuotas de generación de las tecnologías eólica y gran hidráulica se situaron parejas, en el entorno del 20-21%, por detrás de la generación nuclear. El hueco térmico (carbones y ciclos combinados) se situó en el 10% y 11% en marzo y abril respectivamente, volviendo a obtenerse una producción de las centrales de carbón RGS muy reducida.

Conforme a lo expuesto en el pasado informe, tras la publicación de la propuesta/proyecto 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*), se confirma el descenso continuado de la generación térmica originada por las cogeneraciones. Si bien, dicho descenso se encontraba en torno a un cuarto de la producción habitual para el mes de febrero, esta cifra continuó incrementándose hasta situarse en el entorno del 35% para el mes de abril, lo que representa una reducción de unos 1.800 MW horarios.

Las horas equivalentes de funcionamiento anual de las centrales de ciclo combinado continuaron situadas en niveles muy reducidos, similares a los registrados en los dos primeros meses del presente año, cayendo por debajo de las 600 horas, cifra equiparable al mínimo alcanzado en el mes de abril de 2013. Las centrales de carbón no adscritas al mecanismo RGS volvieron a registrar un funcionamiento muy reducido, en el entorno de las 1.700 horas en ambos meses de estudio, ligeramente por encima de las 1.400 horas del mes de febrero.

En una situación semejante a la registrada en el mes de febrero, la alta generación renovable favoreció la formación de un bajo precio final en los meses de marzo y abril (ligeramente superior a los 40 €/MWh), con una componente de precio del mercado diario también muy similar en ambos meses (27,8 €/MWh y 27,3 €/MWh en marzo y abril respectivamente). El sobrecoste añadido estimado por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario continuó su tendencia ascendente durante los meses de estudio, alcanzando el máximo registrado en los últimos años. El descenso del sobrecoste derivado del servicio de reserva de potencia adicional a subir fue compensado por el alza de los servicios de resolución de restricciones, tanto al PDBF como en tiempo real.

El precio medio del mercado diario en los meses de marzo y abril se situó en 26,67 €/MWh y 26,44 €/MWh respectivamente. Los precios horarios punta alcanzados durante el mes de marzo se situaron en el entorno de los 60 €/MWh, si bien, de forma puntual se alcanzaron precios más elevados, con un valor máximo de 113,92 €/MWh (27 de marzo), mientras que en el mes de abril los máximos oscilaron en torno a los 45 €/MWh. Durante ambos meses se registraron 31 horas de precio cero, la mayor parte de ellas durante los primeros días del mes de marzo y ninguna de ella en el mes de abril. El valor medio diario mínimo fue de 0,82 €/MWh el día 2 de marzo, mientras que el máximo fue de 51,34 €/MWh, alcanzado el día 27 de marzo.

Como ya ocurrió en los dos primeros meses del año, durante las primeras jornadas del mes de marzo, debido a la insuficiente oferta de energía para el proceso de reequilibrio de generación y demanda, las centrales nucleares vieron reducida su programación en la fase 2 de restricciones técnicas, lo que se sumó a la imposibilidad de despachar la totalidad de la potencia del parque nuclear en PDBF en los días de mayor generación renovable, acarreado el prorrateo de la demanda de energía entre las unidades ofertantes. Como resulta habitual en estos casos, las centrales nucleares completaron programa en otros segmentos del mercado, como el mercado intradiario o restricciones en tiempo real.

Conforme a lo adelantado en el informe anterior, tras la aparición a finales del mes de febrero de ofertas al mercado diario de considerables volúmenes de energía, por parte de unidades acogidas al extinto régimen especial, a precio superior a 0 €/MWh, durante los meses de marzo y abril estos volúmenes se vieron considerablemente incrementados, llegando a ofertarse a precio distinto de cero hasta 35 GWh diarios tan sólo de origen eólico. De este modo, durante dichos meses, las antiguas unidades de régimen especial se convirtieron en marginales en gran parte de las horas, principalmente en el periodo H.2 - H.8 así como en los días de menor demanda (fines de semana), lo que pudo derivar en un incremento del precio medio del mercado diario.

Una baja demanda de combustibles en Europa, ligada a unas temperaturas que registraron valores por encima de lo habitual, sumada a los buenos niveles de abastecimiento (buen nivel de suministro desde Noruega), propiciaron descensos generalizados de las principales referencias de combustibles en el continente. El precio de los derechos de emisión de CO₂ evolucionaron en sentido descendente, situándose ligeramente por encima de los 5 €/Tm en el mes de abril. Este descenso se produjo a pesar de que el día 12 de marzo fuera el primer día de subastas reducidas por efecto del backloading (recorte del 56% de los volúmenes pendientes de subasta en 2014), que se saldó, contrariamente a lo esperado, con un descenso del 4,54%, motivado por la evolución negativa del complejo energético en toda Europa.

La reducción paulatina de la fuerte generación renovable registrada en el mes de febrero permitió la recuperación de los niveles de acoplamiento del MIBEL durante los meses de estudio. De este modo, en el mes de marzo el acoplamiento medio del MIBEL ascendió al 91% (8% de horas de precio inferior en Portugal), mientras que en

abril dicho porcentaje se incrementó aún más, alcanzando el 97% (2% de horas de precio inferior en Portugal). El spread medio mensual PT-ES fue de -0,47 €/MWh y -0,09 €/MWh en marzo y abril respectivamente, acumulándose cinco meses consecutivos de precio superior en zona española.

El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de marzo y abril fue de 35,56 €/MWh y 33,73 €/MWh respectivamente, lo que supuso una diferencia con el mercado español (FR-ES) de 8,90 €/MWh y 7,29 €/MWh.

El saldo neto de los intercambios internacionales en ambos meses resultó exportador, con valores de 230 GWh y 658 GWh en marzo y abril respectivamente.

La prolongación de la elevada generación renovable (sumada a la caída de la demanda) derivó en la consiguiente reducción del hueco térmico, lo que hizo imposible el cumplimiento del Plan de Funcionamiento Diario de las plantas adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro en la mayor parte de los días del periodo de estudio. De este modo, transcurridos los cuatro primeros meses del presente año, el volumen de producción pendiente es del 97%.

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 26,39 €/MWh para el mes de marzo y de 25,18 €/MWh para abril, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 26,67 €/MWh y 26,44 €/MWh respectivamente.

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

Conforme a lo acontecido en meses anteriores, durante los meses de marzo y abril no fue habitual encontrar centrales térmicas (principalmente ciclos combinados) programadas en PDBF ligeramente por debajo de su mínimo técnico de forma continuada.

El coste neto estimado por central y día asociado a la resolución de restricciones en tiempo real a subir continuó ascendiendo durante ambos meses, sobrepasando los 140.000 €/central/día. Según lo expuesto en el informe de Noviembre-Diciembre 2013, los elevados costes se encontraban originados, en parte, por la metodología de liquidación de este segmento vigente durante el periodo de estudio, correspondiente al *Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*, el cual fue modificado por Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, solventando dicho problema.

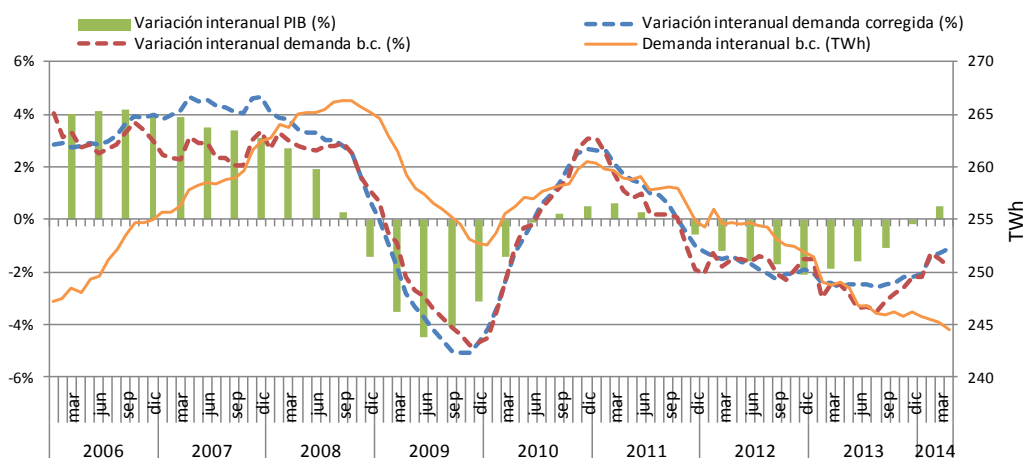
2 ANEXO I - INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

2.1 DEMANDA

La demanda interanual de electricidad en barras de central confirmó una nueva tendencia descendente en los últimos meses, tras la relativa estabilidad alcanzada en la segunda mitad de 2013, con una variación de la demanda interanual ligeramente más negativa que la registrada los dos primeros meses del año, aunque contenida por debajo del -2%.

Atendiendo a la variación interanual de la demanda corregida, ésta presentó un mejor comportamiento que la demanda neta, aunque continuó arrojando valores negativos, alcanzando el -1,1% en el mes de abril, el mejor dato desde diciembre de 2011. Su evolución, si bien resulta positiva, sólo refleja parcialmente la variación interanual del PIB, el cual, tras el primer trimestre del presente año, se situó en el 0,5%, volviendo así a cifras positivas tras dos años y medio de contracciones consecutivas.

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).

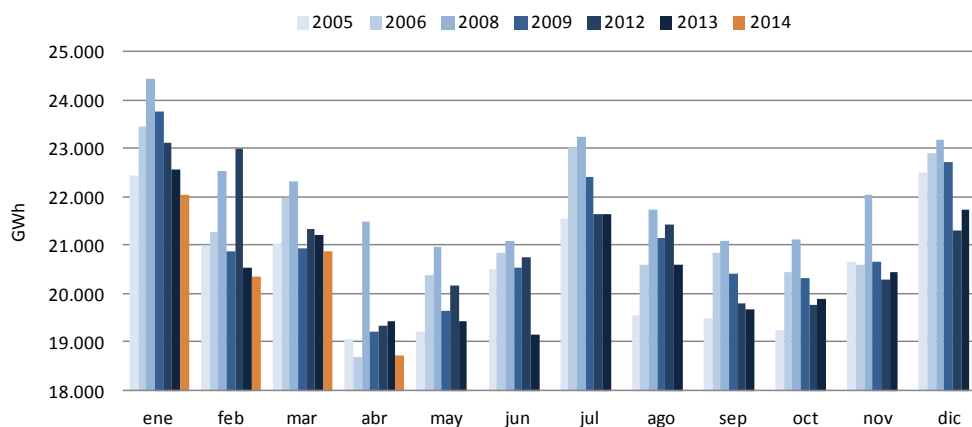


Fuente: REE, INE, CNMC

Según datos de la Agencia Estatal de Meteorología, el mes de marzo resultó más cálido de lo normal, con una temperatura media mensual $0,7^{\circ}\text{C}$ superior al valor medio normal del mes, resultando el mes de abril extremadamente cálido, con un valor medio $3,4^{\circ}\text{C}$ por encima del normal.

La demanda mensual registrada en barras de central durante los meses de estudio experimentó una variación respecto al año anterior del -1,7% (-0,5% en términos corregidos) y -4,0% (0,0% en términos corregidos) en marzo y abril respectivamente, reflejándose así la fuerte influencia de la temperatura sobre la demanda, principalmente en el mes de abril.

Gráfico 2 – Demanda mensual peninsular en barras de central.



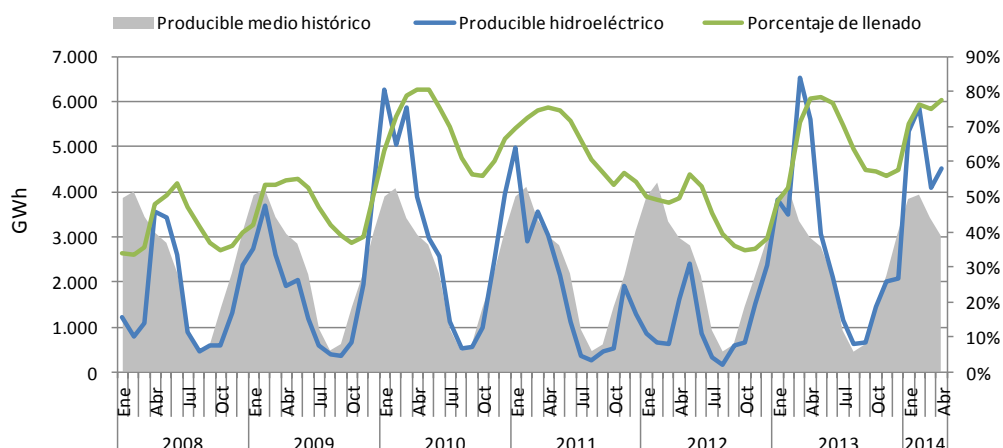
Fuente: REE

2.2 OFERTA

Desde el punto de vista hidrológico, el mes de marzo resultó normal, con valores próximos a la media de ese mes, mientras que abril resultó seco en su conjunto, con unas precipitaciones medias un 20% inferiores a los valores normales del mes, según datos de la Agencia Estatal de Meteorología.

El producible hidroeléctrico durante los meses de estudio registró una contracción frente a los elevados valores alcanzados en los meses anteriores, si bien continuó situado por encima de la media histórica. Aunque estos valores resultaron inferiores a los alcanzados en los meses de marzo y abril de 2013, se situaron por encima de los alcanzados en los mismos meses de años anteriores. El porcentaje de llenado de los embalses con aprovechamiento hidráulico también se mantuvo en niveles muy elevados, situándose por encima del 75% en ambos meses de estudio.

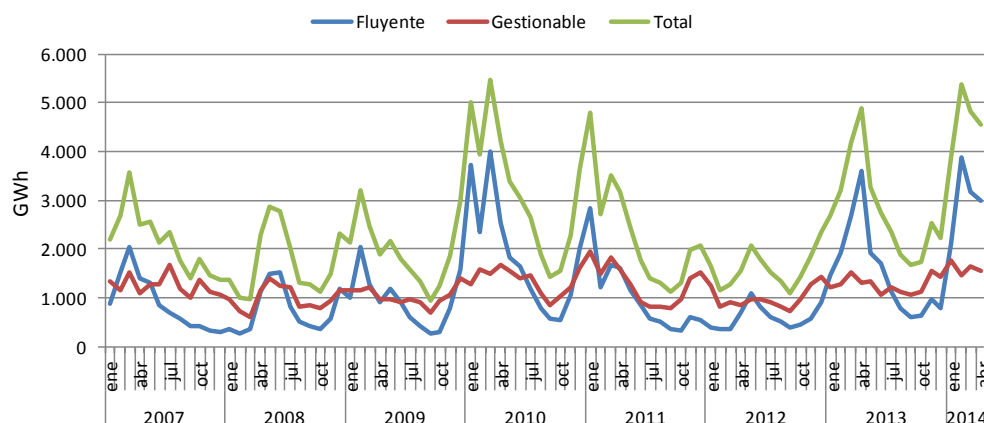
Gráfico 3 - Evolución mensual del producible hidroeléctrico, valor medio histórico y porcentaje de llenado de los embalses con aprovechamiento hidráulico.



Fuente: REE

La generación de las grandes centrales hidráulicas continuó en niveles muy elevados, ligeramente inferiores al nivel alcanzado en el mes de febrero, debido principalmente al descenso de la generación de origen fluyente.

Gráfico 4 - Evolución mensual de la producción hidráulica en P48 (Gran 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, CNMC

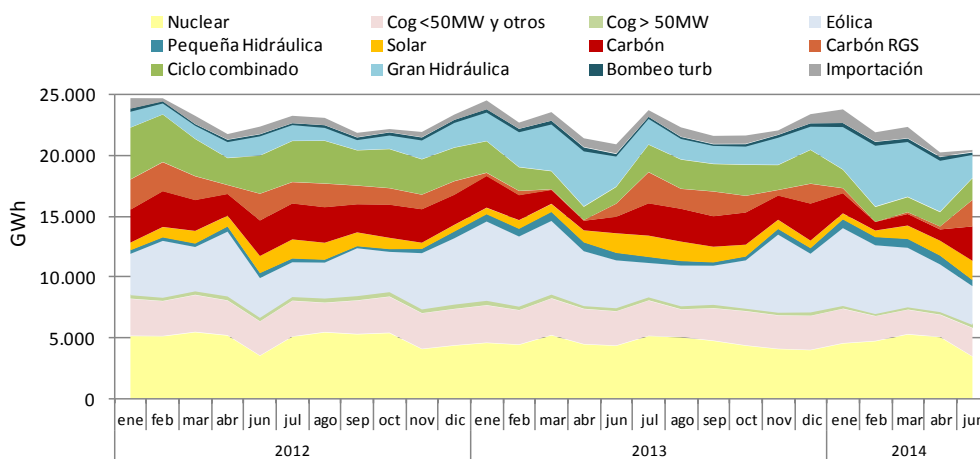
La menor demanda, propia de los meses de estudio, sumada a la reducida indisponibilidad del parque nuclear, con todas las centrales acopladas al sistema a excepción de Garoña, propiciaron que dicha tecnología alcanzara unas elevadas cotas de generación en P48, llegando a alcanzar una cuota del 25% en el mes de abril.

Similar a lo acontecido en los dos primeros meses del año, la elevada generación de origen hidráulico (entorno al 24% de cuota) coincidió con una generación eólica situada en niveles medio-altos, lo que mantuvo el hueco térmico en niveles reducidos.

Las cuotas de generación de las tecnologías eólica y gran hidráulica se situaron parejas, en el entorno del 20-21%, por detrás de la generación nuclear. El hueco térmico (carbones y ciclos combinados) se situó en el 10% y 11% en marzo y abril respectivamente, volviendo a obtenerse una producción de las centrales de carbón RGS (centrales de carbón autóctono adscritas al mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro) muy reducida.

Conforme a lo expuesto en el pasado informe, tras la publicación de la propuesta/proyecto 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*), se confirma el descenso continuado de la generación térmica originada por las cogeneraciones. Si bien, dicho descenso se encontraba en torno a un cuarto de la producción habitual para el mes de febrero, esta cifra continuó incrementándose hasta situarse en el entorno del 35% para el mes de abril, lo que representa una reducción de unos 1.800 MW horarios.

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



Fuente: CNMC

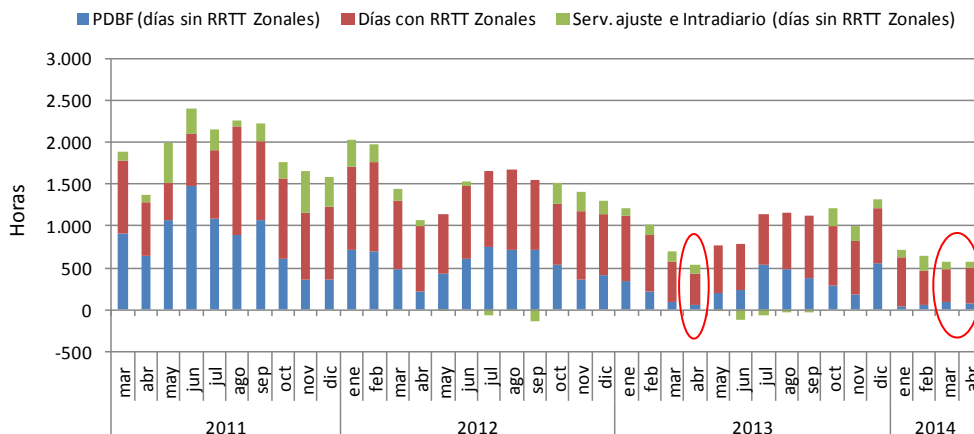
Cuadro 1 - Generación mensual por tecnología en P48 en zona española.

Año	Mes	Nuclear	Cog. <50MW y otros	Cog. > 50MW	Eólica	Pequeña Hidráulica	Solar	Carbón	Carbón RGS	Ciclo combinado	Gran Hidráulica	Bombeo turb.	Importación
2010		21,3%	11,2%	1,2%	15,5%	2,4%	2,6%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	0,9%	1,3%
2011		20,3%	12,2%	1,3%	15,3%	1,9%	3,5%	7,3%	7,5%	18,2%	9,4%	0,7%	2,3%
2012	ene	20,8%	12,2%	1,4%	13,7%	1,3%	2,5%	10,9%	10,0%	17,0%	5,5%	1,1%	3,6%
	feb	20,7%	11,5%	1,3%	18,8%	1,3%	3,4%	11,8%	9,6%	15,6%	3,9%	0,8%	1,1%
	mar	23,5%	13,0%	1,4%	15,6%	1,3%	4,4%	10,8%	8,4%	13,0%	4,9%	0,6%	3,0%
	abr	23,9%	13,1%	1,8%	24,4%	2,1%	4,1%	8,2%	3,4%	10,0%	6,3%	0,8%	2,1%
	may	20,3%	13,0%	1,8%	16,7%	2,8%	5,8%	9,9%	7,1%	10,6%	8,7%	0,6%	2,6%
	jun	15,7%	12,5%	1,6%	14,6%	1,9%	6,3%	12,9%	9,8%	13,8%	7,3%	0,7%	2,8%
	jul	21,9%	12,5%	1,6%	12,3%	1,4%	6,7%	12,6%	7,5%	14,3%	5,8%	0,7%	2,7%
	ago	23,6%	10,4%	1,7%	12,8%	1,1%	6,0%	12,6%	8,4%	15,0%	4,8%	0,9%	2,6%
	sep	24,2%	12,5%	1,9%	18,0%	0,9%	5,2%	10,5%	7,0%	13,1%	4,1%	1,0%	1,7%
	oct	24,3%	13,3%	1,9%	14,9%	1,1%	4,2%	12,2%	6,1%	14,3%	5,3%	1,1%	1,2%
	nov	18,6%	13,3%	1,7%	21,0%	1,7%	2,3%	12,4%	5,5%	13,1%	7,3%	1,1%	2,0%
	dic	18,6%	12,7%	1,8%	23,2%	2,5%	2,4%	10,5%	4,8%	11,6%	8,9%	1,1%	1,9%
2013	ene	18,6%	12,4%	1,7%	26,4%	2,6%	2,2%	10,6%	1,1%	10,4%	9,8%	1,2%	3,1%
	feb	19,5%	12,4%	1,6%	25,3%	2,9%	3,1%	9,0%	1,5%	8,4%	12,9%	1,2%	2,2%
	mar	22,1%	12,7%	1,5%	25,6%	3,3%	2,8%	4,8%	0,3%	6,2%	16,4%	1,3%	3,1%
	abr	20,8%	13,5%	1,4%	21,0%	3,5%	4,6%	3,7%	0,3%	5,0%	21,4%	1,5%	3,4%
	may	19,0%	14,1%	1,6%	19,1%	3,6%	6,5%	6,4%	2,4%	7,6%	14,4%	1,1%	4,3%
	jun	20,8%	13,4%	1,5%	18,8%	3,1%	7,7%	6,4%	5,2%	6,4%	12,2%	0,9%	3,6%
	jul	21,7%	12,2%	1,3%	11,9%	2,2%	7,4%	11,1%	10,8%	9,4%	9,1%	0,7%	2,4%
	ago	22,6%	10,1%	1,4%	15,0%	1,8%	7,2%	12,0%	7,4%	10,6%	7,8%	0,7%	3,5%
	sep	22,0%	12,3%	1,6%	14,9%	1,4%	6,0%	11,5%	9,4%	10,3%	7,1%	0,6%	3,1%
	oct	20,1%	12,9%	1,2%	18,3%	1,6%	4,5%	12,1%	6,3%	11,6%	7,2%	0,9%	3,2%
	nov	18,4%	12,4%	1,3%	29,0%	2,2%	3,4%	9,0%	2,1%	9,1%	10,4%	1,0%	1,6%
	dic	17,0%	11,9%	1,5%	20,5%	2,1%	2,7%	12,9%	7,0%	11,7%	8,4%	1,2%	3,3%
2014	ene	19,0%	11,8%	1,2%	26,7%	3,1%	2,0%	6,9%	1,8%	6,3%	14,9%	1,4%	4,8%
	feb	21,5%	9,2%	1,1%	25,7%	3,2%	2,5%	3,2%	0,1%	5,5%	23,1%	1,4%	3,5%
	mar	23,6%	8,9%	1,1%	21,8%	3,4%	4,9%	4,2%	0,7%	5,4%	20,4%	1,2%	4,2%
	abr	25,0%	8,9%	1,4%	19,3%	3,7%	6,1%	4,5%	1,2%	5,7%	21,0%	1,5%	1,6%

Fuente: CNMC

Las horas equivalentes de funcionamiento anual de las centrales de ciclo combinado continuaron situadas en niveles muy reducidos, similares a los registrados en los dos primeros meses del presente año, cayendo por debajo de las 600 horas, cifra equiparable al mínimo alcanzado en el mes de abril de 2013.

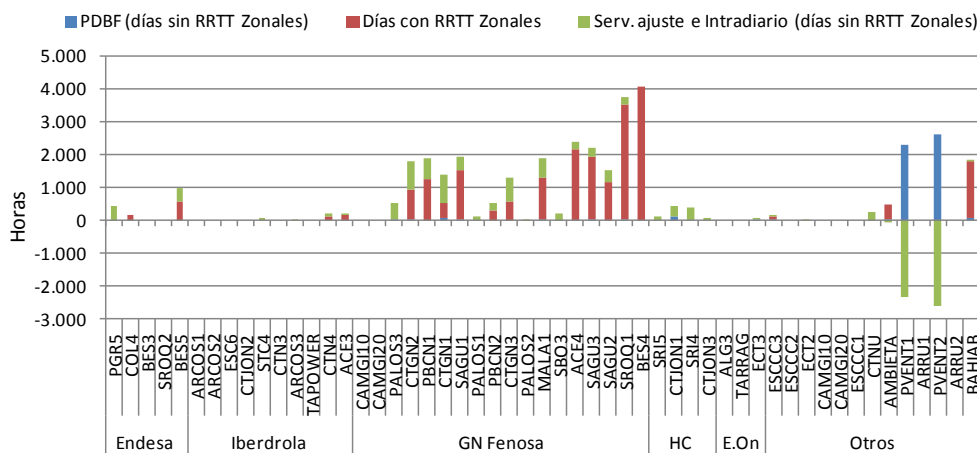
Gráfico 6 - Evolución mensual de las horas equivalentes de funcionamiento anual de ciclos combinados.



Fuente: CNMC

Atendiendo a las horas equivalentes de funcionamiento anual por unidad de cada grupo empresarial, éstas presentaron pocas diferencias respecto a las registradas en los meses de enero y febrero, siendo Gas Natural Fenosa el único grupo empresarial que registró un funcionamiento significativo de sus centrales de ciclo combinado.

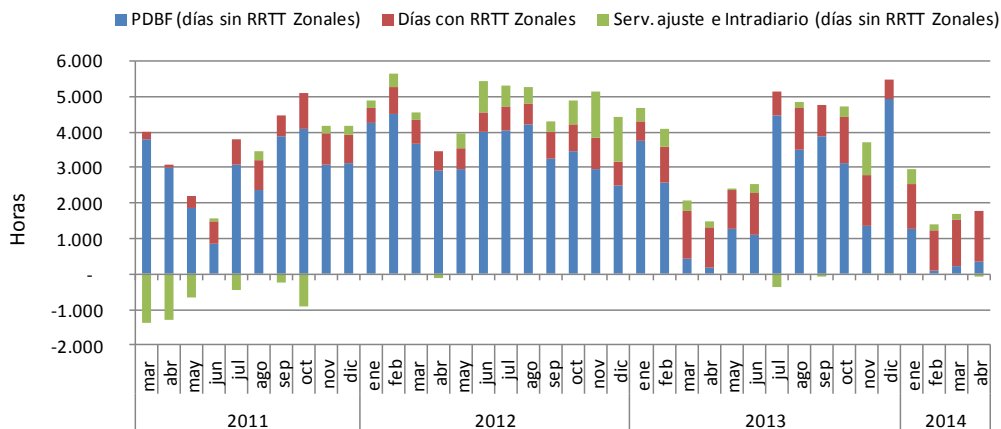
Gráfico 7 - Horas equivalentes de funcionamiento anual de ciclos combinados por unidad y grupo empresarial. Marzo y Abril 2014.



Fuente: CNMC

Las centrales de carbón no adscritas al mecanismo RGS volvieron a registrar un funcionamiento muy reducido, en el entorno de las 1.700 horas de funcionamiento anual equivalente en ambos meses de estudio, ligeramente por encima de las 1.400 horas del mes de febrero.

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



Fuente: CNMC

En el siguiente cuadro se muestra la evolución mensual del reparto del total de la generación en P48 por grupo empresarial. Como ya sucedió en los meses de enero y febrero, Iberdrola resultó favorecida por la elevada generación renovable, manteniendo una cuota de generación próxima al 27% en ambos meses de estudio, continuando así por cuarto mes consecutivo al frente de los grandes grupos generadores. El resto de grandes grupos no presentaron variaciones significativas de sus cuotas de generación respectivas.

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%
	mar	20,7%	26,9%	10,3%	5,6%	2,8%	33,6%
	abr	21,4%	26,7%	9,4%	5,6%	2,9%	34,0%

Fuente: 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.

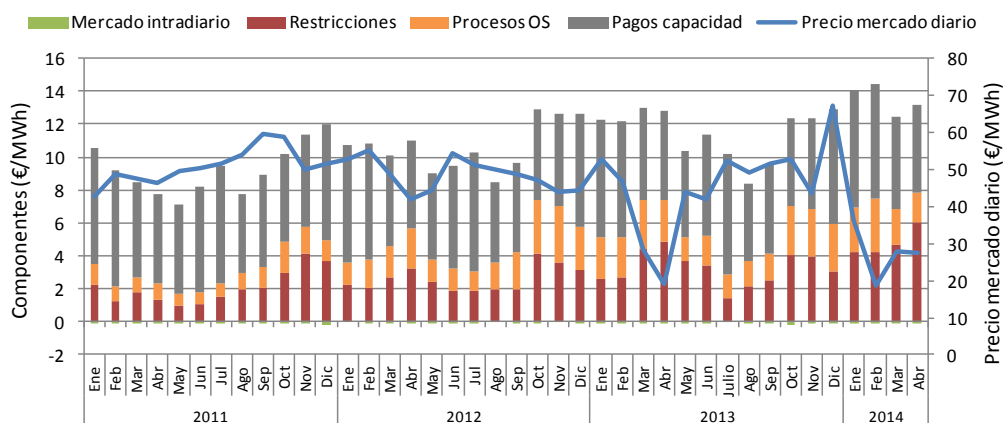
Cuadro 3 – Evolución del precio horario final de la demanda nacional
(distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).

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	242.956.232	46,2	-0,06	3,3	2,3	6,0	57,7
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
Marzo	20.785.784	27,8	-0,07	4,7	2,2	5,6	40,1
Abril	18.676.179	27,3	-0,06	6,0	1,8	5,4	40,4

Fuente: CNMC

En una situación semejante a la registrada en el mes de febrero, la alta generación renovable favoreció la formación de un bajo precio final en los meses de marzo y abril (ligeramente superior a los 40 €/MWh en ambos meses), con una componente de precio del mercado diario también muy similar en ambos meses (27,8 €/MWh y 27,3 €/MWh en marzo y abril respectivamente). Cabe destacar el elevado sobrecoste derivado de los procesos de restricciones técnicas, principalmente en el mes de abril, sustentado no sólo por el alza del sobrecoste añadido por el proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF, sino también en tiempo real, como se verá posteriormente.

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

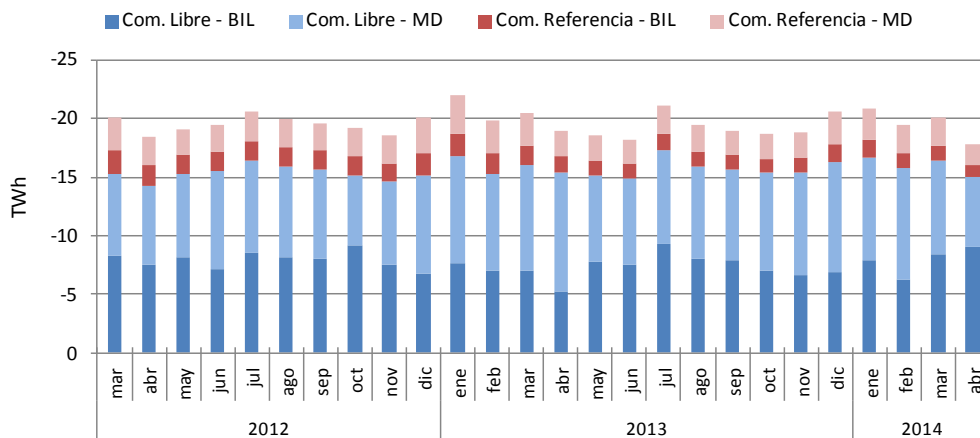


Fuente: CNMC

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 continuó su tendencia ascendente estacional, alcanzando cuotas del 82,2% y 84,0% en marzo y abril respectivamente (frente al 78,1% y 80,9% registrados en los mismos meses del año anterior).

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



Fuente: CNMC

Atendiendo a la cuota de demanda de los comercializadores libres en el Programa Diario Base de Funcionamiento por grupo empresarial, el aumento del peso de las adquisiciones de energía por los comercializadores libres se tradujo en un incremento generalizado de las cuotas de todos los grandes grupos respecto a los meses anteriores a excepción de Iberdrola, cuya cuota de demanda en PDBF continuó reduciéndose, alcanzando un mínimo del 17% en el mes de marzo.

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

Año	Mes	END	IB	GNF	HC	EON	Otros	C. Ref
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%
	mar	28,7%	17,0%	12,3%	8,0%	3,1%	13,0%	17,8%
	abr	28,8%	17,1%	12,7%	8,6%	3,2%	13,6%	16,0%

Fuente: CNMC

Desde el punto de vista de las ventas en PDBF, la notable generación de origen renovable experimentada durante los meses de estudio favoreció que Iberdrola continuara registrando valores máximos alcanzados en los últimos años, en el entorno del 30%, aunque ligeramente por debajo del 32% del mes de febrero, situándose así como el principal grupo generador en PDBF por cuarto mes consecutivo.

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%
	mar	21,8%	29,5%	7,9%	4,7%	1,9%	34,1%
	abr	22,0%	30,2%	6,9%	4,4%	1,8%	34,8%

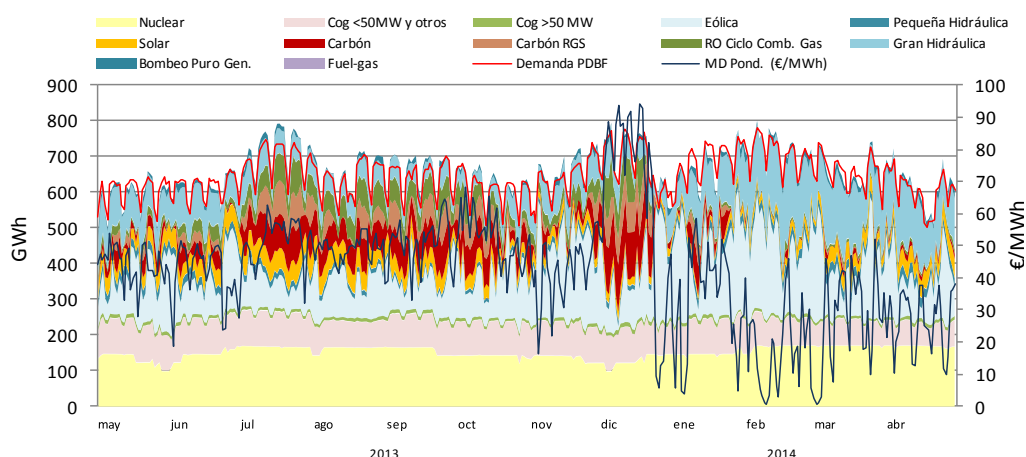
Fuente: CNMC

El precio medio del mercado diario en los meses de marzo y abril se situó en 26,67 €/MWh y 26,44 €/MWh respectivamente. Los precios horarios punta alcanzados durante el mes de marzo se situaron en el entorno de los 60 €/MWh, si bien, de forma puntual se alcanzaron precios más elevados, con un valor máximo de 113,92 €/MWh (27 de marzo), mientras que en el mes de abril los máximos oscilaron en torno a los 45 €/MWh. Durante ambos meses se registraron 31 horas de precio cero, la mayor parte de ellas durante los primeros días del mes de marzo y ninguna de ellas en el mes de abril. El valor medio diario mínimo fue de 0,82 €/MWh el día 2 de marzo, mientras que el máximo fue de 51,34 €/MWh, alcanzado el día 27 de marzo.

Como ya ocurrió en los dos primeros meses del año, durante las primeras jornadas del mes de marzo, debido a la insuficiente oferta de energía para el proceso de reequilibrio de generación y demanda, las centrales nucleares vieron reducida su programación en la fase 2 de restricciones técnicas, lo que se sumó a la imposibilidad de despachar la totalidad de la potencia del parque nuclear en PDBF en los días de mayor generación renovable, acarreado el prorrateo de la demanda de energía entre las unidades ofertantes. Como resulta habitual en estos casos, las centrales nucleares completaron programa en otros segmentos del mercado, como el mercado intradiario o restricciones en tiempo real.

Le elevada generación renovable (destacando la generación de las grandes centrales hidráulicas), sumada a una menor demanda propia de los meses de estudio y a una elevada disponibilidad nuclear, favoreció el descenso del hueco térmico (ciclos y carbones) en PDBF por debajo del 3% en marzo y abril. Aunque en menor medida que en el mes de febrero, esta situación contribuyó a la formación de bajos precios en el mercado diario.

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



Fuente: CNMC

Como se ha comentado anteriormente, es remarcable la elevada cuota alcanzada por la generación de origen nuclear en PDBF, 26,1% y 27,5% en marzo y abril respectivamente.

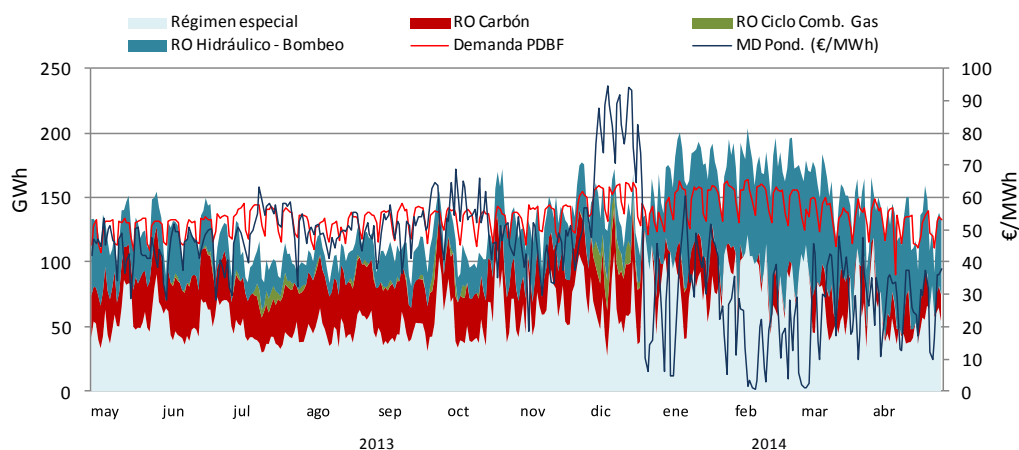
Cuadro 6 – Cuota de generación por tecnología en PDBF.

Año	Mes	Nuclear	Carbón	Carbón RGS	Ciclo Comb. Gas	Eólica	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.	Solar	Cog. >50 MW	Pequeña Hidráulica	Cog. <50 MW y otros	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%
	mar	26,1%	1,1%	0,5%	1,2%	25,0%	23,2%	2,0%	5,6%	1,3%	3,7%	10,3%	0,0%
	abr	27,5%	1,4%	0,1%	1,3%	21,5%	23,5%	2,0%	6,6%	1,7%	4,0%	10,4%	0,0%

Fuente: CNMC

El PDBF portugués mantuvo una elevada generación renovable, con una generación hidráulica en el entorno del 43% y 48% en marzo y abril respectivamente, lo que mantuvo el hueco térmico en el entorno del 10% para ambos meses, con una participación prácticamente nula de los ciclos combinados.

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



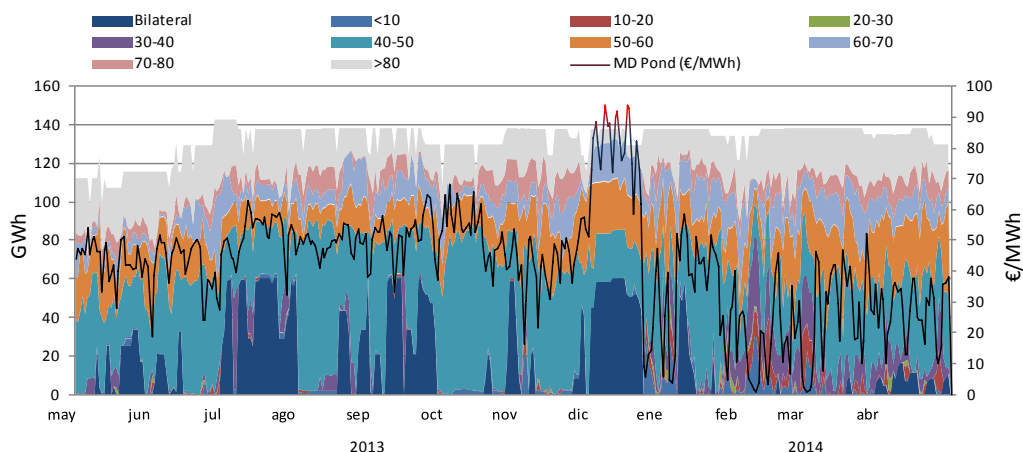
Fuente: CNMC

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 presentaron un ligero encarecimiento generalizado frente a los dos primeros meses del año, reduciéndose el volumen de energía ofertada por debajo de 50 €/MWh y ampliándose el peso de la banda 50-60 €/MWh. Las ofertas registradas durante los primeros días del mes de marzo presentaron continuidad con las presentadas en el mes de febrero.

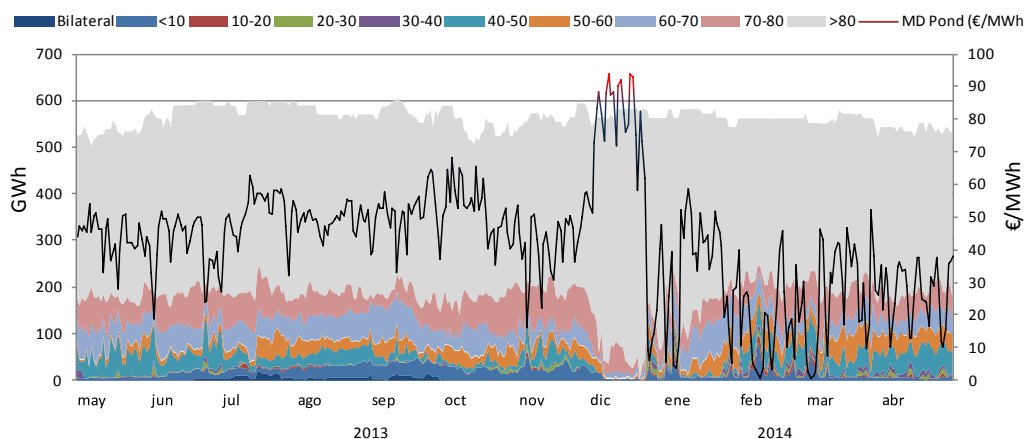
Gráfico 13 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario y energía bilateralizada de las centrales de carbón no RGS.*



(*) 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: CNMC

Por el contrario, las ofertas de los ciclos combinados presentaron ligeras reducciones de precio, con un mayor peso de la banda de precio situada entre los 50-60 €/MWh, principalmente respecto al mes de enero.

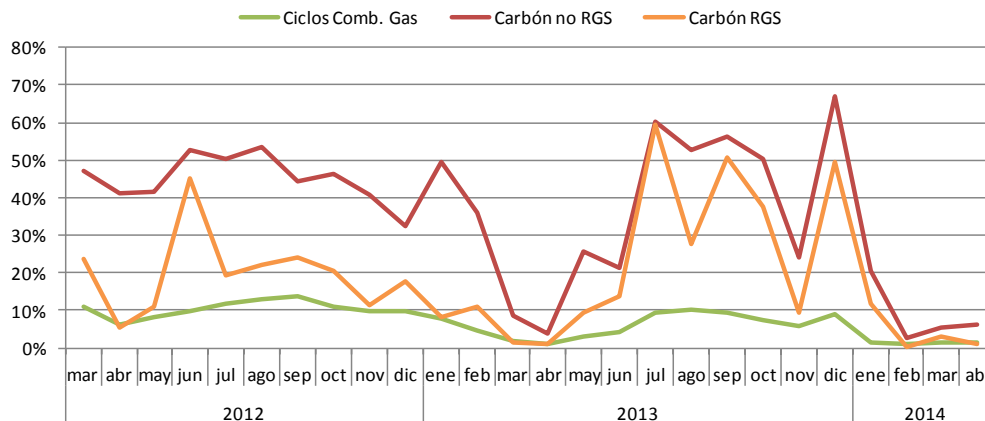
Gráfico 14 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario y energía bilateralizada de las centrales de ciclo combinado.



Fuente: CNMC

Atendiendo al nivel de utilización en PDBF de la potencia disponible de las centrales de carbón y ciclo combinado, éste continuó situado en niveles próximos a cero, muy similares a los del mes de febrero, con un ligero repunte de las centrales de carbón no adscritas al mecanismo RGS.

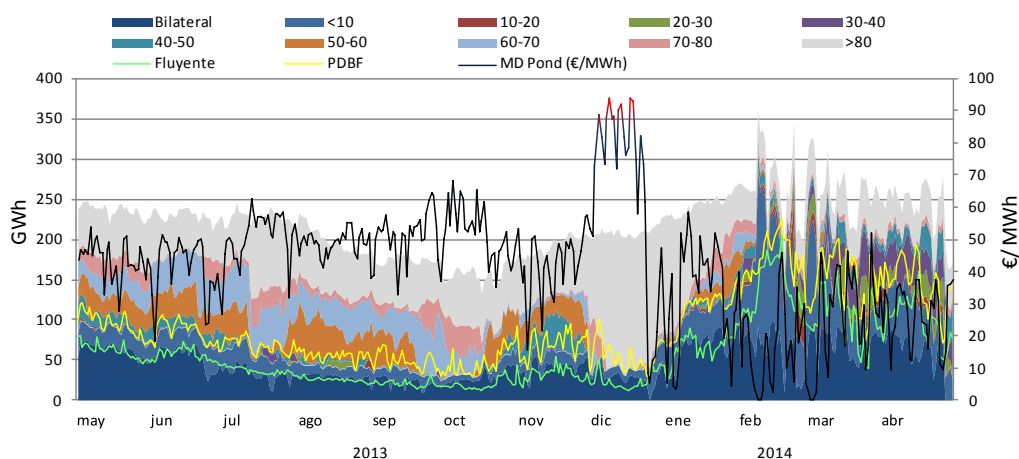
Gráfico 15 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: CNMC

La oferta al mercado diario de la generación de las grandes hidráulicas continuó presentando grandes volúmenes ofertados a precios inferiores a lo habitual, si bien ligeramente superiores a los que caracterizaron el mes de febrero, con un mayor peso de la banda 20-50 €/MWh. Este encarecimiento de las ofertas está en línea con la reducción de la generación hidráulica fluyente estimada.

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 grandes centrales hidráulicas.



(*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción horaria constante equivalente a la producción mínima horaria de ese día.

Fuente: REE, CNMC

Conforme a lo adelantado en el informe anterior, tras la aparición a finales del mes de febrero de ofertas al mercado diario de considerables volúmenes de energía, por parte de unidades acogidas al extinto régimen especial, a precio superior a 0 €/MWh, durante los meses de marzo y abril estos volúmenes se vieron considerablemente incrementados, llegando a ofertarse a precio distinto de cero hasta 35 GWh diarios tan sólo de origen eólico.

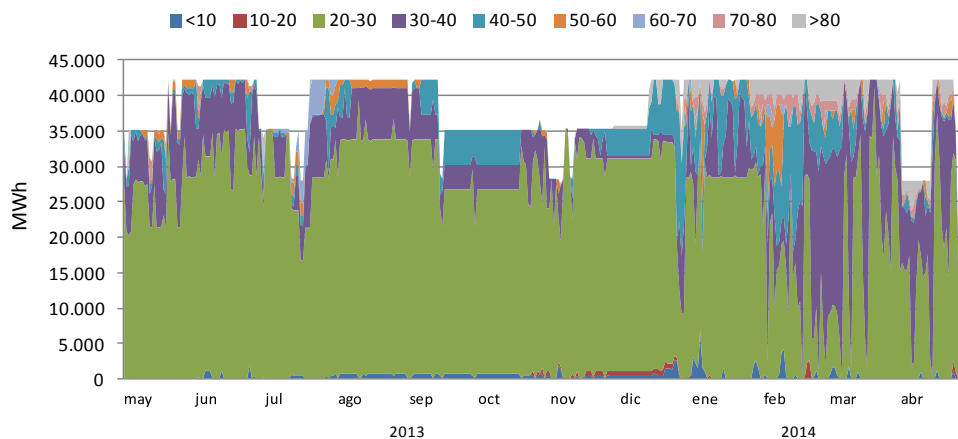
Se recuerda que este hecho comenzó a generalizarse tras la remisión a mediados de febrero del primer borrador correspondiente a la *Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de 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*,

De este modo, durante los meses de marzo y abril, las antiguas unidades de régimen especial se convirtieron en marginales en gran parte de las horas, principalmente en el periodo H.2 - H.8 así como en los días de menor demanda (fines de semana), lo que pudo derivar en un incremento del precio medio del mercado diario.

Zona portuguesa

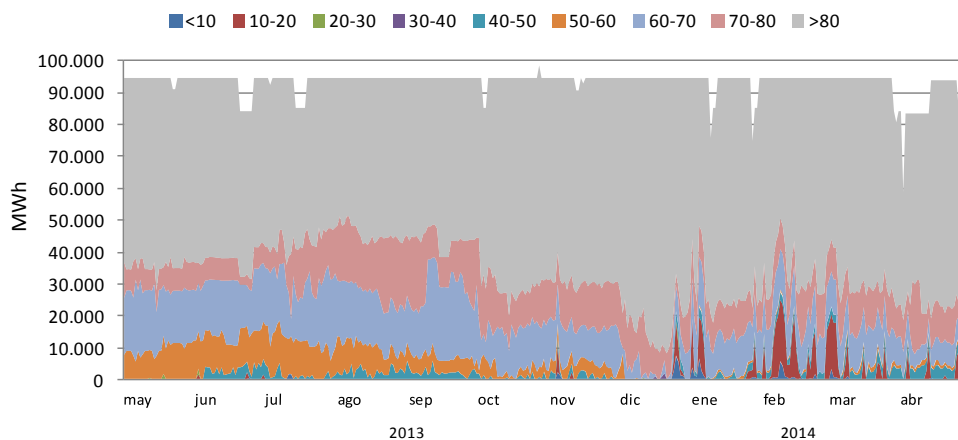
A continuación se muestran las ofertas a mercado diario de las centrales de carbón, ciclo combinado e hidráulicas en zona portuguesa. Las centrales de carbón también presentaron un incremento generalizado de sus ofertas, con fuertes reducciones del volumen de energía ofertado en la banda 20-30 €/MWh a favor del intervalo 30-40 €/MWh. Respecto a los ciclos combinados, en líneas generales, éstos presentaron un ligero encarecimiento de sus ofertas, desapareciendo (a excepción de los primeros días de marzo) la mayor parte de la energía ofertada por debajo de 20 €/MWh. Por su parte la generación hidráulica en régimen ordinario, al igual que en zona española, continuó presentando grandes volúmenes ofertados a precios inferiores a lo habitual, si bien presentaron un ligero incremento respecto a los precios del mes de febrero al reducirse la generación fluyente.

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



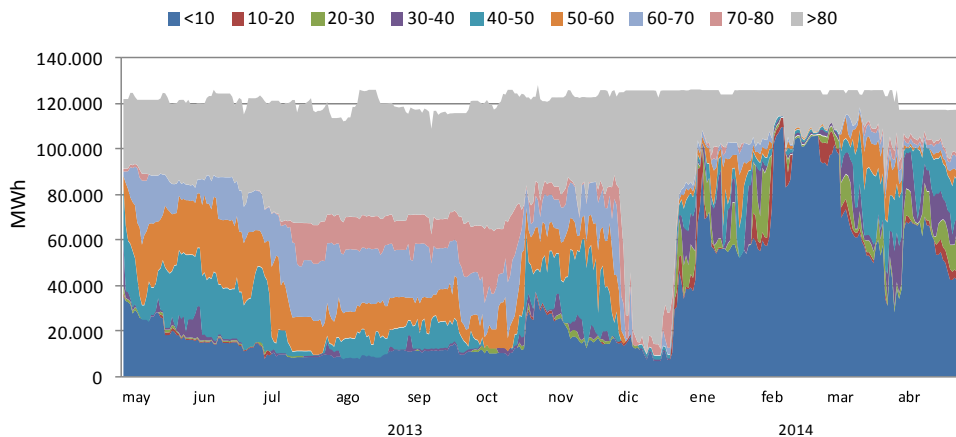
Fuente: CNMC

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



Fuente: 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: CNMC

2.3.4 Análisis de costes

Una baja demanda de combustibles en Europa, ligada a unas temperaturas que registraron valores por encima de lo habitual, sumada a los buenos niveles de abastecimiento (buen nivel de suministro desde Noruega), propiciaron descensos generalizados de las principales referencias de combustibles en el continente.

La referencia de gas natural SWE experimentó un fuerte descenso tras el máximo alcanzado en el mes de enero (43,65 €/MWh), cayendo hasta los 33,45 €/MWh en abril. Conforme a informaciones de World Gas Intelligence, con toda la demanda de abril cubierta, se comenzaron a negociar los trasvases para el mes de mayo, con los precios a la baja.

Los temores en el mercado por una posible restricción en las exportaciones de gas desde Rusia llevaron a la referencia NBP a experimentar subidas significativas en jornadas puntuales, si bien, la posterior reducción de las tensiones entre Ucrania y Rusia propició la vuelta a sus valores normales, protagonizando un fuerte descenso que le llevó a alcanzar en el mes de abril un valor medio de 22,86 €/MWh, el valor más bajo alcanzado en los últimos años.

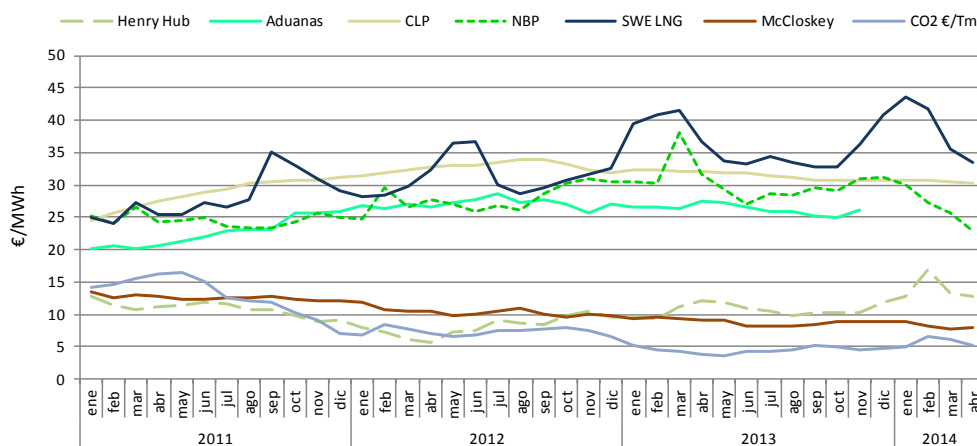
La referencia de gas de largo plazo CLP continuó su lento descenso, situándose próxima a los 30 €/MWh en el mes de abril.

La referencia de gas Henry Hub de Estados Unidos frenó su tendencia ascendente tras alcanzar un máximo próximo a los 17 €/MWh en el mes de febrero, cayendo por debajo de los 13 €/MWh en el mes de abril.

La referencia de carbón McCloskey continuó descendiendo durante los meses de estudio, presentando valores medios inferiores a los 8 €/MWh en ambos meses. El precio del carbón europeo CIF ARA se mantuvo estable dentro de la tendencia descendente que viene registrando en las últimas semanas. Conforme a IM Energía, el anuncio del restablecimiento en la exportación a Europa desde Colombia hace pensar que las cotizaciones de los contratos seguirán cayendo.

El precio de los derechos de emisión de CO₂ evolucionaron en sentido descendente, situándose ligeramente por encima de los 5 €/Tm en el mes de abril. Este descenso se produjo a pesar de que el día 12 de marzo fuera el primer día de subastas reducidas por efecto del backloading (recorte del 56% de los volúmenes pendientes de subasta en 2014), que se saldó, contrariamente a lo esperado, con un descenso del 4,54%, motivado por la evolución negativa del complejo energético en toda Europa. Según Factor CO₂, los analistas prevén un precio de 6,95 €/t en el segundo trimestre y de 7,55 €/t al finalizar el año.

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

Durante los meses de estudio tuvieron lugar la aprobación de los siguientes documentos por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, relacionados con la consecución de un único mercado de electricidad europeo.

- Circular 2/2014, de 12 de marzo, por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología

relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.

http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Circulares/Circular_2_14/140312_Memoria%20Circular%20INTELEC_tras%20CCE.pdf

- Resolución, de 13 de marzo de 2014, por la que se aprueban las reglas de asignación de capacidad para la interconexión Francia-España (Reglas IFE).

http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Resoluciones/2014/14_MARZO/20140313_Resolucion_reglas_IFE.pdf

- Resolución, de 25 de marzo de 2014, por la que se aprueba el procedimiento transfronterizo de intercambio de energías de balance. El objeto de este procedimiento es establecer el mecanismo para el intercambio transfronterizo de energías de balance entre sistemas eléctricos, mediante el uso de la capacidad de intercambio entre sistemas que pueda quedar vacante tras el ajuste de los programas de intercambios comerciales en el horizonte intradiario.

http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Resoluciones/2014/14_MARZO/20140325_Resolucion_contrato_marco_Balit_ANEXO.pdf

El precio medio mensual del mercado diario en zona española correspondiente a los meses de marzo y abril fue de 26,67 €/MWh y 26,44 €/MWh respectivamente, mientras que en zona portuguesa fue de 26,20 €/MWh y 26,36 €/MWh, registrándose así un spread medio mensual PT-ES de -0,47 €/MWh y -0,09 €/MWh, acumulándose cinco meses consecutivos de precio superior en zona española.

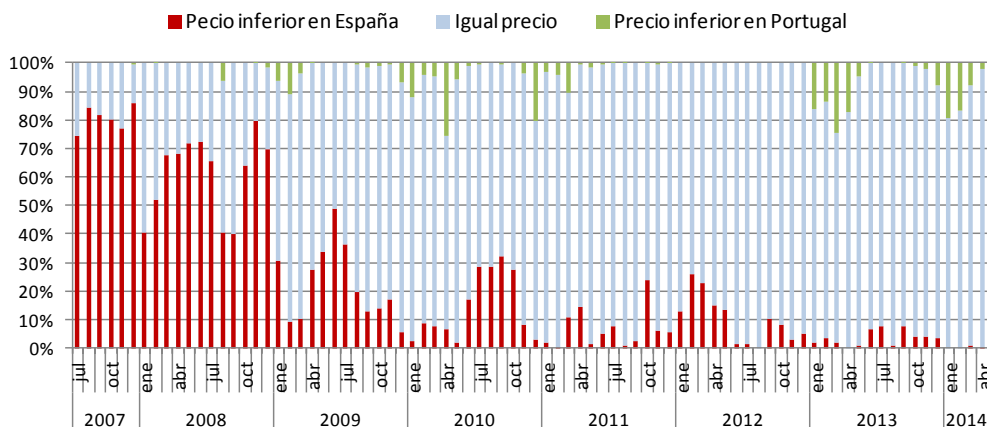
Gráfico 21 –Separación de mercados: evolución horaria del spread de precios entre la zona española y portuguesa.

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
	mar	26,67	26,20	-0,47
	abr	26,44	26,36	-0,09

Fuente: CNMC

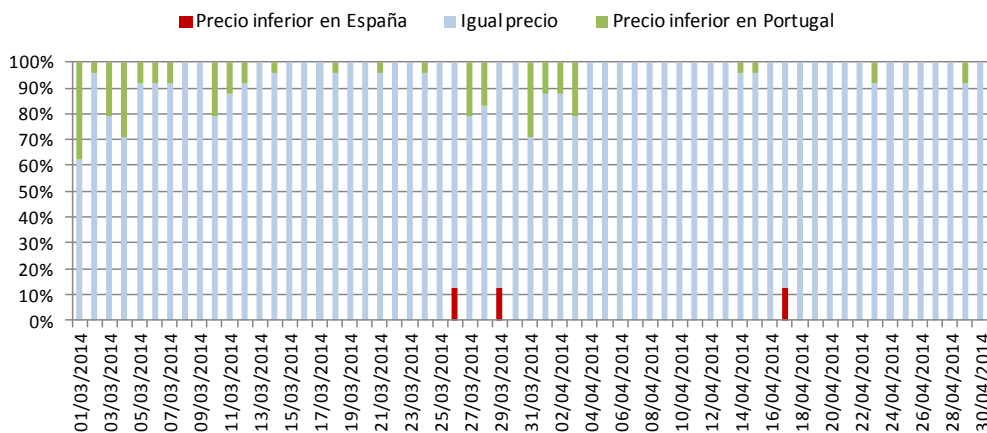
La reducción paulatina de la fuerte generación renovable registrada en el mes de febrero permitió la recuperación de los niveles de acoplamiento del MIBEL durante los meses de estudio. De este modo, en el mes de marzo el acoplamiento medio del MIBEL ascendió al 91% (8% de horas de precio inferior en Portugal), mientras que en abril dicho porcentaje se incrementó aún más, alcanzando el 97% (2% de horas de precio inferior en Portugal).

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



Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

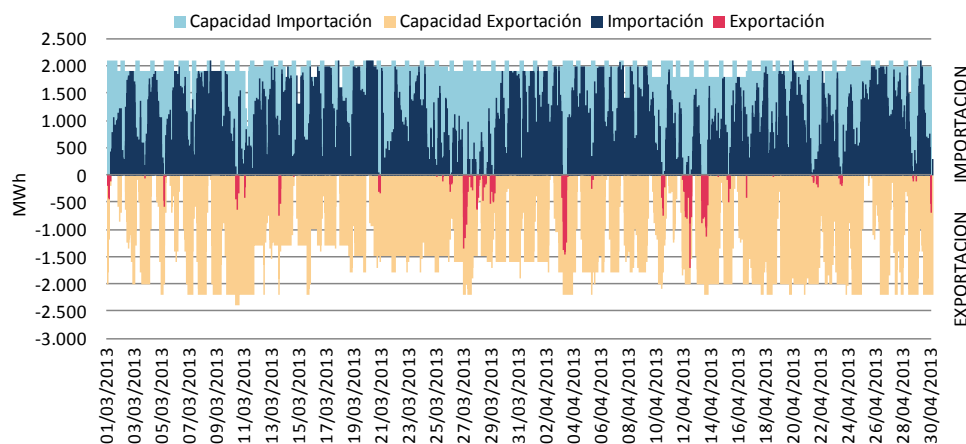
Durante los meses de marzo y abril el uso de la interconexión con Portugal resultó inferior al registrado en los dos primeros meses del año, con unos porcentajes medios de utilización del 45% y 33% respectivamente. El saldo neto resultó importador en el mes de marzo, con un valor de 498 GWh, mientras que en el mes de abril éste resultó exportador, alcanzando los 665 GWh.

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 45% y 23% del total de horas de los meses de marzo y abril, representando una reducción total de 383 GW y 109 GW respectivamente.

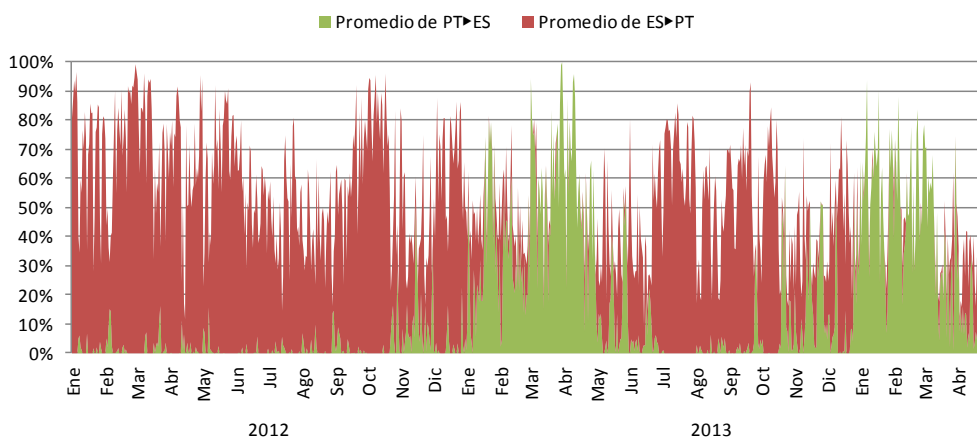
No se llevaron a cabo reducciones de la capacidad de interconexión con Portugal por seguridad del sistema eléctrico español durante el periodo de estudio.

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



Fuente: 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 marzo y abril fue de 35,56 €/MWh y 33,73 €/MWh respectivamente, lo que supuso una diferencia con el mercado español (FR-ES) de 8,90 €/MWh y 7,29 €/MWh.

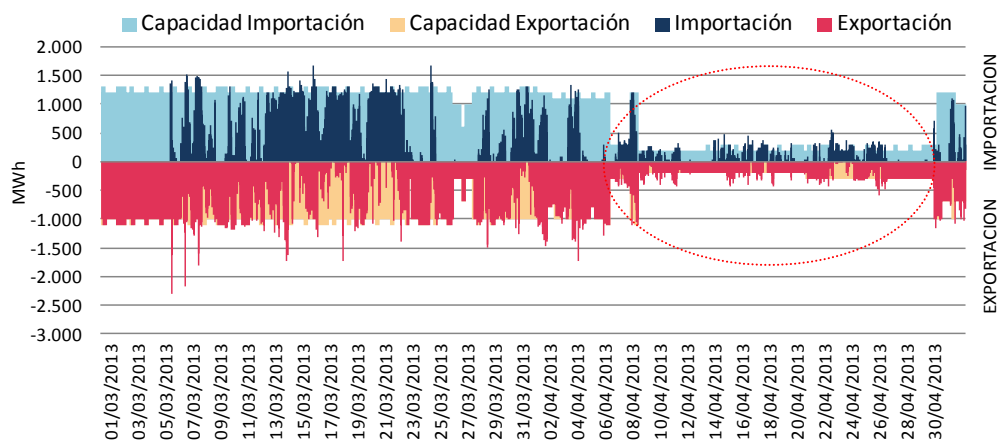
Conforme a esto, las cuotas de utilización de la interconexión con Francia en sentido importador fueron del 21% y 15% en marzo y abril respectivamente, mientras que en

sentido exportador fueron del 54% y 70%. Esto se tradujo en un saldo neto mensual exportador en ambos meses, por valor de 192 GWh y 163 GWh.

El resultado de las subastas mensuales explícitas en sentido FR→ES fue de 1,53 €/MW y de 1,28 €/MW en marzo y abril respectivamente, mientras que en sentido ES→FR fue de 20,23 €/MW y 6,03 €/MW respectivamente.

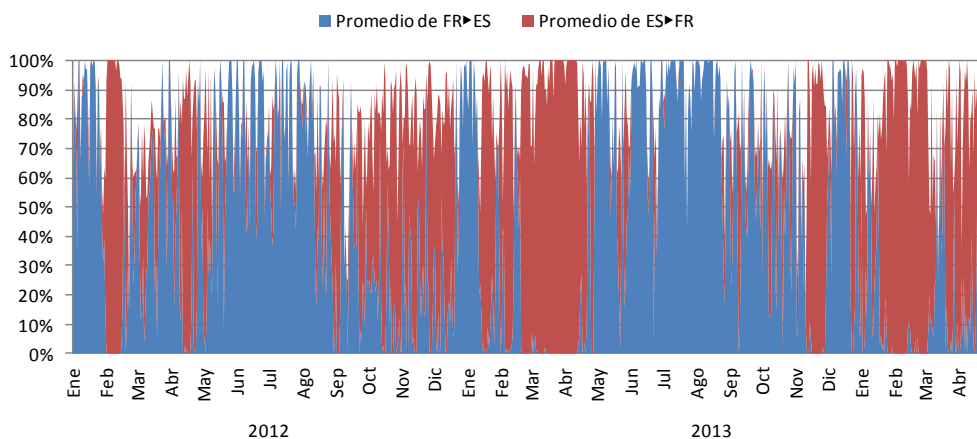
Es necesario reseñar la fuerte reducción de la capacidad de interconexión con Francia registrada durante el mes de abril, producida por la confluencia de trabajos en diversas líneas, quedando limitada a 200 MWh en ambos sentidos durante la mayor parte de las horas de dicho mes.

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



Fuente: CNMC

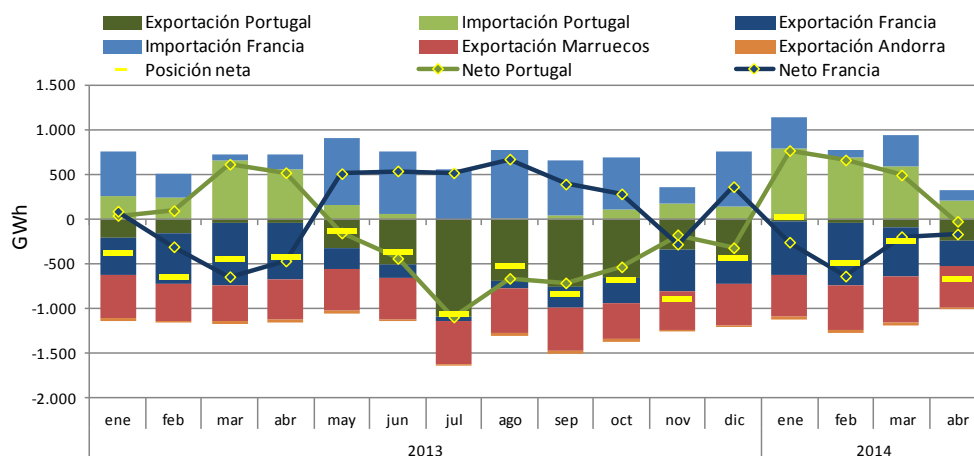
Gráfico 27 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Francia por sentido de flujo.



Fuente: IESOE

El saldo neto de los intercambios internacionales en ambos meses resultó exportador, con valores de 230 GWh y 658 GWh en marzo y abril respectivamente.

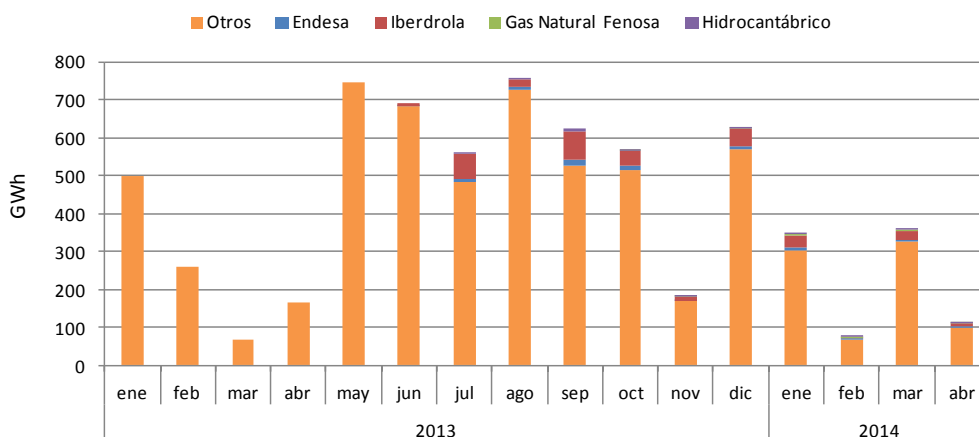
Gráfico 28 - Evolución del saldo mensual de las interconexiones internacionales.



Fuente: CNMC

Atendiendo al volumen de energía importada desde Francia por los operadores dominantes (Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa y EDP/Hidrocarbónico), éste supuso el 9% y 12% sobre el total de las importaciones en marzo y abril respectivamente

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

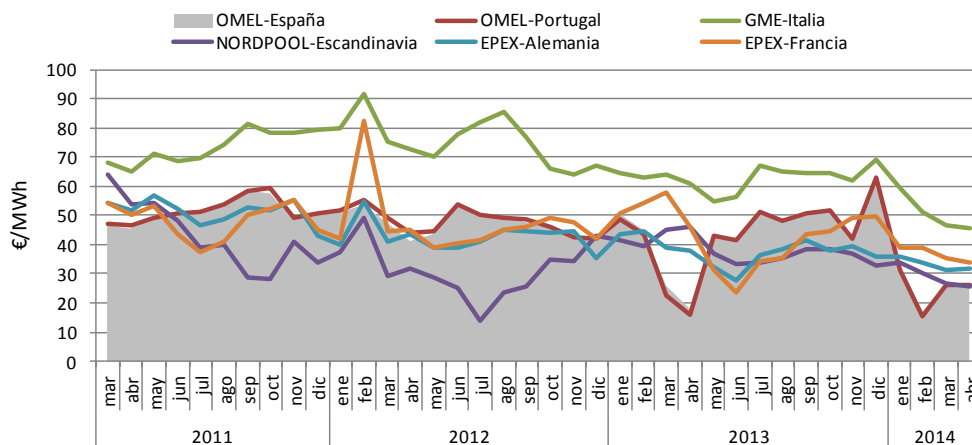


Fuente: CNMC

Las principales referencias europeas continuaron registrando descensos generalizados en los dos primeros meses del año, sustentados en una menor demanda (temperaturas más suaves) y la reducción de los precios de los combustibles. El MIBEL continuó mostrando mayor volatilidad que el resto de referencias europeas, repuntando durante los meses de estudio, tras los bajos precios

alcanzados en el mes de febrero, situándose parejo al Nordpool escandinavo y por debajo del resto de las principales referencias.

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



Fuente: OMEL

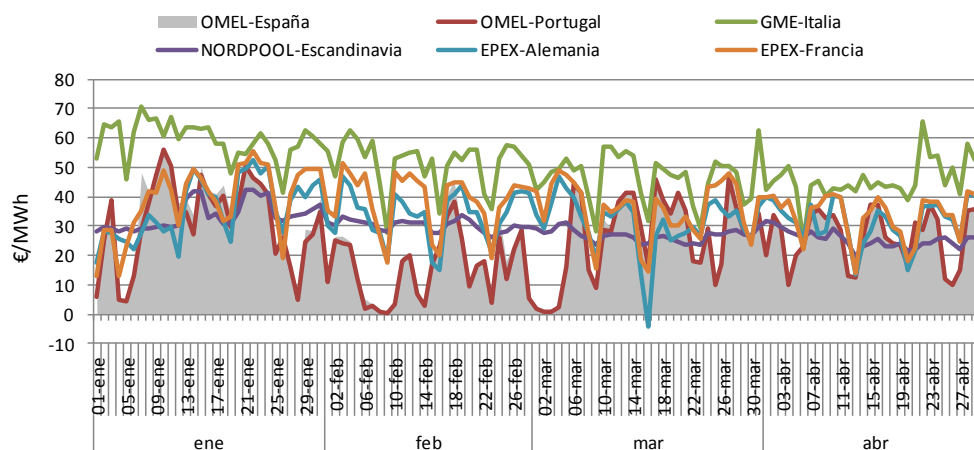
El precio EPEX Spot – Alemania continuó descendiendo en su conjunto durante los meses de estudio, ayudado por una elevada generación eólica y solar, alcanzando un valor medio para el mes de abril de 31,58 €/MWh. En Alemania, los precios de futuros a un año registran los niveles más bajos desde hace 9 años, coincidiendo con la caída de los precios de los derechos de emisión respecto a máximos anuales, y la caída de los precios del carbón por debajo de los 80 \$/tm, lo que no sucedía desde 2009.

La referencia EPEX Spot – Francia presentó un comportamiento similar, descendiendo hasta un valor medio de 33,73 €/MWh en el mes de abril, convergiendo así hacia la referencia alemana.

Por su parte, el precio medio del Nordpool mantuvo su tendencia descendente, situándose de nuevo como la referencia más barata en el mes de abril (25,52 €/MWh), levemente por debajo del MIBEL.

La referencia GME- Italia continuó viéndose favorecida por el descenso de los combustibles fósiles, principalmente el gas, reduciendo su valor medio hasta los 45,76 €/MWh en el mes de abril, lo que supone la cifra más baja en los últimos 10 años.

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

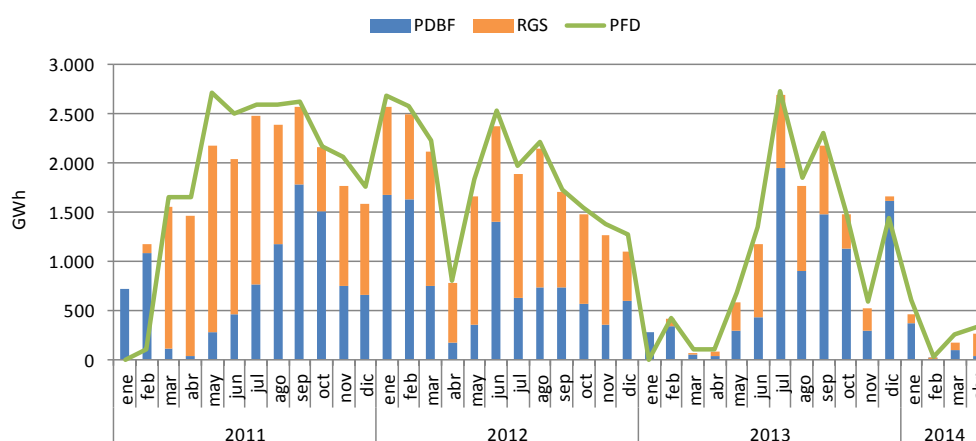


Fuente: OMEL

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.

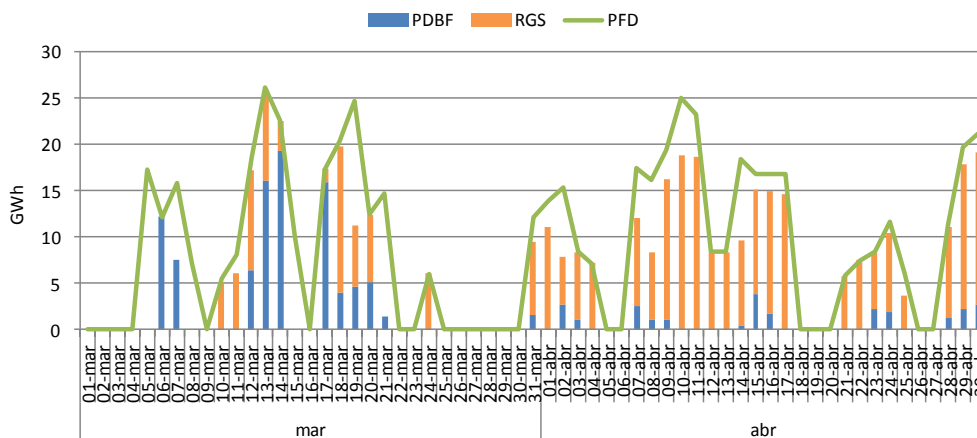


Fuente: CNMC

La prolongación de la elevada generación renovable (sumada a la caída de la demanda) derivó en la consiguiente reducción del hueco térmico, lo que hizo imposible el cumplimiento del Plan de Funcionamiento Diario de las plantas en la mayor parte de

los días del periodo de estudio. De este modo, transcurridos los cuatro primeros meses del presente año, el volumen de producción pendiente es del 97%.

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

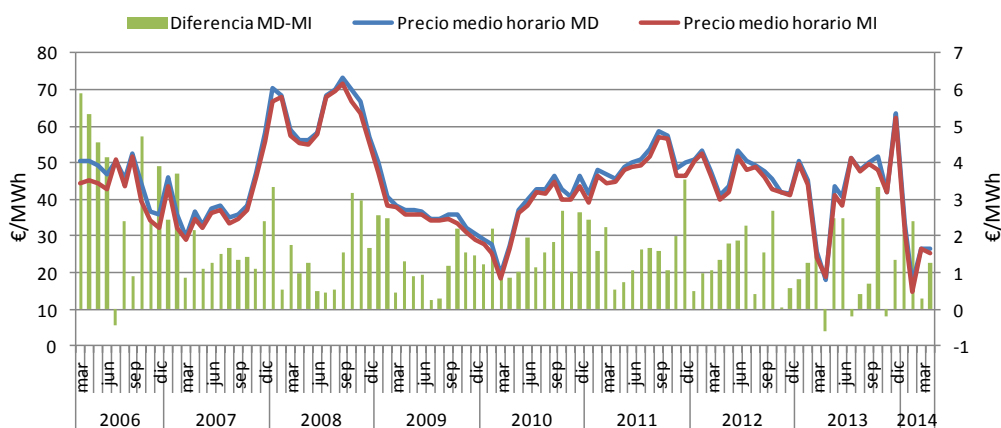


Fuente: CNMC

2.3.7 Mercado Intradiario

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 26,39 €/MWh para el mes de marzo y de 25,18 €/MWh para abril, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 26,67 €/MWh y 26,44 €/MWh respectivamente.

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



Fuente: CNMC

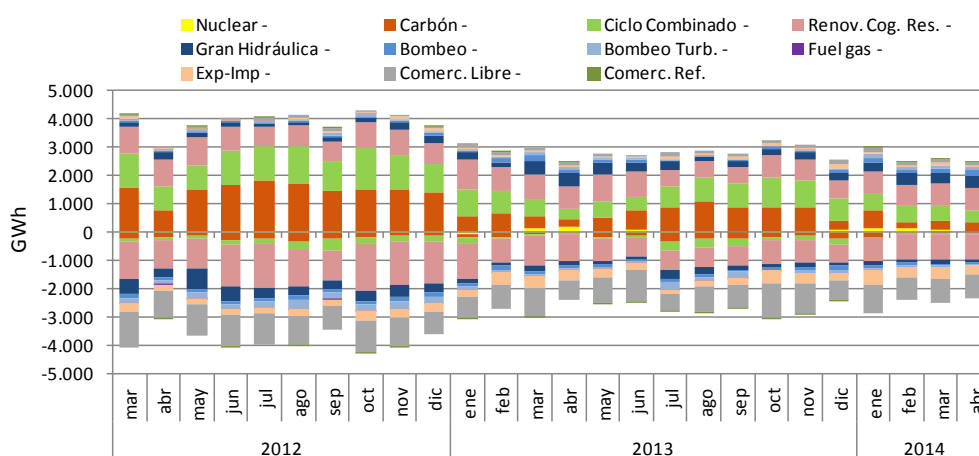
Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 10,0% y 10,7% de la energía negociada en PDBF en marzo y abril respectivamente

(11,0% y 10,0% en los mismos meses de 2013), mientras que el incremento neto de generación fue del 3,4% y 3,7% respectivamente (3,9% y 3,0% en 2013).

Como se ha comentado anteriormente, durante los primeros días del mes de marzo fue de reseñar 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 segmentos anteriores en periodos de precios cero.

El resto de tecnologías presentaron un comportamiento muy similar al registrado en el mes de febrero, con baja participación de las centrales térmicas debido a la reducida programación de las centrales RGS.

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



Fuente: CNMC

2.3.8 Servicios de ajuste del sistema

La energía total utilizada en los servicios de ajuste del sistema en el mes de marzo fue de 2.228 GWh (4,1% superior a febrero) y 2.086 GWh en abril (6,4% inferior a marzo), representando un 10,7% y 11,2% respectivamente de la demanda final. En ambos meses la mayor parte de la energía correspondió a restricciones técnicas del PDBF (48% y 53% respectivamente) y regulación terciaria (19% y 20%).

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

		2013								2014			
		May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
RGS	Fase I	283.620	739.920	741.810	862.362	696.415	344.079	226.115	50.093	96.362	8.288	79.971	238.495
	Fase II	283.620	739.920	739.485	840.244	691.460	343.716	226.115	50.093	96.362	8.288	79.971	238.495
Rest. Téc. al PDBF	Fase I Subir	944.246	762.761	202.006	199.387	210.847	563.002	630.278	684.790	1.022.415	900.201	1.069.200	1.107.797
	Fase I Bajar	1.431	6.018	27.627	56.928	26.093	23.399	2.202	42.039	0	0	7.573	338
	Fase II Subir	0	0	8.080	1.995	351	158	0	19.825	0	0	0	0
	Fase II Bajar	942.815	756.743	184.784	166.573	190.060	540.124	628.076	662.576	1.022.415	900.201	1.061.627	1.107.458
Reserva Pot. Adic.	Subir	106.298	0	1.500	43.448	134.692	440.068	778.874	260.567	608.463	780.910	566.285	312.265
Banda Secundaria	Subir	505.111	487.336	519.327	516.098	479.846	510.859	502.399	517.654	520.422	439.395	492.771	487.475
	Bajar	376.483	364.563	386.765	379.152	354.126	376.616	366.624	384.011	383.506	330.024	370.669	357.278
Secundaria	Subir	170.306	149.065	124.773	125.845	111.608	133.014	153.516	150.427	196.833	172.788	178.584	205.671
	Bajar	76.518	77.888	87.973	92.757	100.824	101.598	84.130	87.996	68.678	64.806	73.333	47.391
Terciaria	Subir	252.455	215.807	298.550	307.224	235.283	274.087	305.588	353.716	251.710	180.232	169.858	215.781
	Bajar	153.657	152.213	129.526	93.740	126.330	192.603	103.053	125.032	205.168	198.464	266.710	198.698
Gestión de Desvíos	Subir	121.310	113.451	140.946	235.169	113.088	145.905	374.126	386.668	143.880	159.817	104.131	110.332
	Bajar	51.114	58.683	58.374	9.600	34.451	110.137	28.992	44.270	81.790	76.026	136.291	81.181
Rest. Téc. Tiempo Real	Subir	33.742	26.919	16.873	46.496	34.260	45.702	52.979	40.707	30.115	52.332	44.418	53.817
	Bajar	76.332	61.549	13.526	50.755	13.198	45.070	60.626	118.224	233.745	336.101	193.355	65.127

Fuente: REE

Durante los cuatro primeros meses del presente año, la elevada generación renovable propició el alza de la necesidad de una gran programación por restricciones técnicas al PDBF, lo que supuso un coste superior a los 85 M€ y 91 M€ en los meses de marzo y abril respectivamente.

Cabe resaltar el elevado coste mensual asociado a las restricciones en tiempo real, principalmente en el mes de abril (21,7 M€), así como el elevado coste medio ponderado de la energía a subir (422 €/MWh). Esta situación, ya acontecida en meses anteriores, se volverá a explicar posteriormente en este mismo informe.

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

		2013								2014			
		May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
RGS		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	2.923.265	6.031.696
Rest. Téc. al PDBF		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	85.370.693	91.576.649
Reserva Pot. Adic.		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	19.503.701	11.981.031
Banda Secundaria		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	17.628.295	17.038.428
Rest. Téc Tiempo Real		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	12.787.269	21.743.271

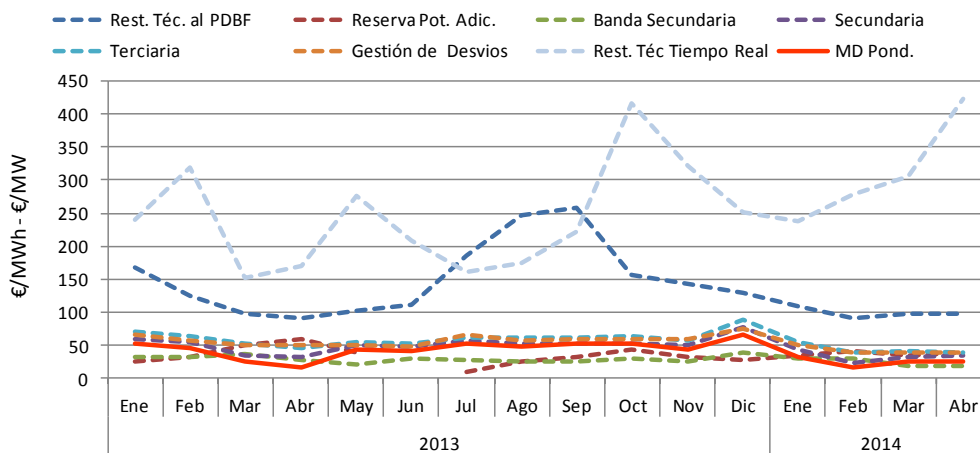
Fuente: REE

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

		2013								2014			
		May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
Rest. Téc. al PDBF	Fase I Subir	102,42	111,74	186,85	246,60	257,13	156,80	142,72	129,52	108,58	91,06	98,67	98,71
	Fase I Bajar	49,05	47,64	59,86	54,24	49,74	54,29	49,88	94,58			31,98	36,81
	Fase II Subir			65,57	65,66	72,69	71,55		95,45				
	Fase II Bajar	35,44	31,24	46,45	43,42	43,31	40,17	35,82	42,29	23,34	9,81	18,73	16,04
Reserva Pot. Adic.	Subir	38,90		9,98	26,39	32,15	43,39	32,08	28,35	34,72	40,65	34,33	38,37
Banda Secundaria		20,78	30,35	26,83	26,29	25,43	30,12	26,11	38,19	28,82	30,98	17,87	17,50
Secundaria	Subir	49,69	47,04	56,27	52,07	53,20	52,43	50,48	77,20	44,50	24,06	31,37	34,49
	Bajar	24,81	23,98	35,69	33,57	33,01	30,10	27,96	44,96	15,09	5,16	8,63	10,27
Terciaria	Subir	54,03	51,64	61,16	60,83	61,54	63,06	56,85	89,50	53,58	38,31	40,62	39,11
	Bajar	14,18	13,48	24,87	22,70	19,70	15,91	13,02	30,13	8,97	0,97	3,89	2,35
Gestión de Desvíos	Subir	49,87	47,48	65,34	56,85	58,78	60,29	58,26	74,74	49,48	38,23	39,91	37,84
	Bajar	21,56	20,48	32,20	25,37	31,33	27,17	14,11	53,57	6,50	1,22	6,35	2,62
Rest. Téc Tiempo Real	Subir	275,07	208,79	160,35	174,71	222,71	416,81	320,91	251,05	238,78	277,98	305,09	422,44
	Bajar	30,67	19,95	31,37	34,29	31,34	28,05	19,60	17,22	6,26	2,72	3,95	15,22

Fuente: REE

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



Fuente: REE

El sobrecoste añadido por los servicios de ajuste respecto al precio del mercado diario durante los meses de estudio ascendió a 6,85 €/MWh y 7,83 €/MWh en marzo y abril respectivamente, con notables incrementos de los sobrecostos derivados de la resolución de restricciones.

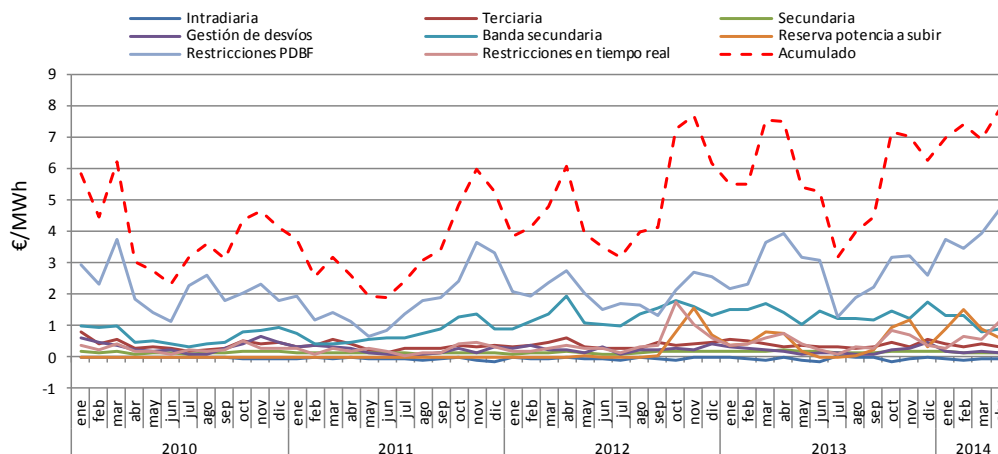
Cuadro 10 – Sobrecoste de servicios de ajuste sobre el precio del MD (€/MWh).

	2013									2014			
	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		Ene	Feb	Mar	Abr
Rest. Téc. al PDBF	3,23	3,20	1,28	1,88	2,25	3,26	3,29	2,69		3,96	3,60	4,09	4,88
Banda Secundaria	1,07	1,52	1,23	1,26	1,21	1,51	1,26	1,78		1,38	1,36	0,85	0,91
Reserva Pot. Adic.	0,20	0,00	0,00	0,05	0,21	0,93	1,19	0,33		0,92	1,56	0,92	0,63
Rest. Téc Tiempo Real	0,43	0,25	0,10	0,31	0,29	0,83	0,70	0,38		0,28	0,67	0,57	1,14
Desvíos	0,30	0,40	0,33	0,29	0,33	0,59	0,54	0,94		0,54	0,47	0,55	0,36
Excedente de desvíos	-0,11	-0,11	-0,11	-0,06	-0,11	-0,13	-0,09	-0,16		-0,18	-0,18	-0,13	-0,09

Fuente: REE

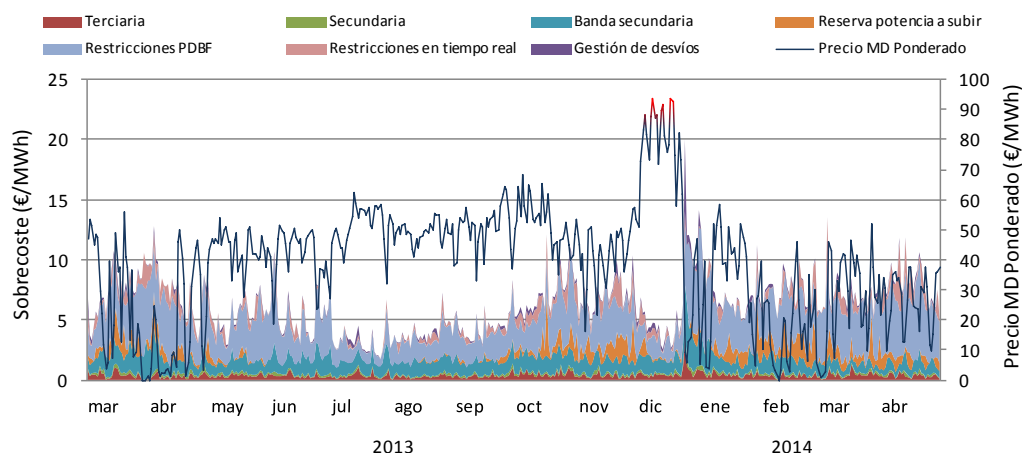
El sobrecoste añadido estimado por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario continuó su tendencia ascendente durante los meses de estudio, alcanzando el máximo registrado en los últimos años. El descenso del sobrecoste derivado del servicio de reserva de potencia adicional a subir fue compensado por el alza de los servicios de resolución de restricciones, tanto al PDBF como en tiempo real.

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



Fuente: CNMC

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

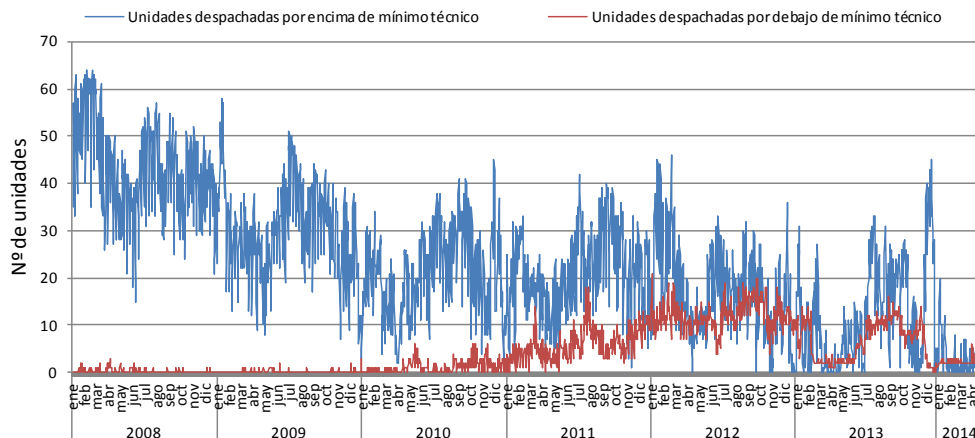


Fuente: CNMC

Similar a lo acontecido en los dos primeros meses del año, marzo y abril volvieron a caracterizarse por la reducida programación de centrales térmicas (carbones y ciclos) en PDBF. Durante el mes de marzo, una media de cuatro centrales térmicas casaron diariamente en PDBF (dos por encima de mínimo técnico y dos por debajo). En abril esta media se incrementó por encima de las 5 centrales/día, cuatro de ellas por debajo de mínimo técnico, debido al cambio de comportamiento de algunas centrales de carbón, que pasaron a casar por debajo de mínimo técnico en dicho mes.

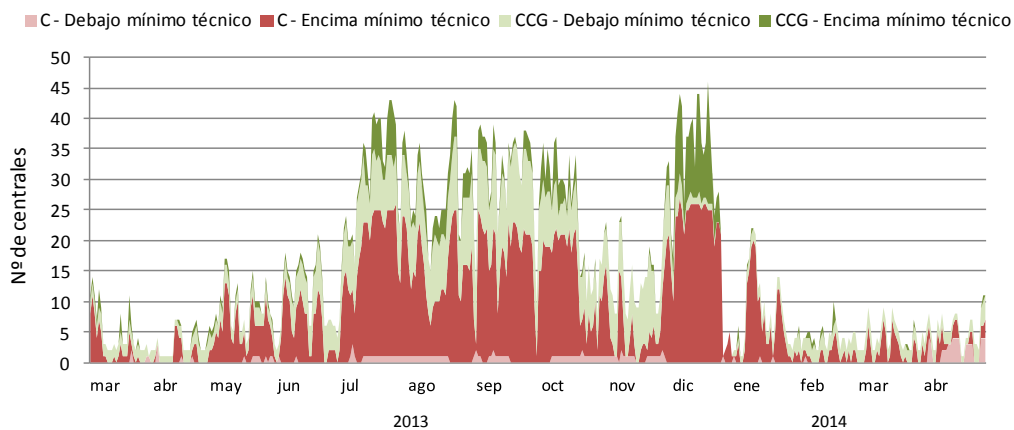
En las siguientes gráficas se muestra la evolución del número de centrales térmicas programadas diariamente en PDBF (más de tres horas al día) por encima y debajo de su mínimo técnico.

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: CNMC

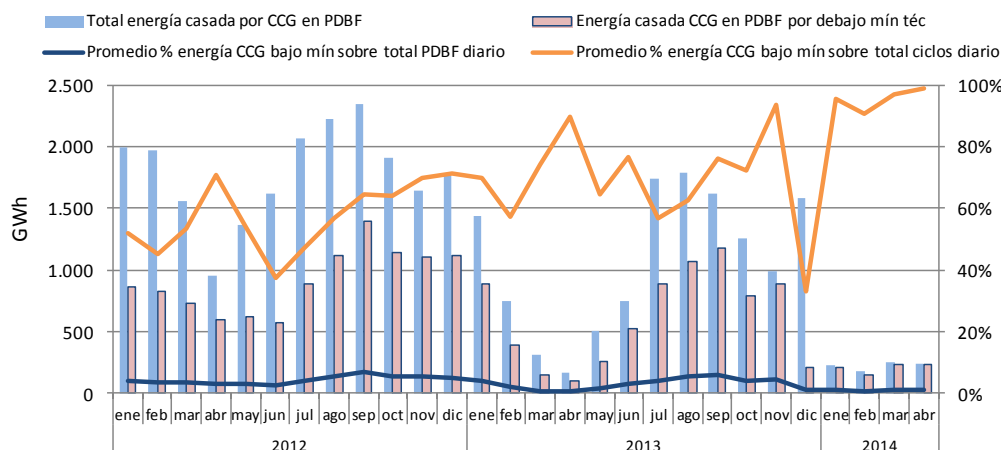
Gráfico 40 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF.



Fuente: 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 próxima al 100% en ambos meses, marcando nuevo máximos.

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

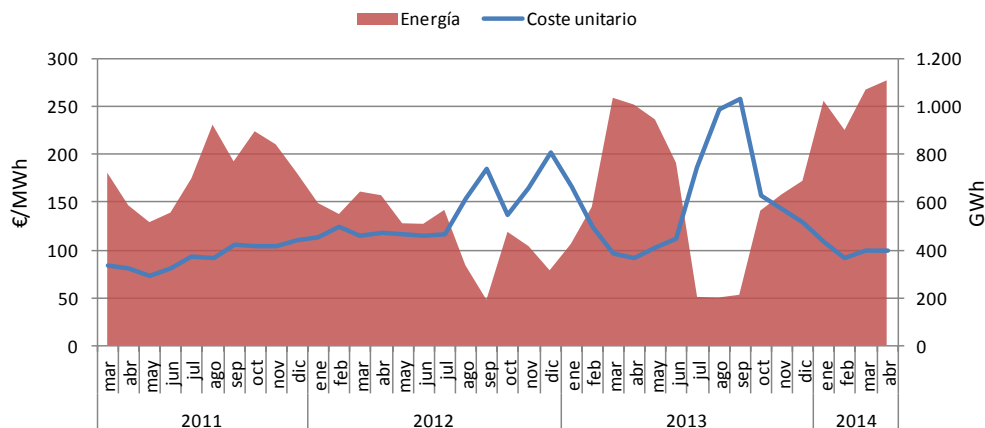


Fuente: CNMC

Conforme a lo acontecido en meses anteriores, durante los meses de marzo y abril no fue habitual encontrar centrales térmicas (principalmente ciclos combinados) programadas en PDBF ligeramente por debajo de su mínimo técnico de forma continuada, sin embargo, continuó la práctica llevada a cabo por un agente consistente en la programación de ciertas unidades por debajo de su mínimo técnico en el periodo entre las horas H.1 y H.3.

Conforme a lo comentado con anterioridad, el reducido número de centrales térmicas (ciclos y carbones) casadas en PDBF, junto con el incremento del peso de las que lo hicieron por debajo de su mínimo técnico, propició el mantenimiento en niveles muy elevados de los volúmenes de energía a subir en concepto de restricciones al PDBF, superando los valores registrados en los dos primeros meses del año. El precio medio ponderado mensual que se registró en la Fase I a subir de restricciones técnicas durante los meses de marzo y abril fue de 98,67 €/MWh y 98,71 €/MWh respectivamente, algo superiores al registrado en el mes de febrero.

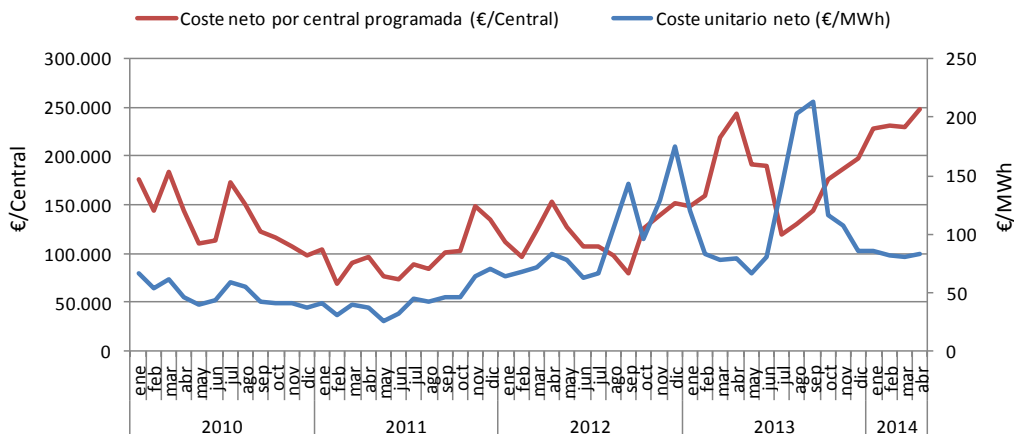
Gráfico 42 – Evolución mensual del coste de restricciones técnicas a subir (transporte y distribución) frente a energía asociada al proceso.



Fuente: CNMC

El coste neto unitario de restricciones técnicas continuó estable desde el mes de diciembre, en el entorno de los 85 €/MWh, mientras que el coste neto por central programada por restricciones técnicas mantuvo su tendencia ascendente, alcanzando los 250.000 €/central en el mes de abril.

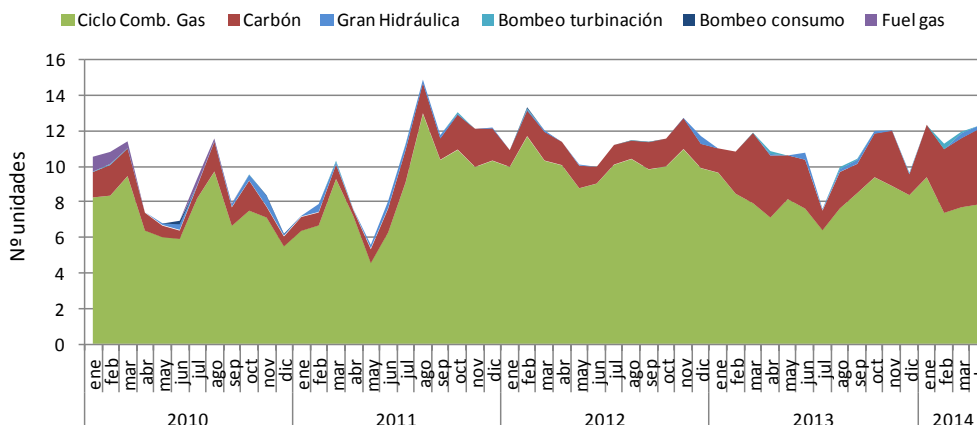
Gráfico 43 – Evolución mensual del coste neto unitario de restricciones técnicas (transporte y distribución) frente a coste por unidad de generación.



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: CNMC

El número medio de unidades térmicas (ciclos y carbones) programadas diariamente por restricciones técnicas del PDBF se mantuvo en niveles altos durante los meses de estudio (en torno a 12 centrales). La prolongación del reducido hueco térmico favoreció la mayor participación de las centrales de carbón frente a las centrales de ciclo combinado, representando un tercio del total de unidades programadas.

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

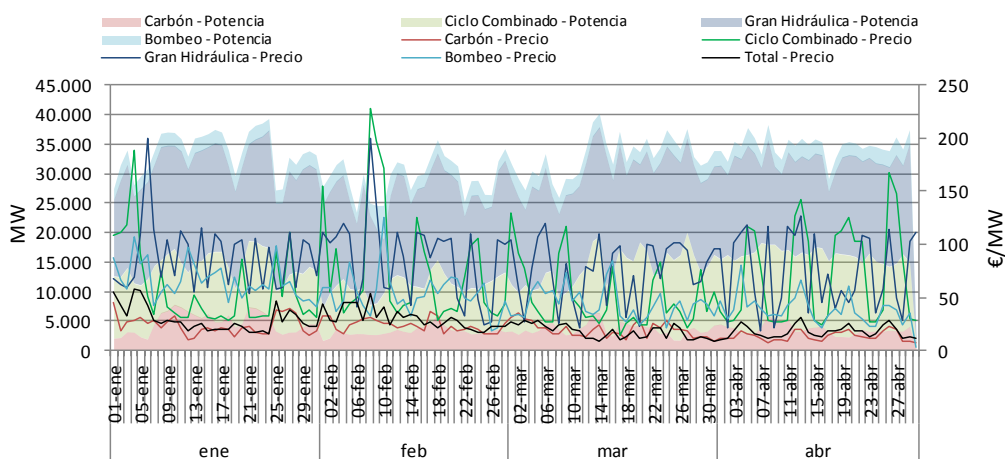


Fuente: CNMC

En el mes de marzo, el 87% de la energía programada por restricciones a subir correspondió a la resolución de restricciones en la red de transporte, localizadas principalmente en las zonas de Campo de Gibraltar (21%) y Cataluña (20%), mientras que en el mes de abril este porcentaje se redujo al 83%, con similar reparto zonal.

El precio medio ponderado de la Banda secundaria en los meses de marzo y abril se situó en 17,87 €/MW y 17,50 €/MW respectivamente, frente a los 28,82 €/MW y 30,98 €/MW de enero y febrero, con mayores volúmenes de potencia ofertada por parte de los ciclos combinados.

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

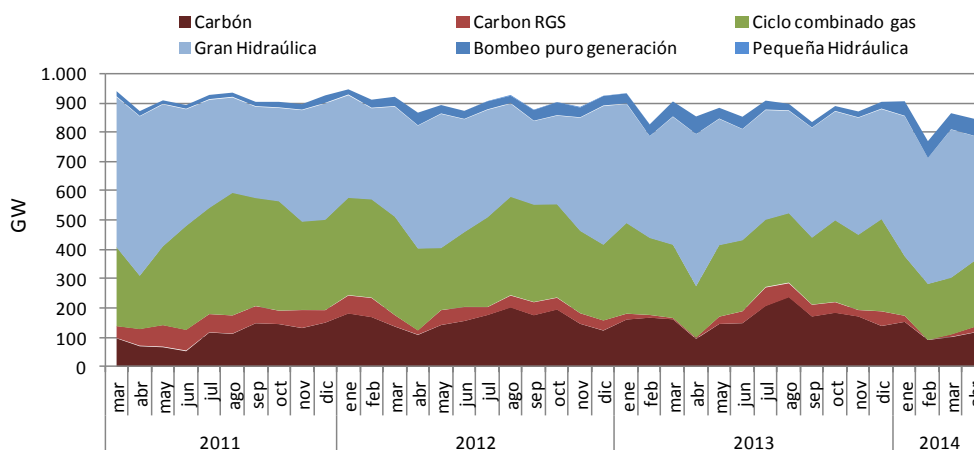


Fuente: CNMC

El volumen de reserva de secundaria asignada a la generación térmica continuó en niveles bajos, si bien presentó un ligero repunte frente a los registrados en el mes de

febrero. La energía asignada a la tecnología de bombeo mantuvo durante los meses de estudio los elevados niveles alcanzados desde principios de año. La tecnología con mayor volumen asignado en marzo y abril resultó ser la gran hidráulica (59% y 50% respectivamente), seguida del ciclo combinado (22% y 27%).

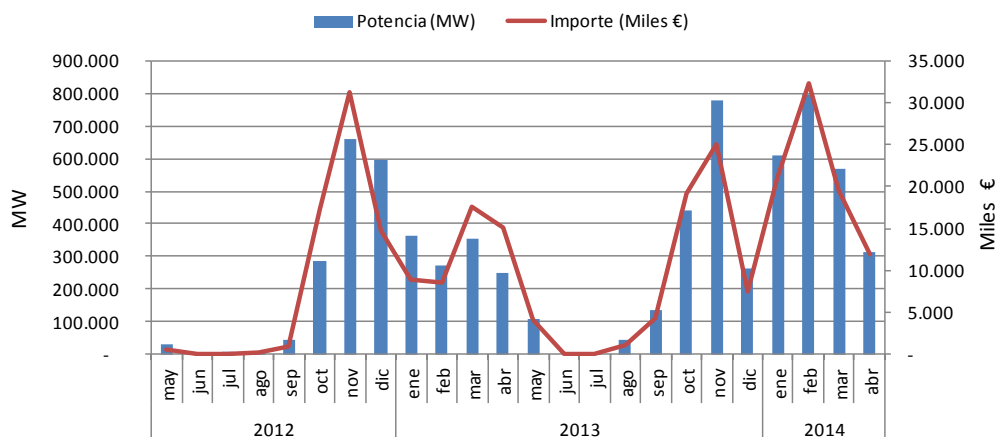
Gráfico 46 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: CNMC

Con respecto al mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir, tanto la potencia como el coste asociado iniciaron una tendencia descendente tras los máximos alcanzados en el mes de febrero, hecho favorecido por el descenso de la generación eólica y la menor demanda. El precio medio ponderado mensual en los meses de marzo y abril fue de 34 €/MW y 38 €/MW respectivamente, asignándose el 88% y 87% 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.

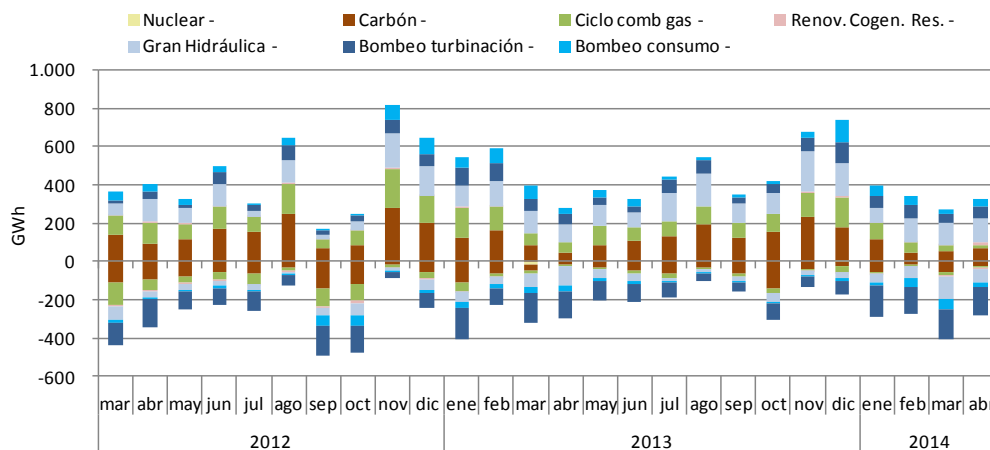


Fuente: CNMC

El volumen de energía a subir empleada conjuntamente en los procesos de regulación terciaria y de gestión de desvíos durante los meses de estudio se mantuvo en niveles

reducidos, inferiores a los dos primeros meses del año. Por el contrario, la energía a bajar continuó incrementándose, principalmente en el mes de marzo, con incrementos de la contribución de la gran hidráulica y el consumo de bombeo.

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

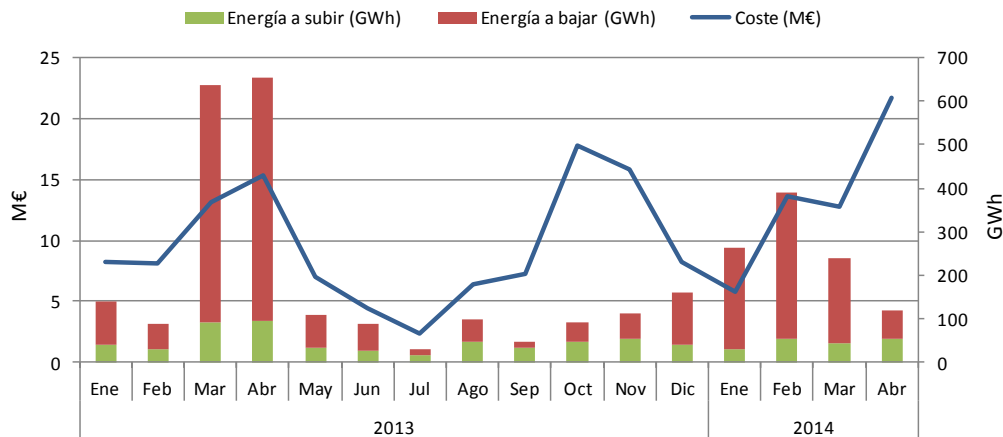


Fuente: CNMC

El precio medio ponderado mensual de la energía asociada a los desvíos a subir fue de 39,91 €/MWh y 37,84 €/MWh en marzo y abril respectivamente, mientras que a bajar fue de 6,35 €/MWh y 2,62 €/MWh. Por su parte, el precio medio ponderado de la energía terciaria a subir fue de 40,62 €/MWh y 39,1 €/MWh), siendo de 3,89 €/MWh y 2,35 €/MWh a bajar.

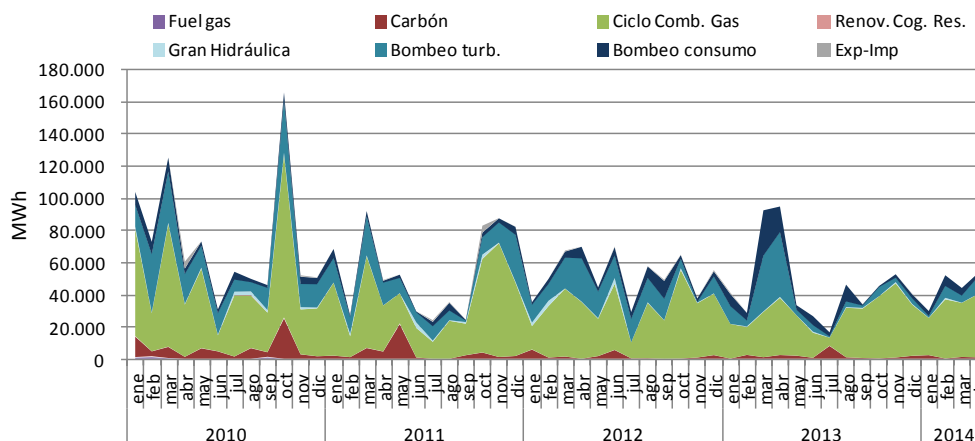
En cuanto al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, el volumen de energía a subir programada se mantuvo en niveles elevados, principalmente en el mes de abril, cuando se situó en torno a los 54 GWh, con un precio medio ponderado a subir de 422 €/MW, lo que contribuyó a incrementar el coste total para el sistema correspondiente al servicio de restricciones en tiempo real en dicho mes hasta los 21,7 M€.

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



Fuente: CNMC

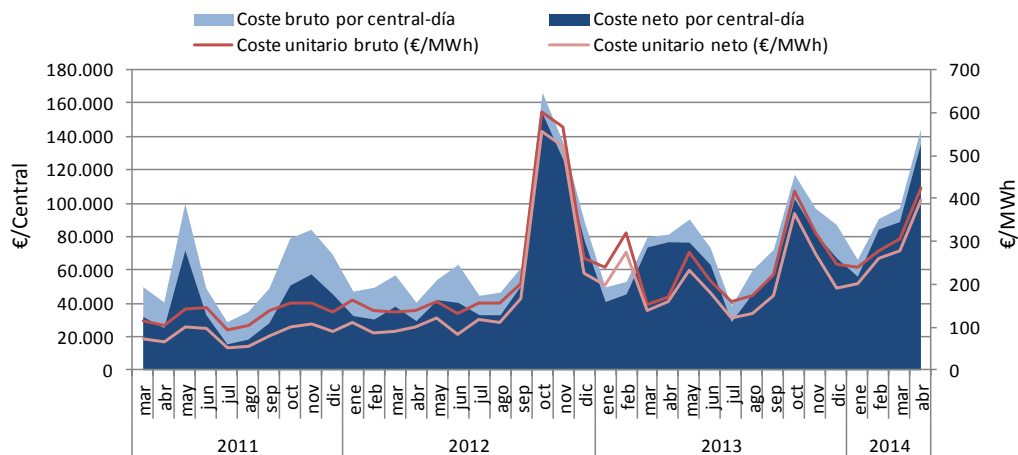
Gráfico 50 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.



Fuente: CNMC

El coste neto estimado por central y día asociado a la resolución de restricciones en tiempo real a subir continuó ascendiendo durante ambos meses, sobrepasando los 140.000 €/central/día. Según lo expuesto en el informe de Noviembre-Diciembre 2013, los elevados costes se originaban, en parte, debido a la metodología de liquidación de este segmento vigente durante el periodo de estudio, correspondiente al *Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*, el cual fue modificado por Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, solventando dicho problema.

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

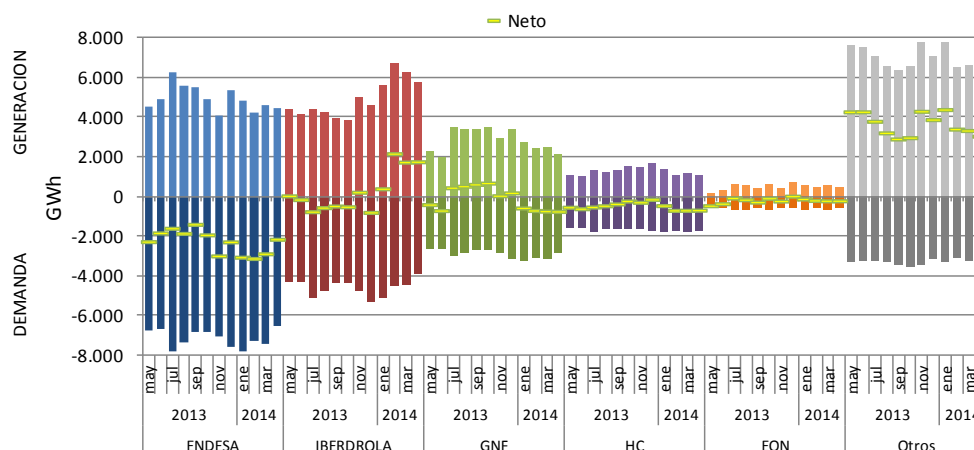


(*) Coste neto estimado como la diferencia entre el coste bruto de la energía a subir en tiempo real y la energía valorada al precio de los desvíos a subir.
Fuente: CNMC

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: CNMC

Los elevados niveles de generación renovable registrados durante los meses de estudio (en descenso desde los máximos del mes de febrero), junto a la menor demanda del mes de abril, caracterizaron el comportamiento del saldo neto (compras/ventas) de los diferentes agentes del mercado.

El descenso paulatino de la generación renovable permitió incrementar ligeramente el funcionamiento de los carbones de Endesa respecto al mes de febrero, aunque se mantuvo muy por debajo de meses precedentes. Su generación nuclear mantuvo su línea ascendente desde el pasado mes de noviembre, con un leve retroceso en el mes de abril. En este contexto, su saldo neto continuó siendo claramente comprador, aunque menos acusado que en los dos primeros meses del año.

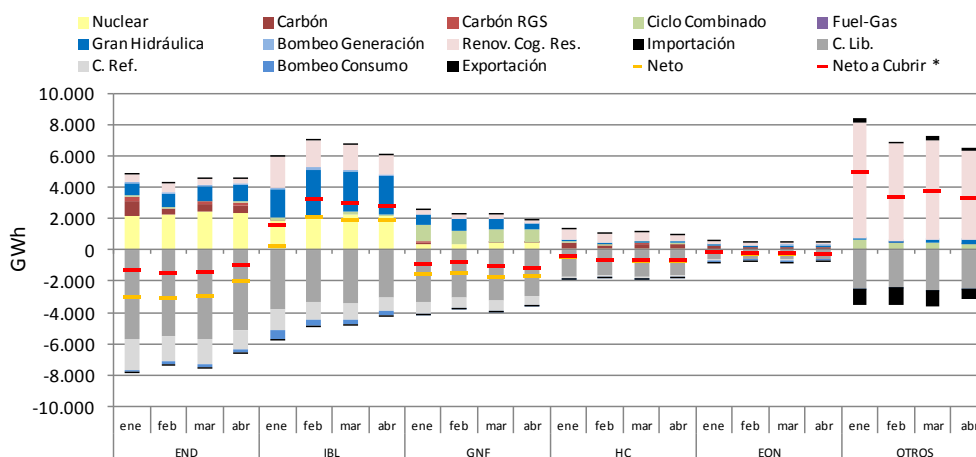
Caso inverso fue el de Iberdrola, cuyo saldo neto continuó siendo claramente vendedor, aunque en menor medida que el registrado en el mes de febrero, debido fundamentalmente al descenso de su generación eólica y de su gran hidráulica.

Gas Natural Fenosa registró una recuperación de su generación nuclear y un descenso paulatino de su gran hidráulica. Su saldo neto continuó siendo comprador durante los meses de estudio, muy similar al alcanzado en el mes de febrero.

El saldo neto de Hidrocantábrico y E.On evolucionó de forma muy parecida al de Gas Natural Fenosa durante los cuatro primeros meses del presente año, manteniéndose en posición compradora y con escasas fluctuaciones. Ambas presentaron una leve mejora del funcionamiento de sus centrales de carbón en compensación a la caída de su generación renovable.

Por su parte, los grupos energéticos no tradicionales acusaron el descenso paulatino de la generación eólica, suavizando ligeramente su posición vendedora.

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

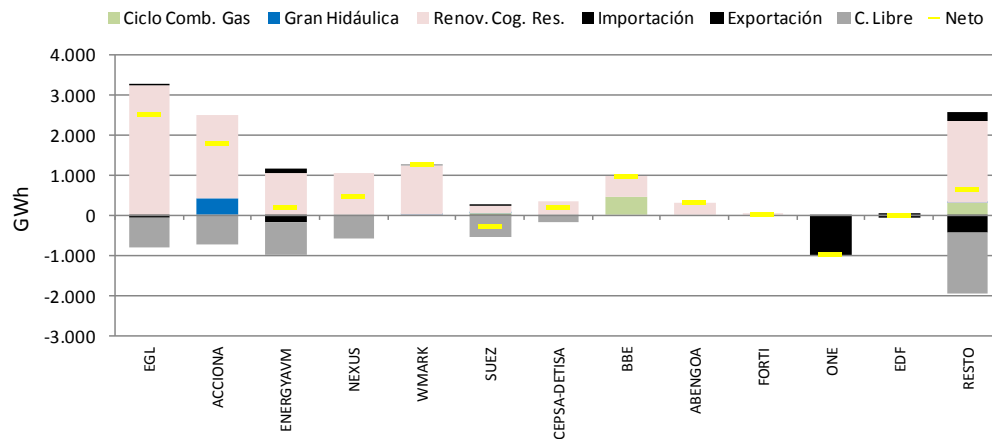


* Nota: "Neto a Cubrir" excluye del saldo la generación RGS y C. Ref. cuya producción ya está cubierta por su retribución regulada.

Fuente: 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.
Marzo y Abril 2014.**



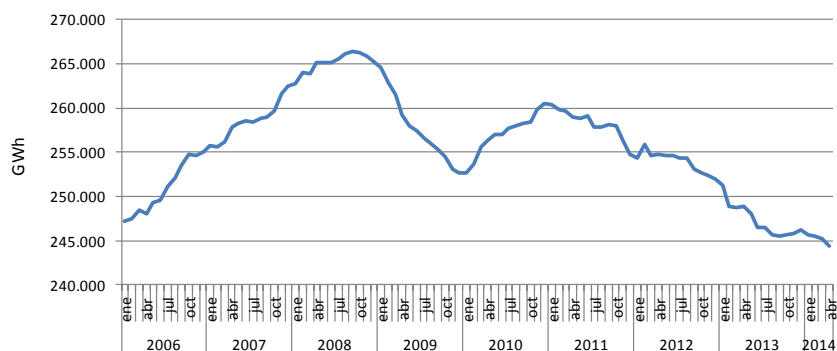
Fuente: CNMC

3 ANEXO II - GRÁFICAS

3.1 ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

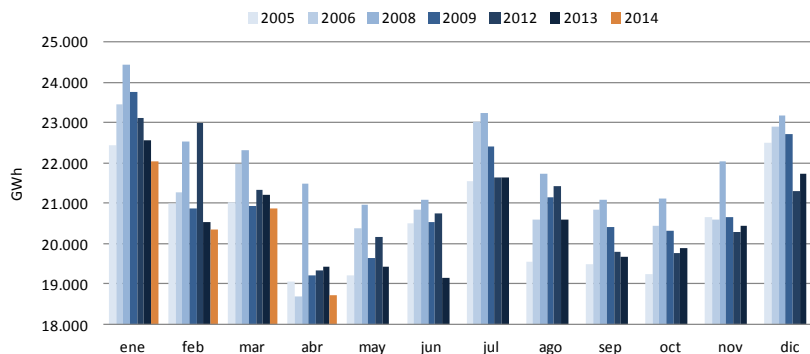
3.1.1 Demanda

Gráfico 55 - Evolución interanual de la demanda.



Fuente: REE

Gráfico 56 - Evolución mensual de la demanda.

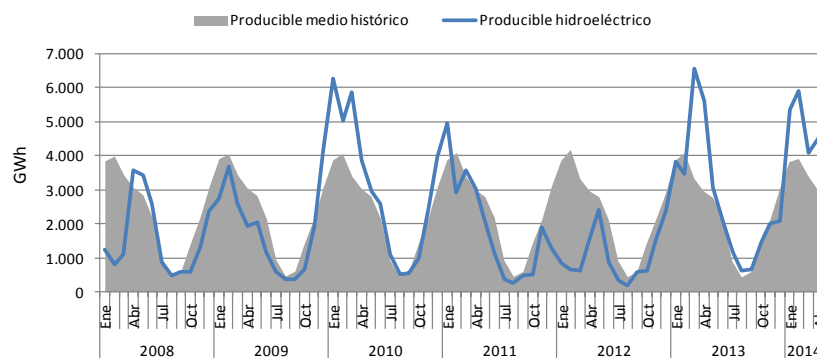


Fuente: REE

3.1.2 Oferta

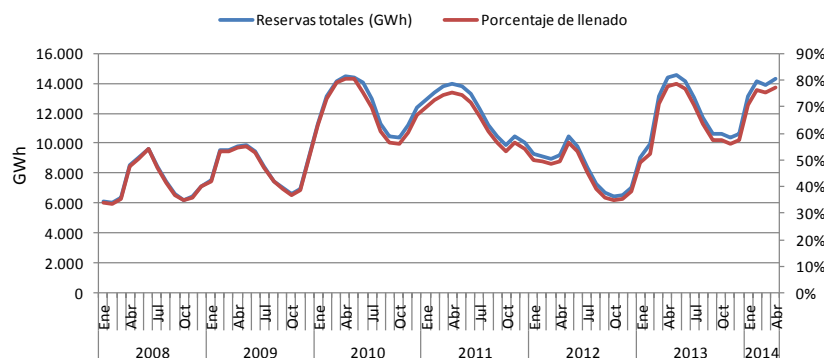
Estado del sistema hidráulico

Grafico 57 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.



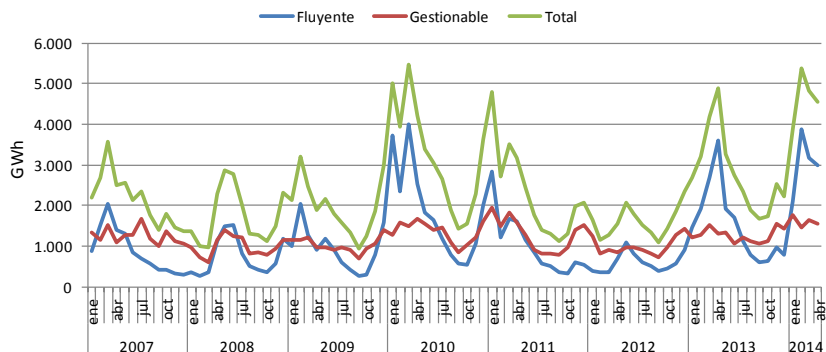
Fuente: REE

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



Fuente: REE

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

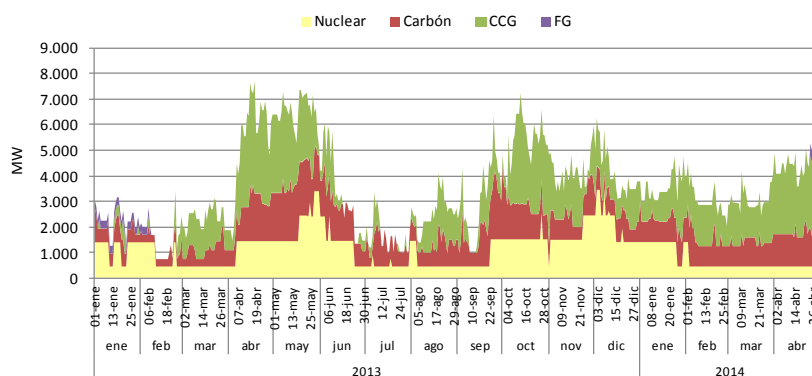


(*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción horaria constante equivalente a la producción mínima horaria de ese día.

Fuente: REE, CNMC

Disponibilidad del parque generador

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



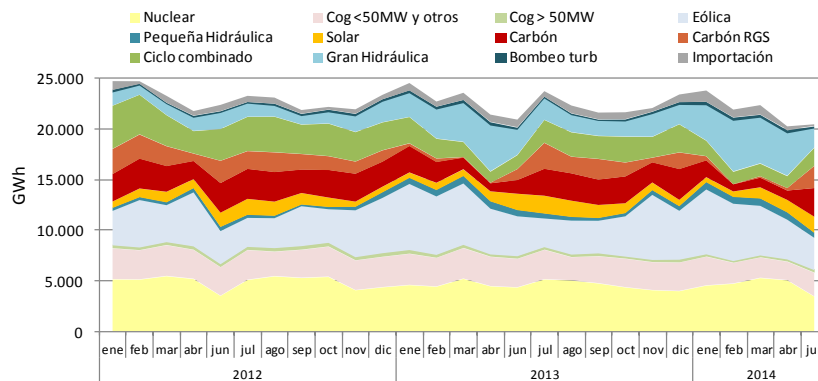
Fuente: CNMC

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: CNMC

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

Año	Mes	Nuclear	Cog. <50MW y otros	Cog. > 50MW	Eólica	Pequeña Hidráulica	Solar	Carbón	Carbón RGS	Ciclo combinado	Gran Hidráulica	Bombeo turb.	Importación
2010		21,3%	11,2%	1,2%	15,5%	2,4%	2,6%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	0,9%	1,3%
2011		20,3%	12,2%	1,3%	15,3%	1,9%	3,5%	7,3%	7,5%	18,2%	9,4%	0,7%	2,3%
2012	ene	20,8%	12,2%	1,4%	13,7%	1,3%	2,5%	10,9%	10,0%	17,0%	5,5%	1,1%	3,6%
	feb	20,7%	11,5%	1,3%	18,8%	1,3%	3,4%	11,8%	9,6%	15,6%	3,9%	0,8%	1,1%
	mar	23,5%	13,0%	1,4%	15,6%	1,3%	4,4%	10,8%	8,4%	13,0%	4,9%	0,6%	3,0%
	abr	23,9%	13,1%	1,8%	24,4%	2,1%	4,1%	8,2%	3,4%	10,0%	6,3%	0,8%	2,1%
	may	20,3%	13,0%	1,8%	16,7%	2,8%	5,8%	9,9%	7,1%	10,6%	8,7%	0,6%	2,6%
	jun	15,7%	12,5%	1,6%	14,6%	1,9%	6,3%	12,9%	9,8%	13,8%	7,3%	0,7%	2,8%
	jul	21,9%	12,5%	1,6%	12,3%	1,4%	6,7%	12,6%	7,5%	14,3%	5,8%	0,7%	2,7%
	ago	23,6%	10,4%	1,7%	12,8%	1,1%	6,0%	12,6%	8,4%	15,0%	4,8%	0,9%	2,6%
	sep	24,2%	12,5%	1,9%	18,0%	0,9%	5,2%	10,5%	7,0%	13,1%	4,1%	1,0%	1,7%
	oct	24,3%	13,3%	1,9%	14,9%	1,1%	4,2%	12,2%	6,1%	14,3%	5,3%	1,1%	1,2%
	nov	18,6%	13,3%	1,7%	21,0%	1,7%	2,3%	12,4%	5,5%	13,1%	7,3%	1,1%	2,0%
	dic	18,6%	12,7%	1,8%	23,2%	2,5%	2,4%	10,5%	4,8%	11,6%	8,9%	1,1%	1,9%
2013	ene	18,6%	12,4%	1,7%	26,4%	2,6%	2,2%	10,6%	1,1%	10,4%	9,8%	1,2%	3,1%
	feb	19,5%	12,4%	1,6%	25,3%	2,9%	3,1%	9,0%	1,5%	8,4%	12,9%	1,2%	2,2%
	mar	22,1%	12,7%	1,5%	25,6%	3,3%	2,8%	4,8%	0,3%	6,2%	16,4%	1,3%	3,1%
	abr	20,8%	13,5%	1,4%	21,0%	3,5%	4,6%	3,7%	0,3%	5,0%	21,4%	1,5%	3,4%
	may	20,0%	14,1%	1,6%	19,1%	3,6%	6,5%	6,4%	2,4%	7,6%	14,4%	1,1%	4,3%
	jun	20,8%	13,4%	1,5%	18,8%	3,1%	7,7%	6,4%	5,2%	6,4%	12,2%	0,9%	3,6%
	jul	21,7%	12,2%	1,3%	11,9%	2,2%	7,4%	11,1%	10,8%	9,4%	9,1%	0,7%	2,4%
	ago	22,6%	10,1%	1,4%	15,0%	1,8%	7,2%	12,0%	7,4%	10,6%	7,8%	0,7%	3,5%
	sep	22,0%	12,3%	1,6%	14,9%	1,4%	6,0%	11,5%	9,4%	10,3%	7,1%	0,6%	3,1%
	oct	20,1%	12,9%	1,2%	18,3%	1,6%	4,5%	12,1%	6,3%	11,6%	7,2%	0,9%	3,2%
	nov	18,4%	12,4%	1,3%	29,0%	2,2%	3,4%	9,0%	2,1%	9,1%	10,4%	1,0%	1,6%
	dic	17,0%	11,9%	1,5%	20,5%	2,1%	2,7%	12,9%	7,0%	11,7%	8,4%	1,2%	3,3%
2014	ene	19,0%	11,8%	1,2%	26,7%	3,1%	2,0%	6,9%	1,8%	6,3%	14,9%	1,4%	4,8%
	feb	21,5%	9,2%	1,1%	25,7%	3,2%	2,5%	3,2%	0,1%	5,5%	23,1%	1,4%	3,5%
	mar	23,6%	8,9%	1,1%	21,8%	3,4%	4,9%	4,2%	0,7%	5,4%	20,4%	1,2%	4,2%
	abr	25,0%	8,9%	1,4%	19,3%	3,7%	6,1%	4,5%	1,2%	5,7%	21,0%	1,5%	1,6%

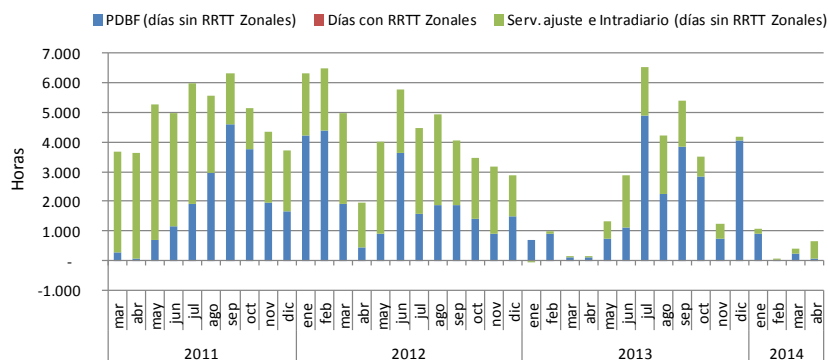
Fuente: CNMC

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%
	mar	20,7%	26,9%	10,3%	5,6%	2,8%	33,6%
	abr	21,4%	26,7%	9,4%	5,6%	2,9%	34,0%

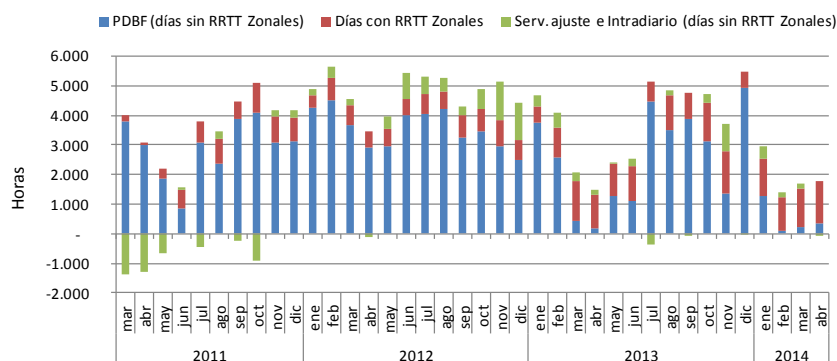
Fuente: CNMC

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).



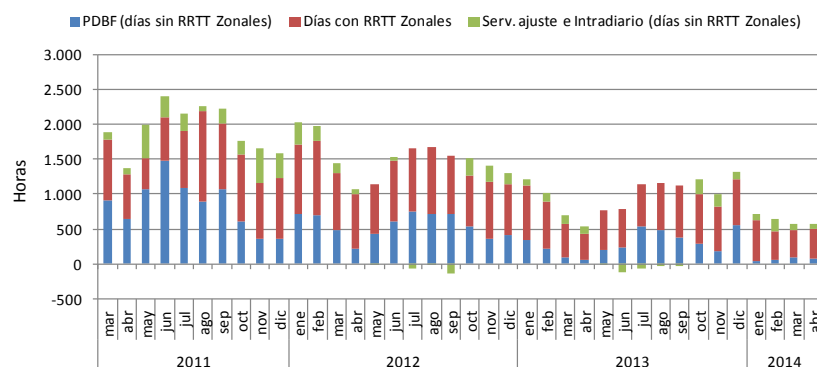
Fuente: CNMC

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



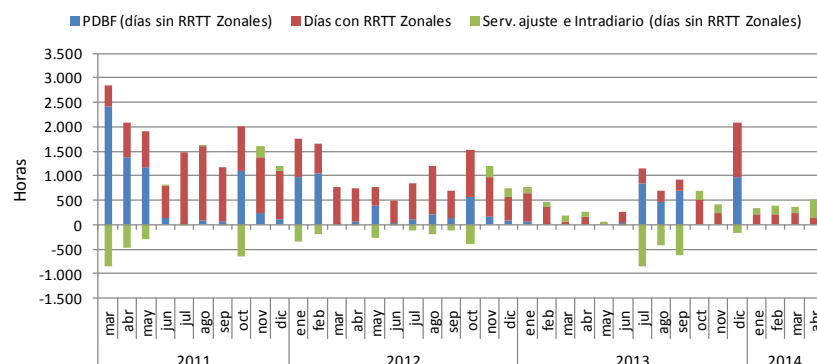
Fuente: CNMC

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



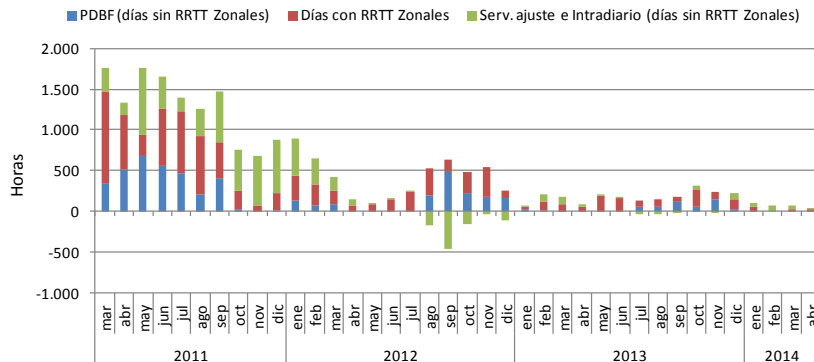
Fuente: CNMC

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



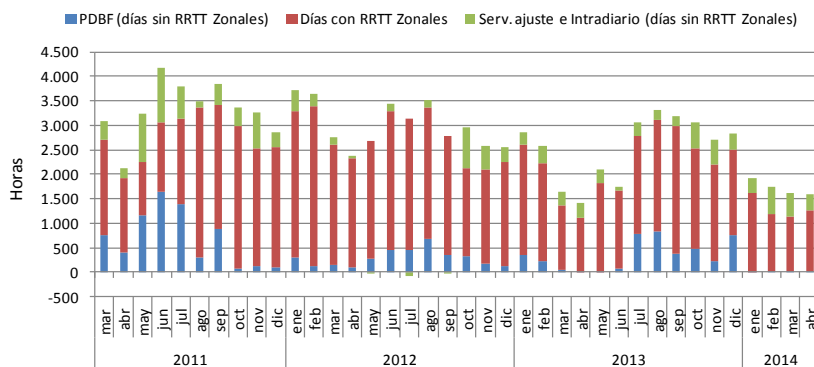
Fuente: CNMC

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



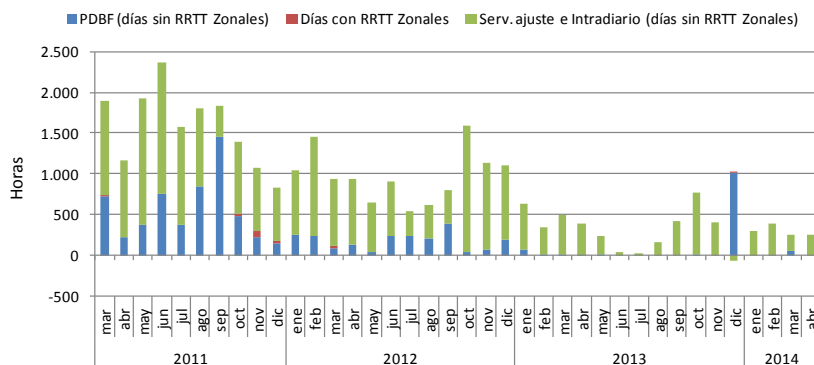
Fuente: CNMC

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



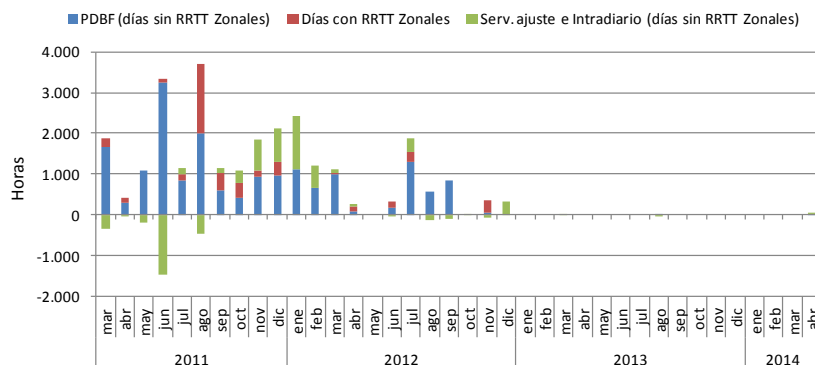
Fuente: CNMC

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



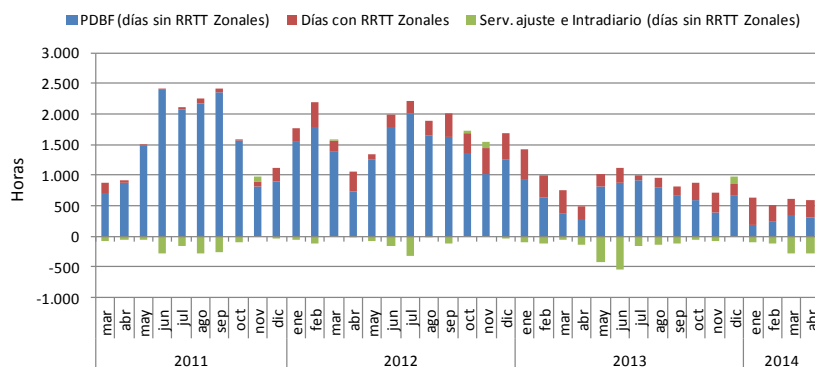
Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

3.2.1.2 Distribución de la demanda

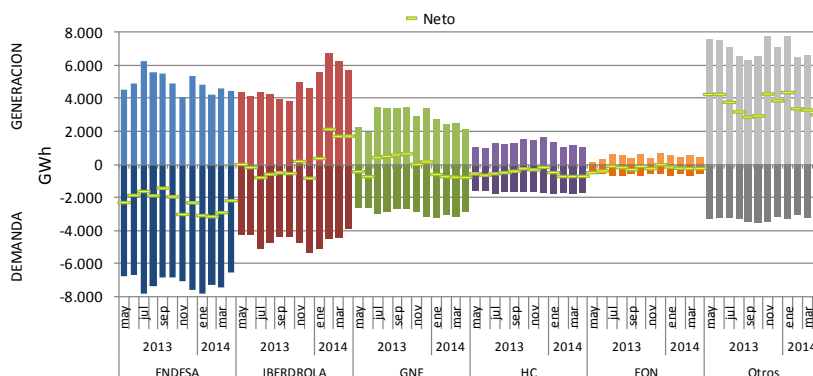
Cuadro 13 - Evolución mensual de la demanda por empresa (P48).

Años	Mes	Com. Referencia	Comercializador Libre					OTROS
			ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL FENOSA	HIDROCANTABRICO	E.ON	
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%
	mar	17,1%	27,2%	16,3%	11,6%	7,8%	3,0%	16,9%
	abr	15,3%	27,1%	16,3%	11,7%	8,2%	3,1%	18,2%

Fuente: CNMC

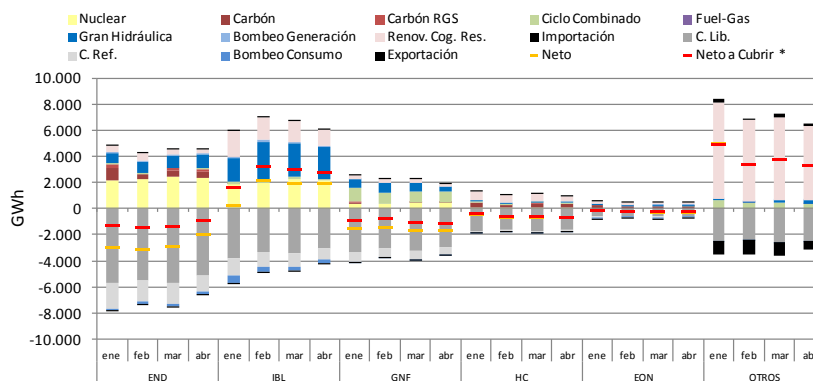
3.2.2 Balance empresarial

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



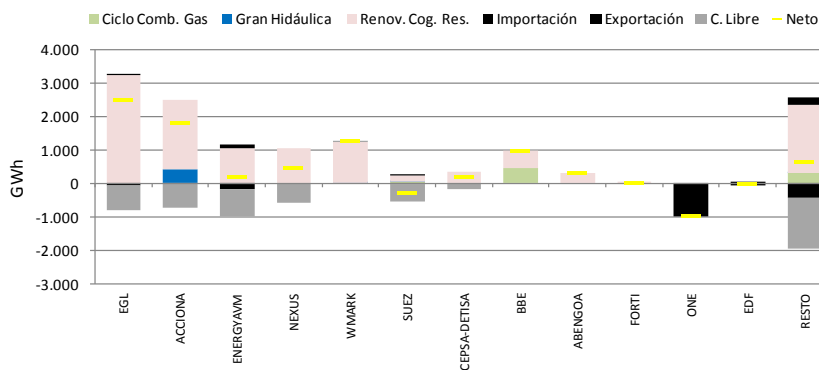
Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

3.2.3 Precio Horario Final de la Demanda Nacional

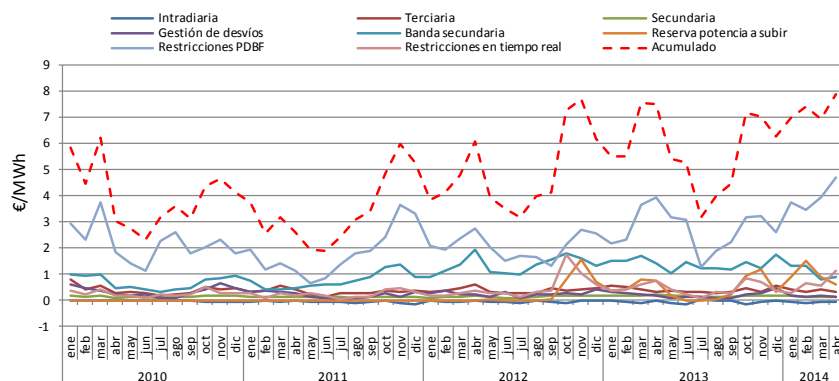
Cuadro 14 - Precio horario final de la demanda nacional (distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).

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	242.956.232	46,2	-0,06	3,3	2,3	6,0	57,7
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
Marzo	20.785.784	27,8	-0,07	4,7	2,2	5,6	40,1
Abril	18.676.179	27,3	-0,06	6,0	1,8	5,4	40,4

Fuente: CNMC

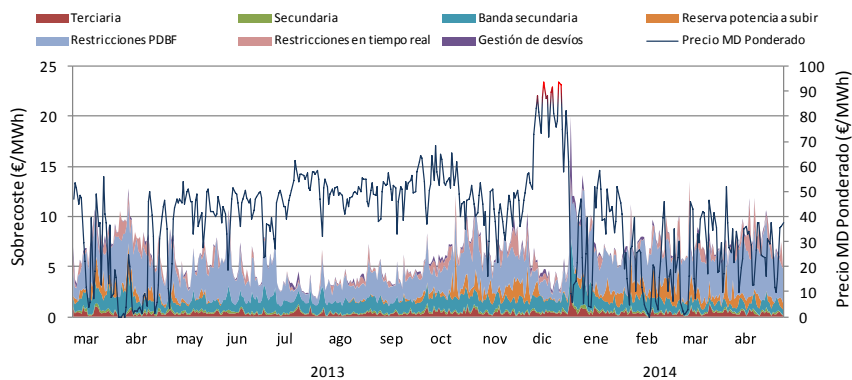
3.2.4 Sobrecoste por segmento de generación

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



Fuente: CNMC

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

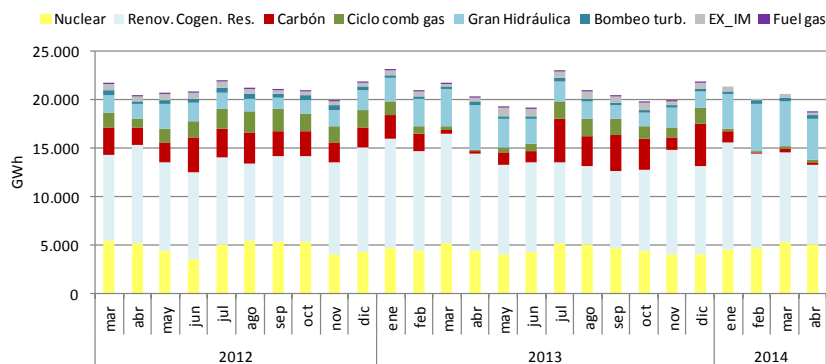


Fuente: CNMC

3.2.5 Mercado Diario y Contratación Bilateral

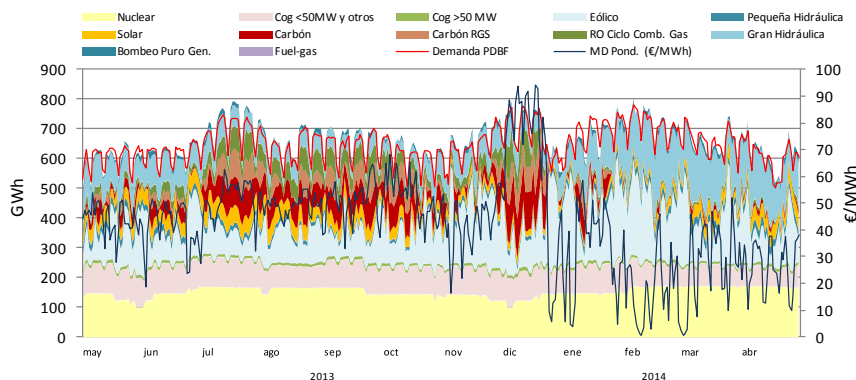
3.2.5.1 Energías

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



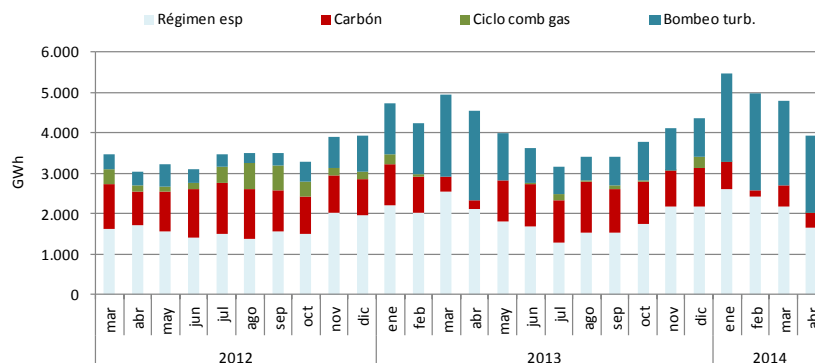
Fuente: CNMC

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



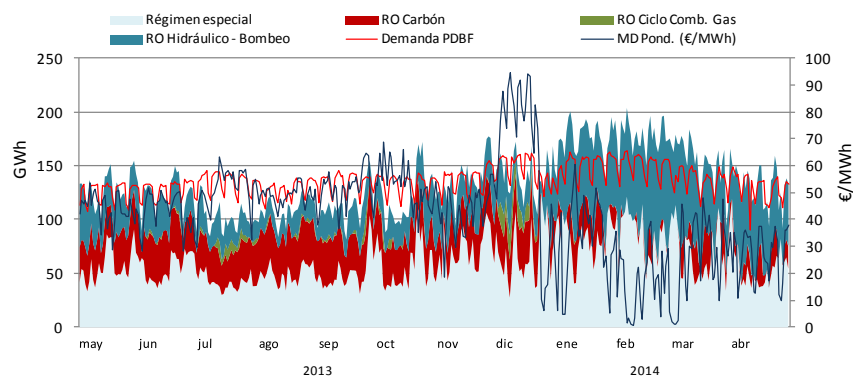
Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

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



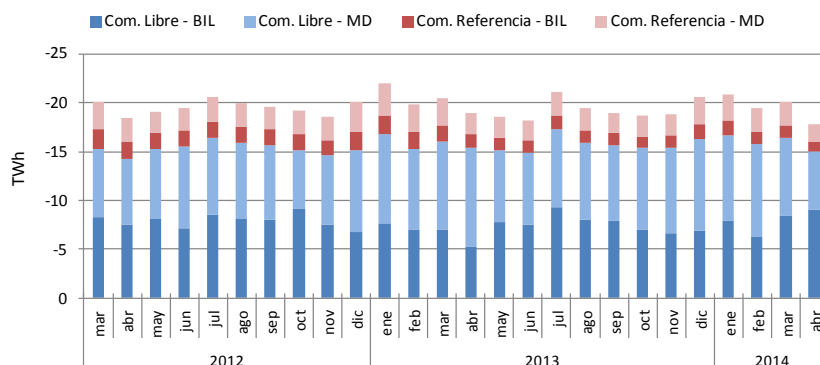
Fuente: CNMC

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%
	mar	21,8%	29,5%	7,9%	4,7%	1,9%	34,1%
	abr	22,0%	30,2%	6,9%	4,4%	1,8%	34,8%

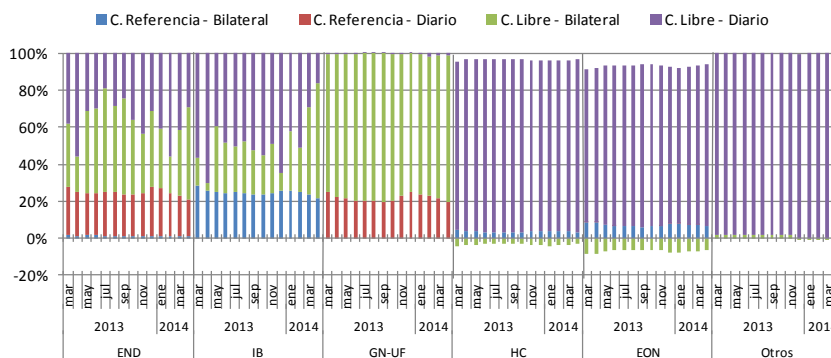
Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

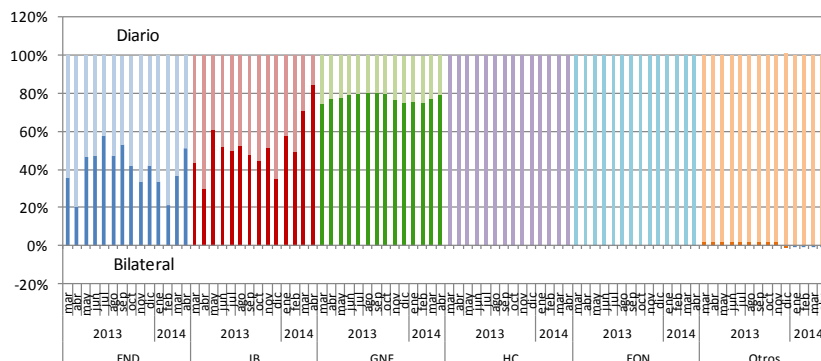
HC y E.ON: Sus comercializadoras libren compran en mercado diario para vender a sus respectivas comercializadoras de último recurso en bilateral.

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

COMERCIALIZACION	BILATERAL	M. DIARIO	PDBF
C. Referencia	6,0%	11,0%	17,0%
END	15,6%	13,2%	28,8%
IB	12,0%	5,1%	17,1%
GNF	12,3%	0,2%	12,5%
HC	-0,3%	8,6%	8,3%
EON	-0,3%	3,4%	3,1%
Otros	0,0%	13,3%	13,3%
TOTAL	45,2%	54,8%	100,0%

Fuente: CNMC

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

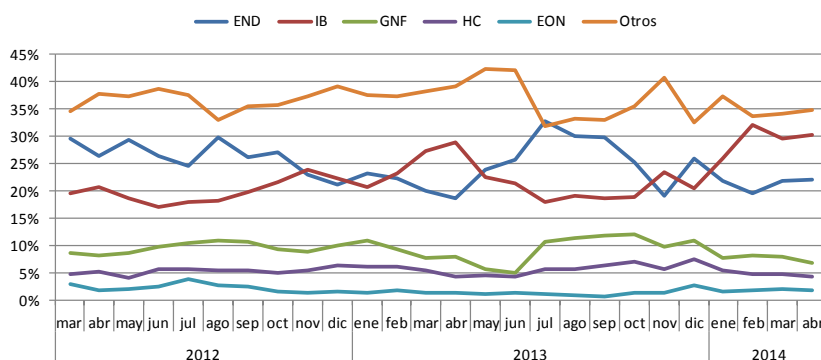


Fuente: CNMC

Toda la demanda de E.On e Hidroantábrico es cubierta en mercado diario.

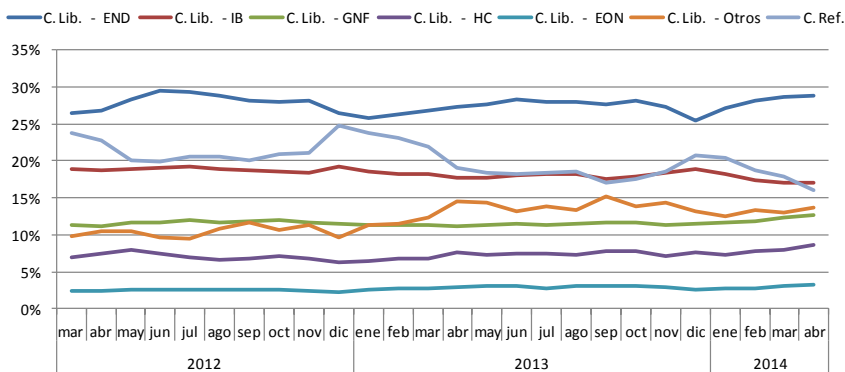
3.2.5.2 Concentración empresarial

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



Fuente: CNMC

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

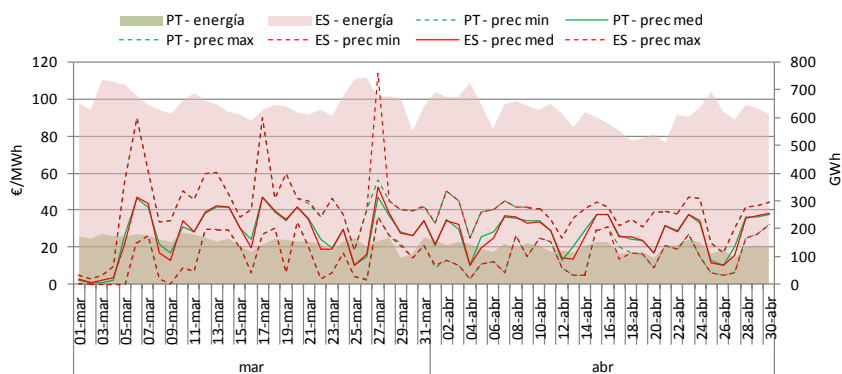


Fuente: CNMC

3.2.5.3 Análisis de precios

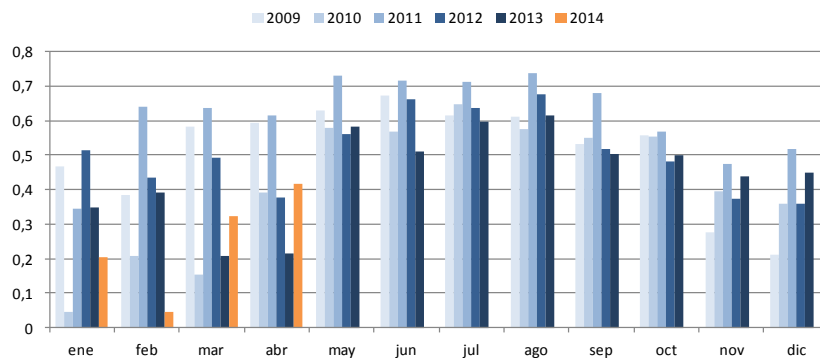
3.2.5.3.1 Precios del MIBEL

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



Fuente: CNMC

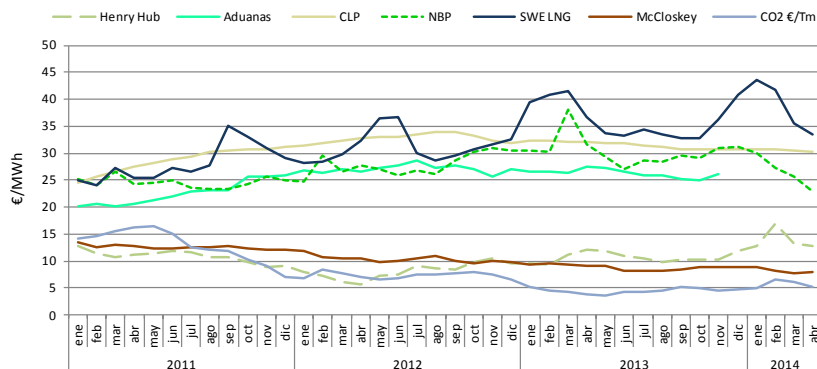
Gráfico 86 - Evolución de la relación en media mensual entre precio mínimo y precio máximo del mercado diario.



Fuente: 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).

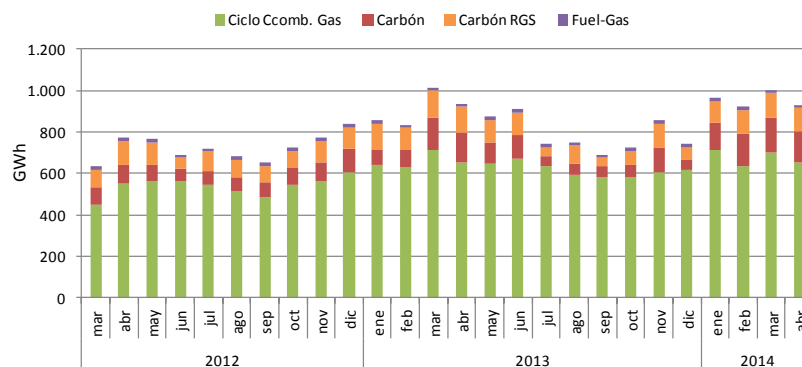
Valores de Fuel Oil CIF, 1% contenido en sulfuro, referidos al mercado Mediterráneo, obtenido de Paws.

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

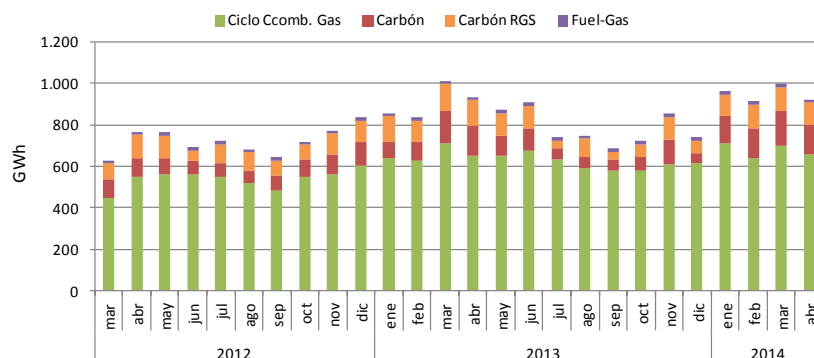
Tecnologías en la oferta remanente

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



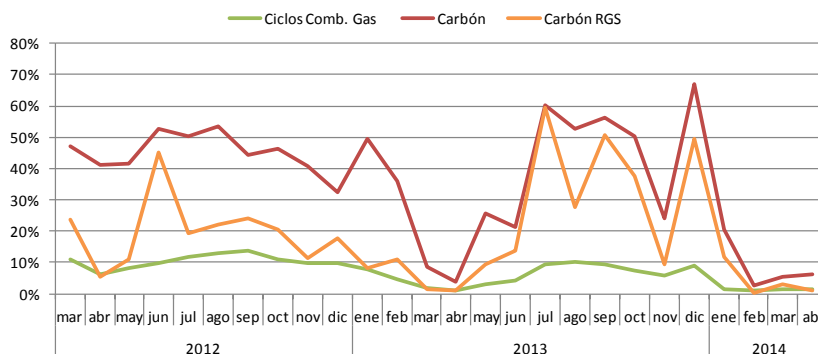
Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

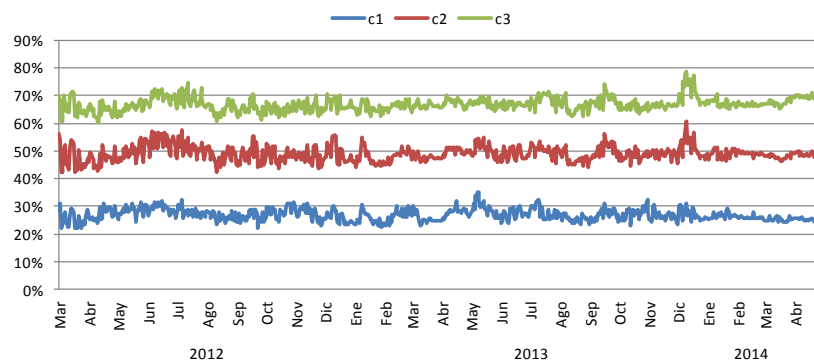
Gráfico 90 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: CNMC

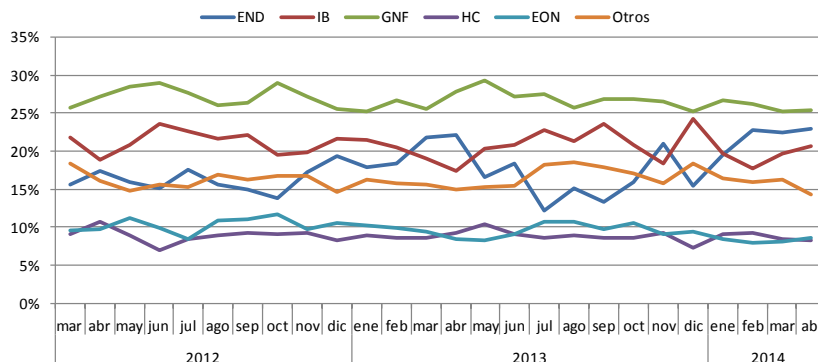
Concentración de la oferta remanente

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.



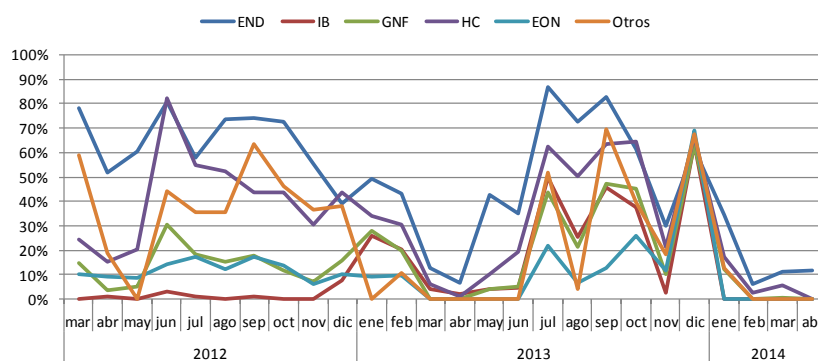
Fuente: CNMC

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



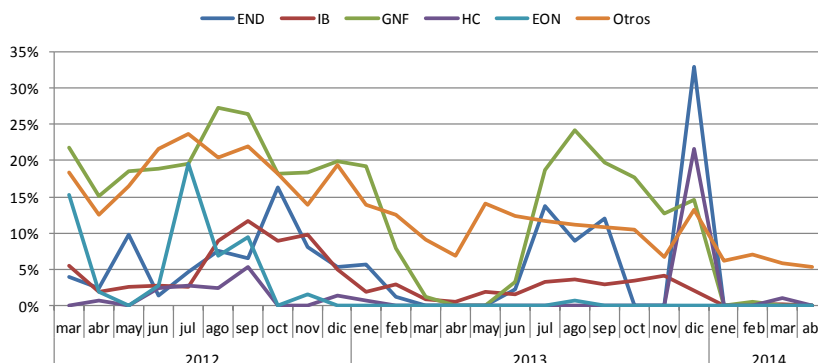
Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

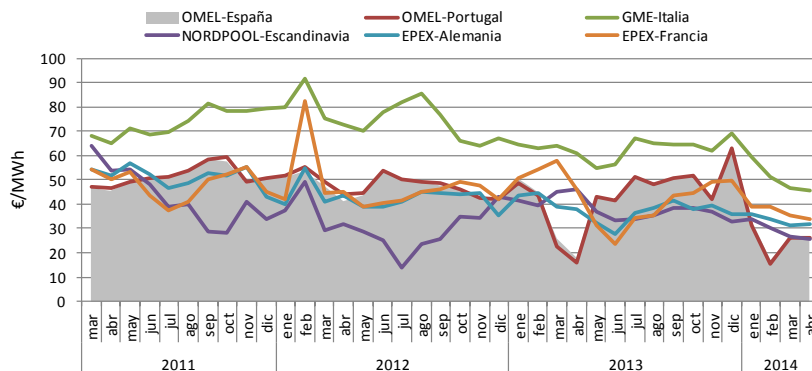
Gráfico 94 - Potencia de ciclos combinados de gas despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: CNMC

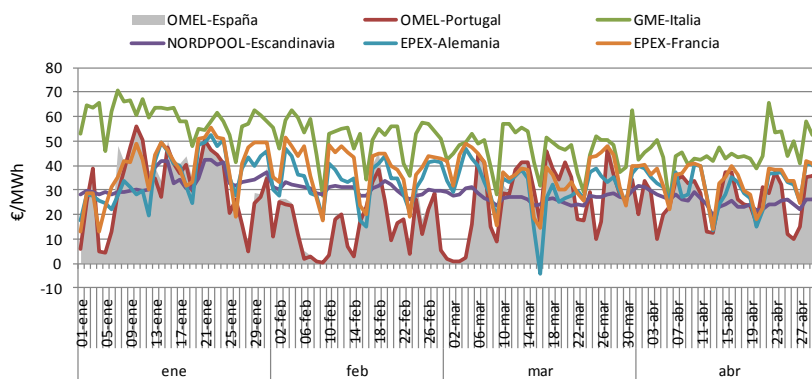
3.2.5.3.4 Precios en los Mercados Europeos

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



Fuente: OMEL

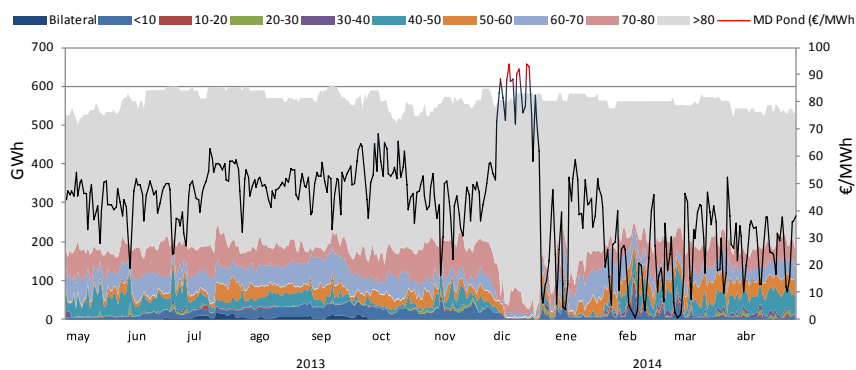
Gráfico 96 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos (últimos 4 meses).



Fuente: OMEL

3.2.5.4 Ofertas al mercado diario

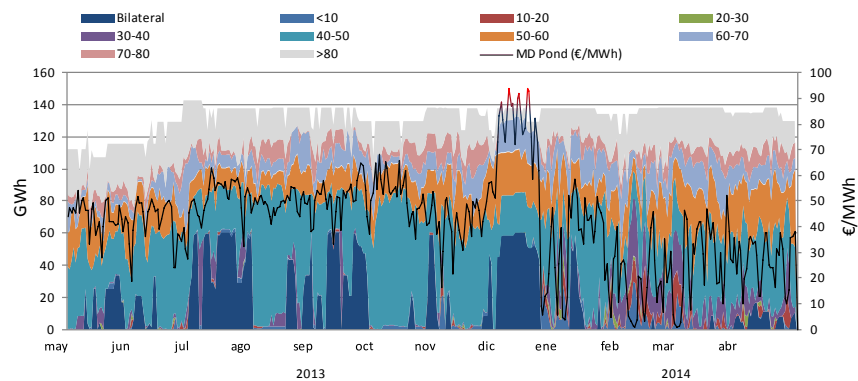
Gráfico 97 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados frente a precio medio ponderado del mercado diario.*



Fuente: CNMC

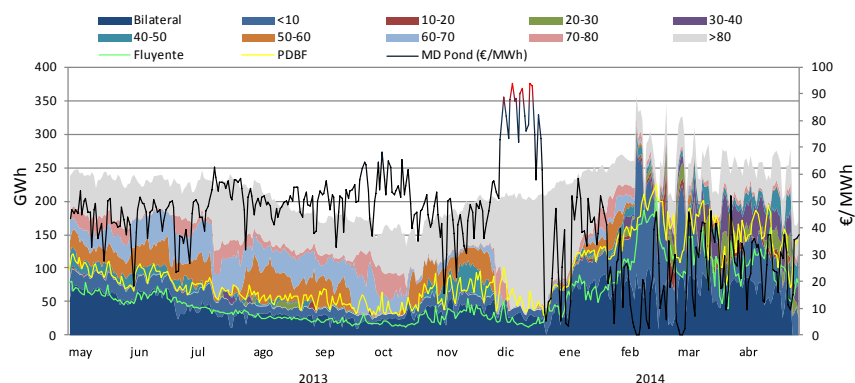
(*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

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.*



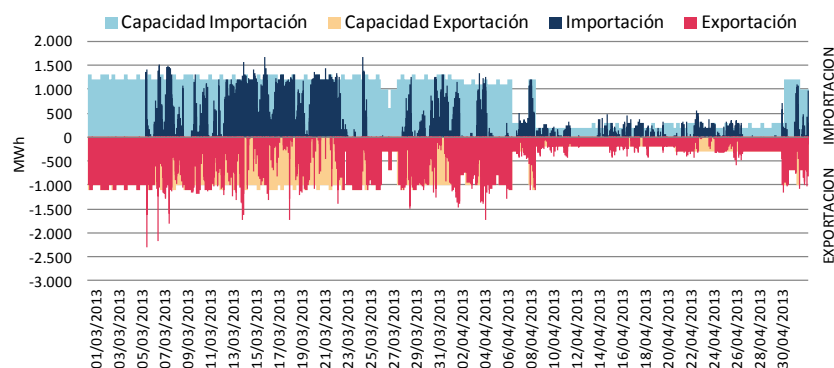
Fuente: CNMC

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



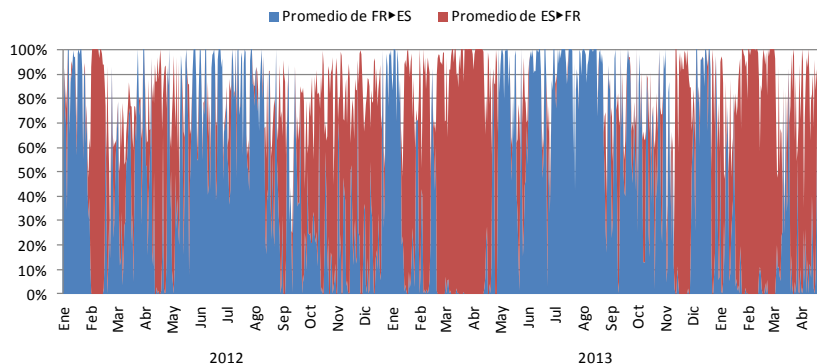
Fuente: CNMC

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



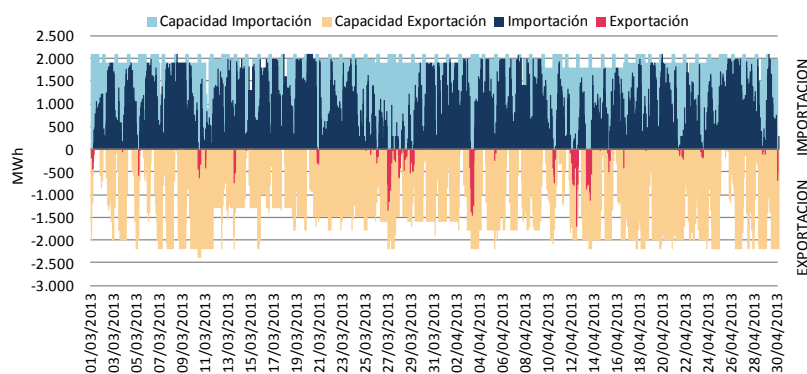
Fuente: CNMC

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



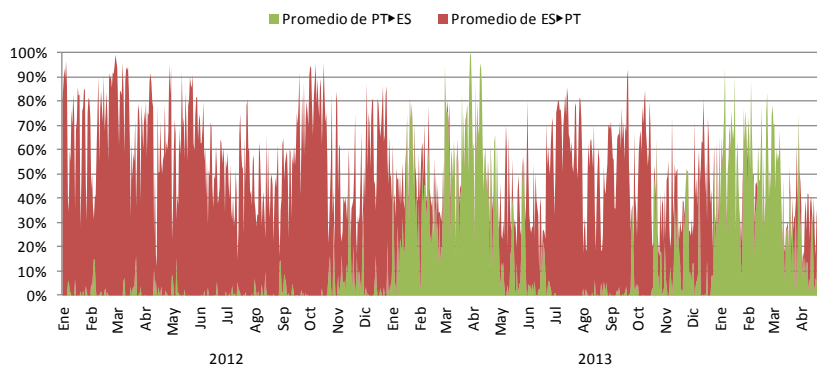
Fuente: IESOE

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



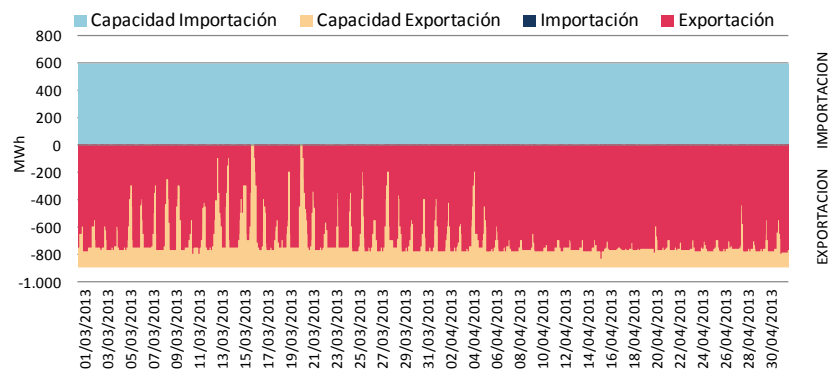
Fuente: CNMC

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



Fuente: IESOE

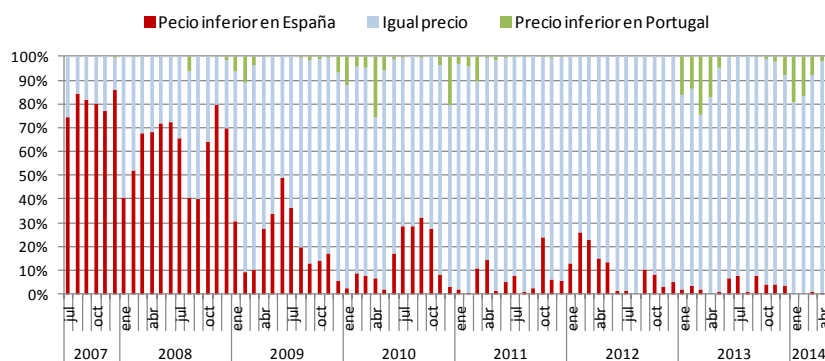
Gráfico 104 - Capacidad y uso de interconexión España-Marruecos (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Marzo y Abril 2014.



Fuente: CNMC

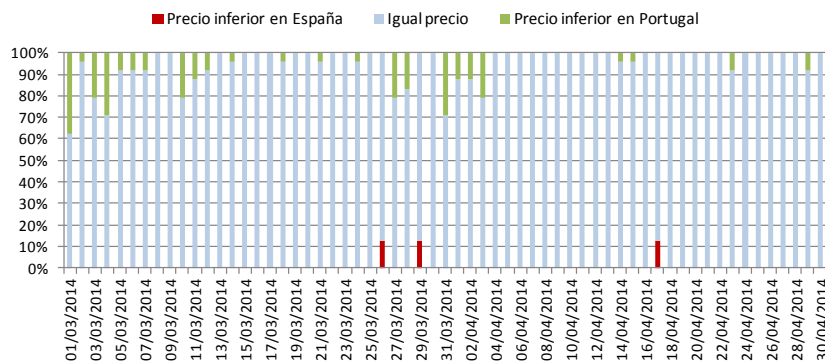
3.2.5.5 Acoplamiento del MIBEL

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



Fuente: CNMC

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



Fuente: 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
	mar	26,67	26,20	-0,47
	abr	26,44	26,36	-0,09

Fuente: 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. Marzo y Abril 2014.

Mes		ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL FENOSA	HIDROCANTÁBRICO	E.ON	EGL	ACCIONA	OTROS
Marzo	PDBF	21,8%	31,1%	6,9%	4,4%	1,9%	9,0%	6,4%	18,4%
	P48	21,3%	30,5%	10,4%	5,2%	2,3%	8,2%	5,7%	16,4%
Abril	PDBF	22,7%	31,4%	5,5%	4,1%	1,8%	8,1%	7,4%	19,0%
	P48	22,8%	30,1%	9,4%	4,9%	2,2%	7,3%	6,4%	16,9%

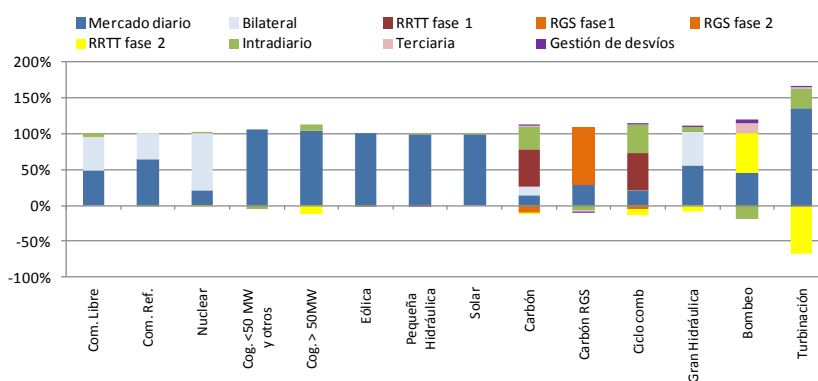
Fuente: CNMC

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

Mes		Nuclear	Carbón	Carbón RGS	Ciclo combinado	Gran Hidráulica	Eólica	Pequeña Hidráulica	Solar	Cog <50MW y otros	Cog >50MW	Bombeo turb.	Importación	Fuel-gas
Marzo	PDBF	24,9%	1,1%	0,4%	1,2%	22,1%	23,8%	3,5%	5,3%	9,8%	1,3%	1,9%	4,8%	0,0%
	P48	23,7%	4,2%	0,7%	5,4%	20,4%	21,8%	3,4%	4,9%	8,8%	1,1%	1,2%	4,2%	0,0%
Abril	PDBF	26,9%	1,4%	0,1%	1,3%	23,0%	21,0%	4,0%	6,4%	10,2%	1,6%	2,0%	2,1%	0,0%
	P48	25,0%	4,5%	1,2%	5,7%	21,0%	19,3%	3,7%	6,1%	8,8%	1,4%	1,5%	1,6%	0,0%

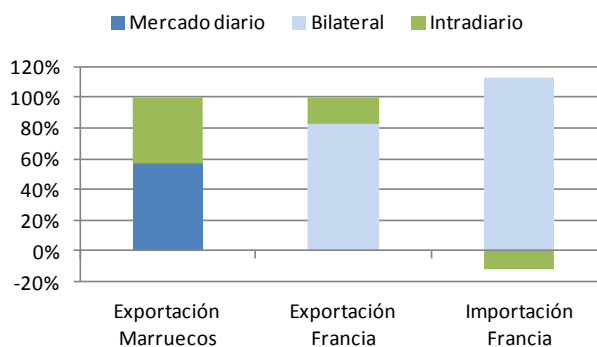
Fuente: CNMC

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



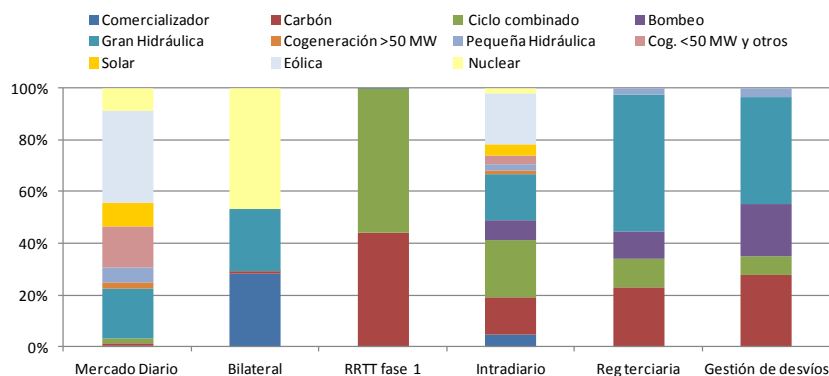
Fuente: CNMC

Gráfico 108 - Peso de cada uno de los segmentos en las interconexiones. Marzo y Abril 2014.



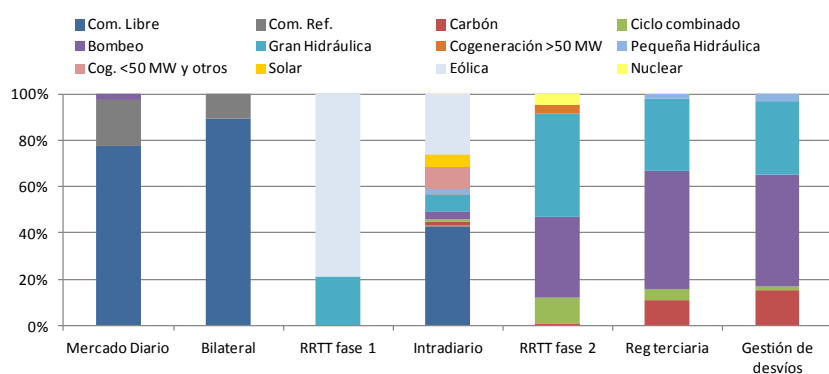
Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

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

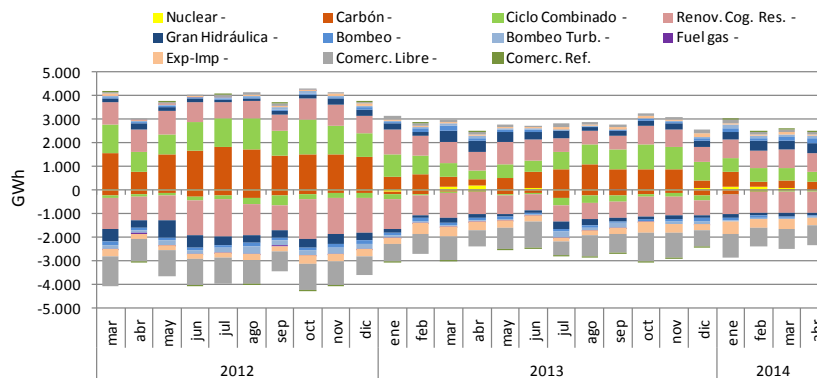


Fuente: CNMC

3.2.7 Mercado Intradiario

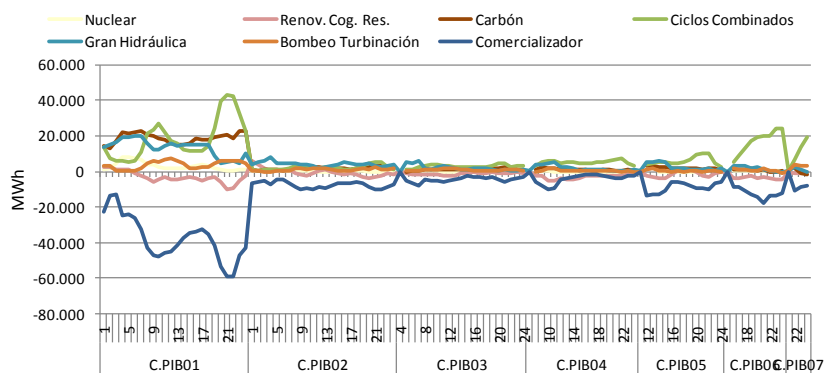
3.2.7.1 Energías

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



Fuente: CNMC

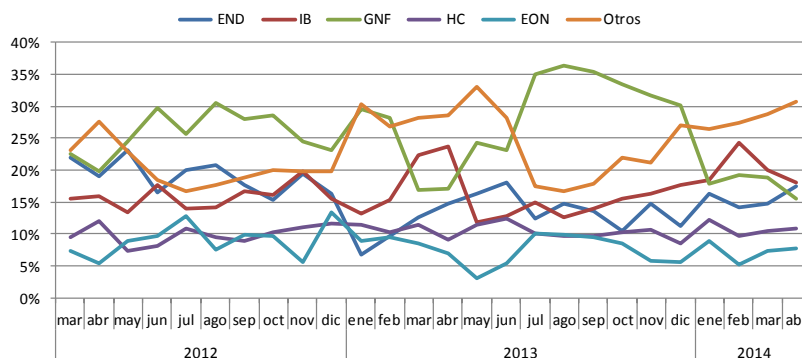
Gráfico 112 - Valores medios horarios del programa neto de cada tecnología en cada una de las sesiones del mercado intradiario. Marzo y Abril 2014.



Fuente: CNMC

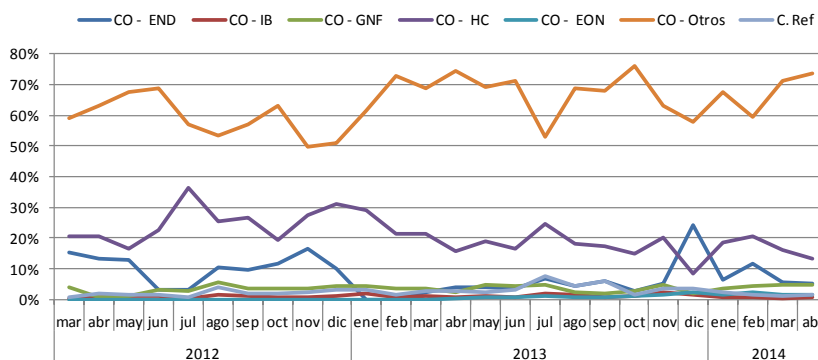
3.2.7.2 Concentración empresarial

Gráfico 113 - Cuotas de ventas en intradiario.



Fuente: CNMC

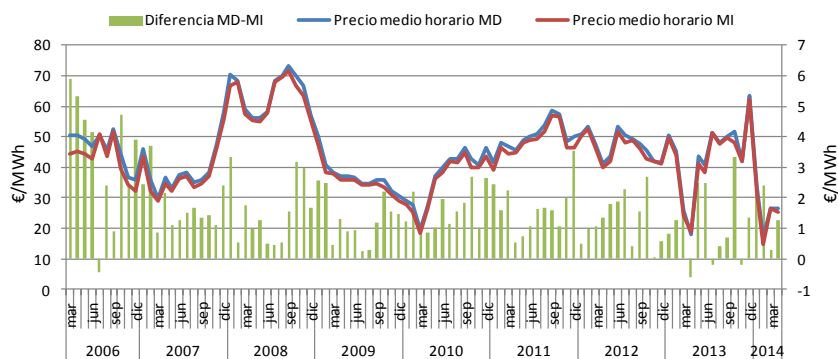
Gráfico 114 - Cuotas de compras en intradiario.



Fuente: CNMC

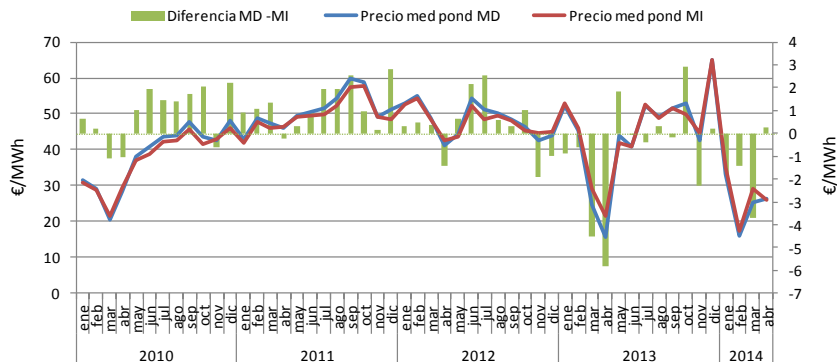
3.2.7.3 Análisis de Precios

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



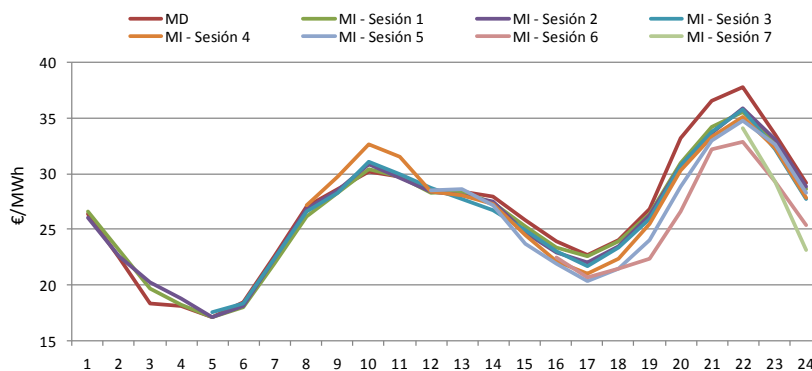
Fuente: CNMC

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



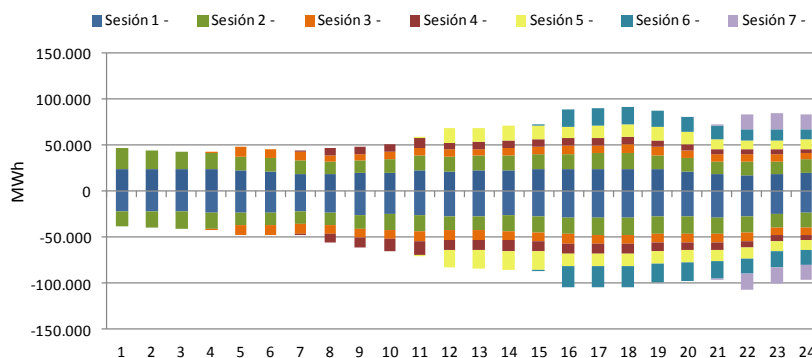
Fuente: CNMC

Gráfico 117 - Precios medios del mercado intradiario para cada sesión. Marzo y Abril 2014.



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

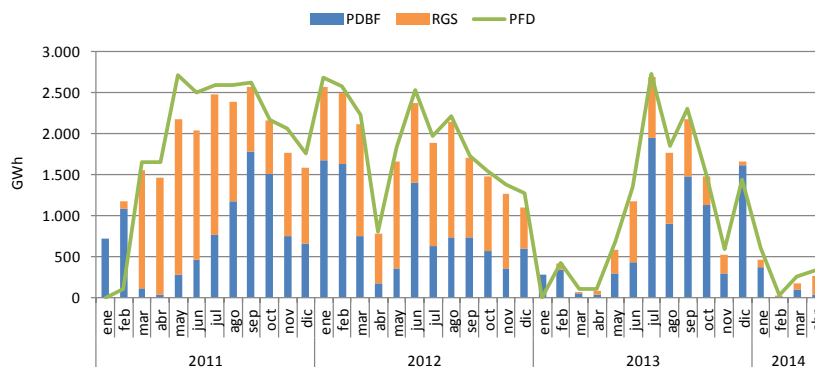
Gráfico 118 - Energía horaria negociada por las unidades de generación a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos en cada una de las sesiones del mercado intradiario. Marzo y Abril 2014.



Fuente: CNMC

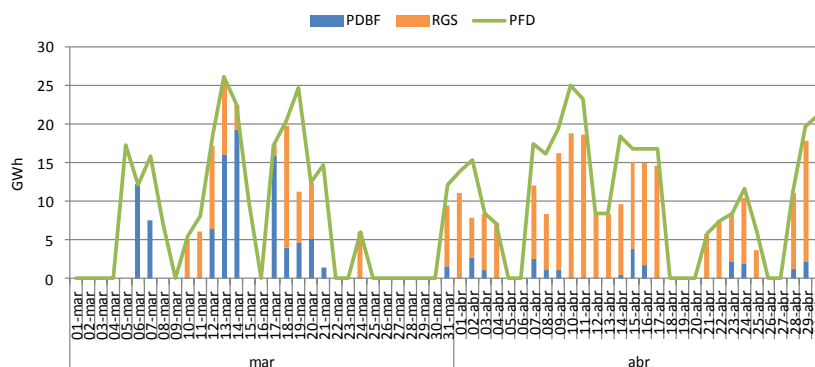
3.2.8 Solución de Restricciones por Garantía de Suministro

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



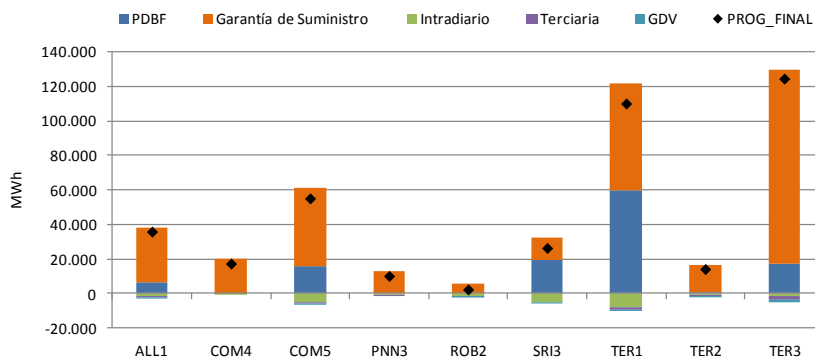
Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

Gráfico 121 - Participación de las centrales adscritas al RD 134/2010 en los distintos segmentos del mercado. Marzo y Abril 2014.



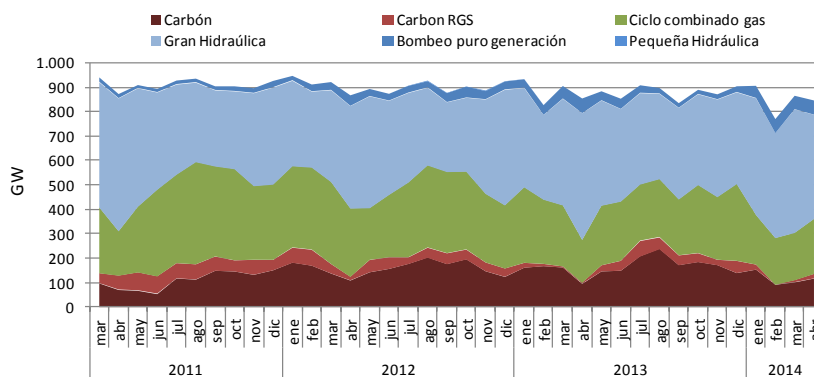
Fuente: CNMC

3.2.9 Mercados de Servicios de Ajuste

3.2.9.1 Banda de Regulación Secundaria

3.2.9.1.1 Tecnologías

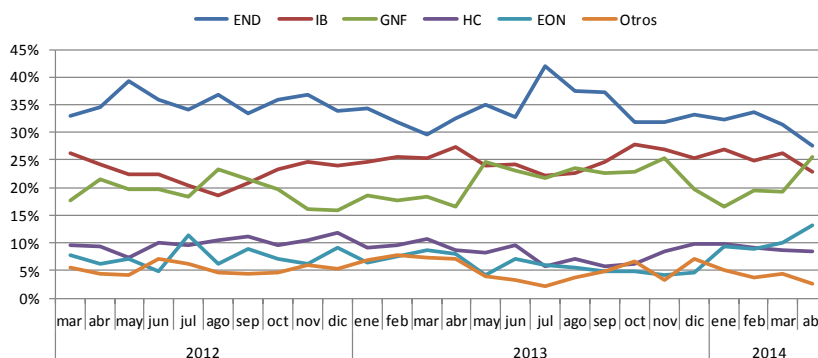
Gráfico 122 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: CNMC

3.2.9.1.2 Concentración Empresarial

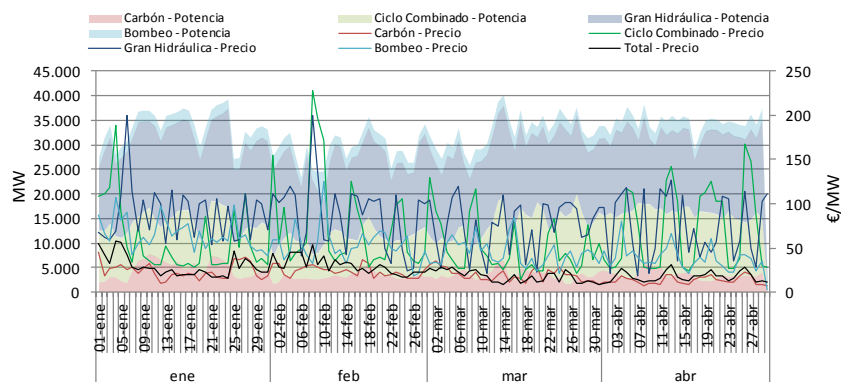
Gráfico 123 - Asignación de banda por grupo empresarial.



Fuente: CNMC

3.2.9.1.3 Análisis de precios

Gráfico 124 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria (últimos 4 meses).

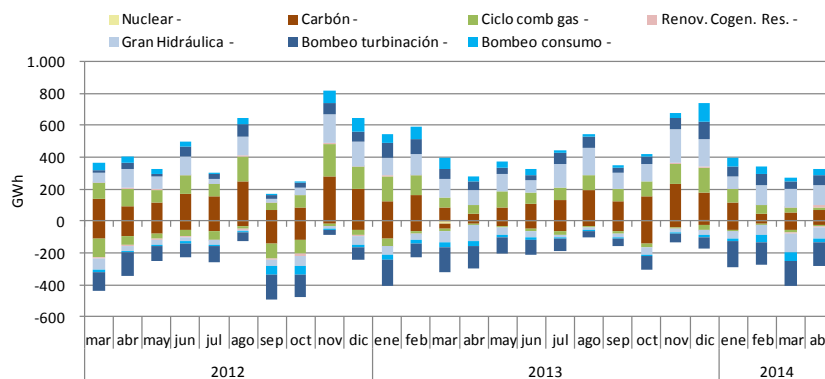


Fuente: CNMC

3.2.9.2 Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

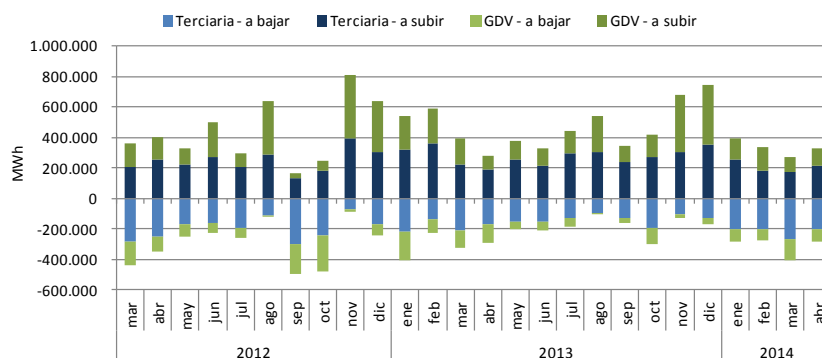
3.2.9.2.1 Energías

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



Fuente: CNMC

Gráfico 126 - Energía mensual de gestión de desvíos y regulación terciaria.

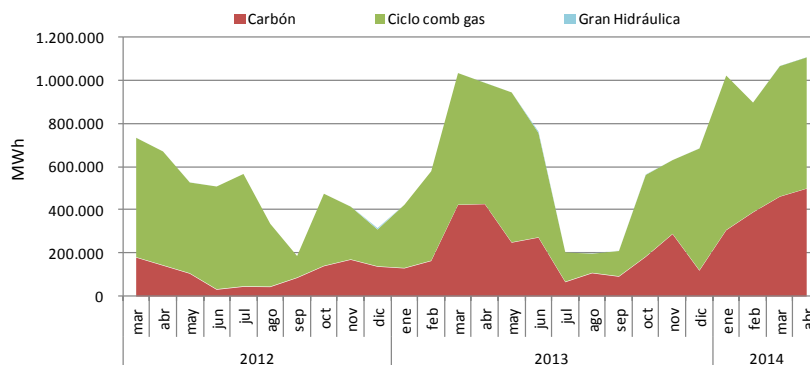


Fuente: CNMC

3.2.9.3 Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1

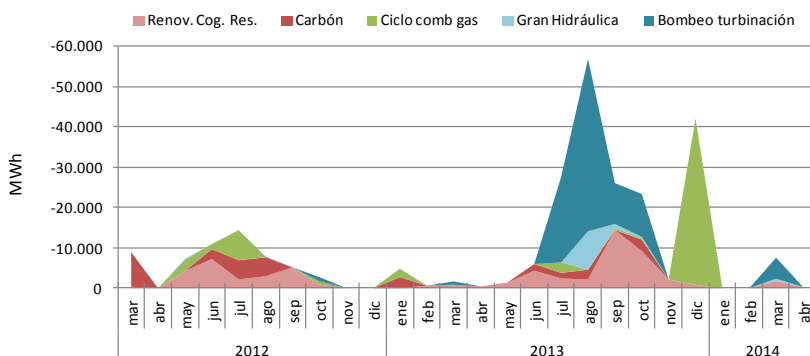
3.2.9.3.1 Energías

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



Fuente: CNMC.

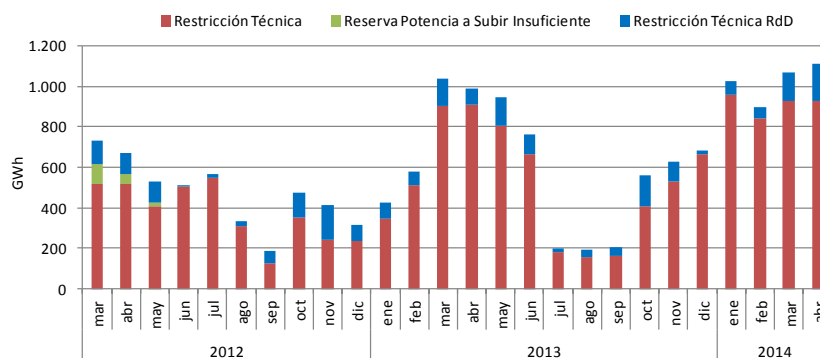
Gráfico 128 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a bajar.



Fuente: CNMC

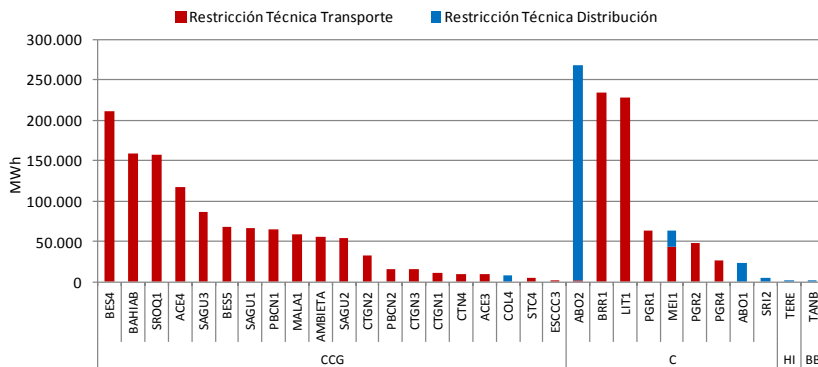
3.2.9.3.2 Motivos de programación

Gráfico 129 - Tipo de redespacho de las restricciones técnicas - Fase 1 a subir.



Fuente: CNMC

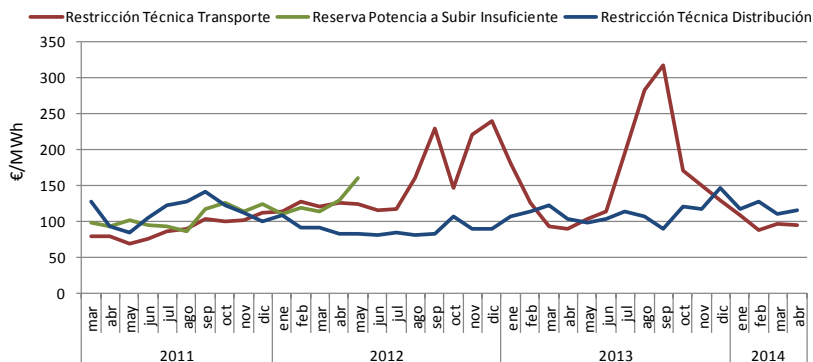
Gráfico 130 - Unidades programadas por restricciones técnicas - Fase 1 a subir. Marzo y Abril 2014.



Fuente: CNMC

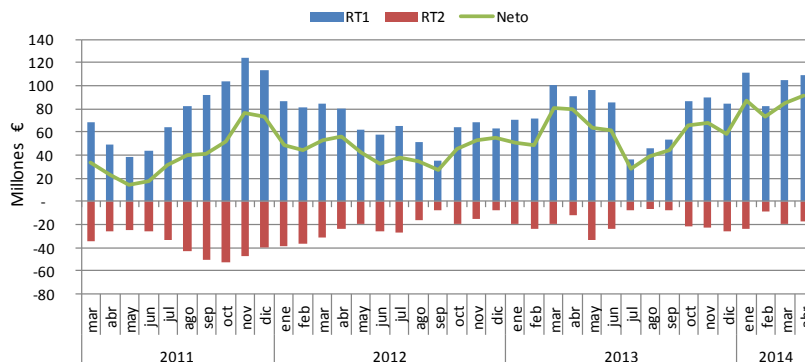
3.2.9.3.3 Análisis de precios

Gráfico 131 - Evolución mensual del precio medio ponderado en restricciones técnicas a subir en la red de transporte, distribución y por insuficiente reserva a subir.



Fuente: CNMC

Gráfico 132 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2).

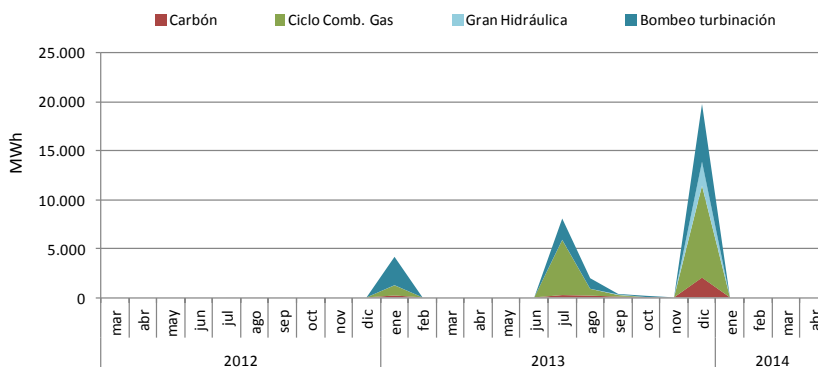


Fuente: CNMC

3.2.9.4 Restricciones técnicas al PDBF: fase 2

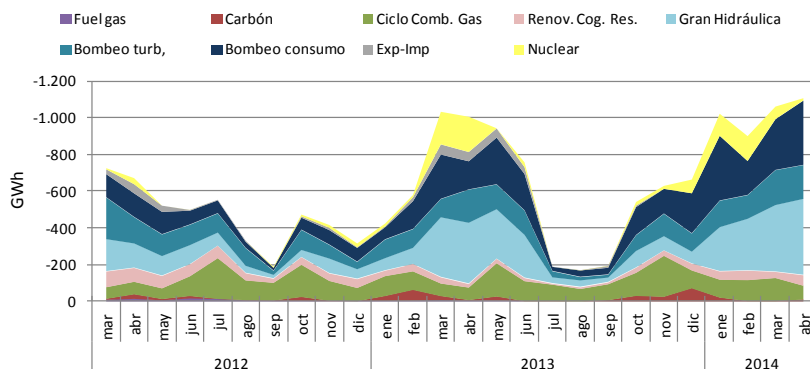
3.2.9.4.1 Energías

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



Fuente: CNMC

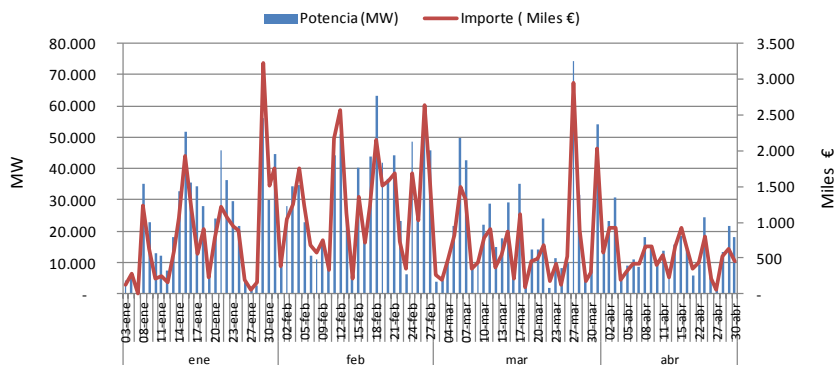
Gráfico 134 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a bajar.



Fuente: CNMC

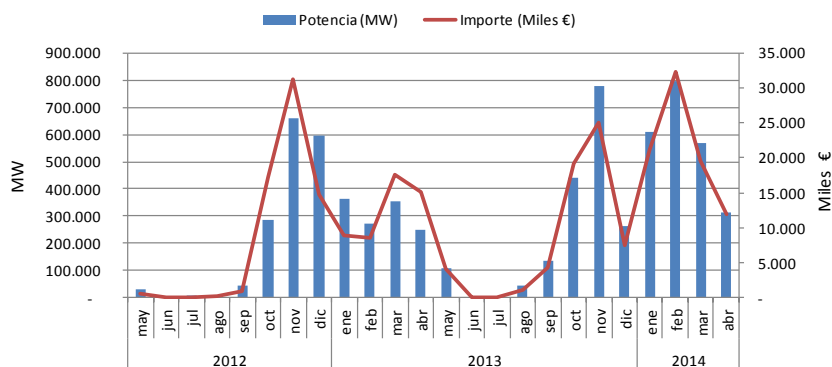
3.2.9.5 Reserva de potencia adicional a subir

Gráfico 135 – Evolución diaria de potencia y coste de reserva de potencia adicional a subir (últimos 4 meses).



Fuente: REE

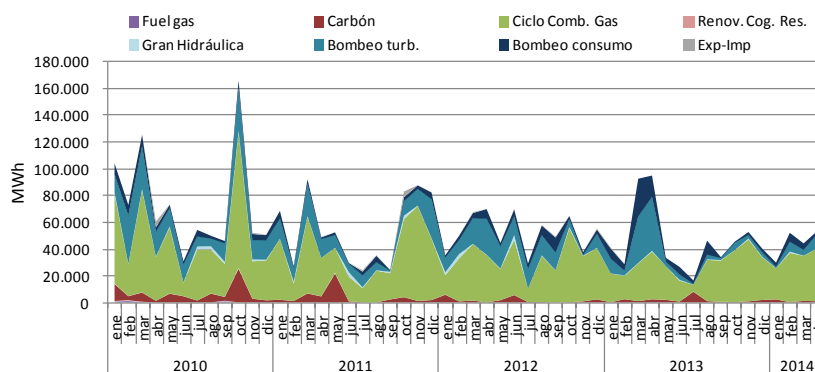
Gráfico 136 – Evolución mensual de la potencia y del coste de asignación de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: REE

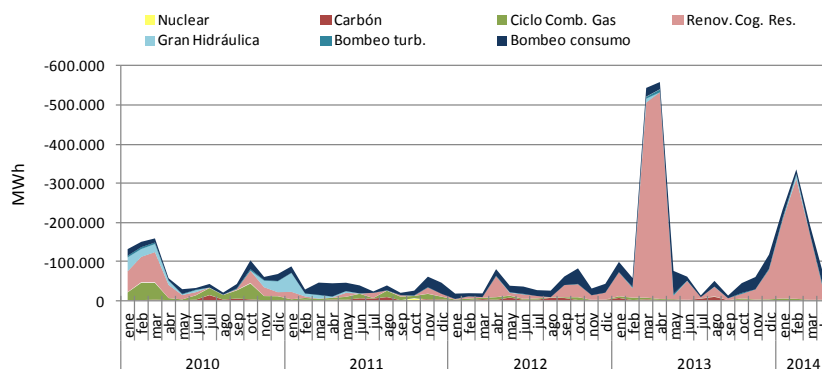
3.2.9.6 Restricciones en Tiempo Real

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



Fuente: CNMC

Gráfico 138 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a bajar.



Fuente: 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	PUESTES 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

