



INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

Noviembre y Diciembre 2013

24 de abril de 2014

1	RESUMEN EJECUTIVO	5
2	ANEXO I - INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD	7
2.1	DEMANDA	7
2.2	OFERTA.....	8
2.3	MERCADO.....	13
2.3.1	Componentes del precio final del mercado de producción	13
2.3.2	Programa Diario Base de Funcionamiento.....	14
2.3.3	Análisis de ofertas	18
2.3.4	Análisis de costes.....	22
2.3.5	El MIBEL y otros mercados europeos	23
2.3.6	Restricciones por Garantía de Suministro	30
2.3.7	Mercado Intradía	31
2.3.8	Servicios de ajuste del sistema	32
2.4	BALANCE EMPRESARIAL	44
3	ANEXO II - GRÁFICAS.....	46
3.1	ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	46
3.1.1	Demanda.....	46
3.1.2	Oferta	47
3.2	ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS.....	49
3.2.1	Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados.....	49
3.2.1.1	Distribución de la producción	49
3.2.1.2	Distribución de la demanda.....	52

3.2.2	Balance empresarial.....	52
3.2.3	Precio Horario Final de la Demanda Nacional.....	54
3.2.4	Sobrecoste por segmento de generación.....	55
3.2.5	Mercado Diario y Contratación Bilateral	55
3.2.5.1	Energías.....	55
3.2.5.2	Concentración empresarial	59
3.2.5.3	Análisis de precios	60
3.2.5.4	Ofertas al mercado diario	64
3.2.5.5	Acoplamiento del MIBEL	66
3.2.6	Desvío de demanda en el mercado.....	68
3.2.7	Mercado Intradiario	70
3.2.7.1	Energías.....	70
3.2.7.2	Concentración empresarial	71
3.2.7.3	Análisis de Precios.....	71
3.2.8	Solución de Restricciones por Garantía de Suministro	73
3.2.9	Mercados de Servicios de Ajuste	74
3.2.9.1	Banda de Regulación Secundaria.....	74
3.2.9.2	Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria	75
3.2.9.3	Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1.....	76
3.2.9.4	Restricciones técnicas al PDBF: fase 2	77
3.2.9.5	Reserva de potencia adicional a subir	78
3.2.9.6	Restricciones en Tiempo Real	79
4	ANEXO III – LISTADO DE CENTRALES DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO Y SUS CÓDIGOS.....	80

HECHOS RELEVANTES

- **Incremento mensual de demanda:** Tras noviembre y diciembre, ya son tres los meses consecutivos en los que la demanda mensual en barras de central resultó superior a la registrada el año anterior.
- **Precios elevados del Mercado Diario:** El precio medio del mercado diario en los meses de noviembre y diciembre se situó en 41,81 €/MWh y 63,64 €/MWh respectivamente. Durante el mes de diciembre se registraron precios horarios del mercado diario superiores a los 100 €/MWh, con un máximo de 112 €/MWh. De esta forma, se alcanzaron precios medios diarios en el entorno de los 90 €/MWh, con un máximo de 93,11 €/MWh obtenido el día 8 de diciembre.
- **Reducción de la programación nuclear:** los últimos días de diciembre se caracterizaron por unos muy bajos precios de mercado diario, favorecidos por una elevada generación eólica, la cual provocó que, debido al gran volumen de energía ofertada a precios cero, no llegara a despacharse en PDBF la totalidad de la energía nuclear ofertada, teniendo en cuenta que el algoritmo de casación realiza un prorrateo proporcional a la energía casada a dicho precio (considerando además si la oferta es compleja e incorpora o no la condición de indivisibilidad). Adicionalmente, debido a la insuficiente oferta de energía para el proceso de reequilibrio de generación y demanda, también se registraron reducciones de programación a dichas centrales en la fase 2 de restricciones técnicas. Estos hechos obligaron a una mayor participación de las centrales nucleares en segmentos posteriores al mercado diario, principalmente mercados intradiarios y restricciones en tiempo real, con el objetivo de conseguir una programación final a plena carga.

1 RESUMEN EJECUTIVO

La demanda interanual de electricidad en barras de central presentó cierta estabilidad durante los últimos meses del año 2013, apreciándose una caída de la variación interanual menos pronunciada que en meses anteriores. La variación interanual de la demanda corregida presenta un comportamiento similar aunque menos acusado, situándose así ambas en el entorno del -2%.

La variación interanual del PIB continuó su evolución positiva experimentada desde principios de año, situándose dicho valor en el cuarto trimestre de 2013 en -0,2%.

Ambos hechos confirmarían la evolución pareja, con cierto retardo, entre variaciones de demanda y PIB en los últimos trimestres.

La generación eólica se situó en niveles muy elevados, principalmente en el mes de noviembre, cuando alcanzó los 6,4 TWh, resultando algo inferior en el mes de diciembre, situándose en 4,8 TWh. La cifra alcanzada en el mes de noviembre (6.464 GWh) supuso un nuevo máximo histórico de energía mensual eólica en el sistema eléctrico peninsular, representando un incremento del 2,7% respecto al máximo anterior (6.291 GWh) registrado en enero de 2013. Estos datos supusieron también un nuevo récord de cobertura de la demanda mensual con generación eólica, llegando a cubrir el 31% de la misma, lo que representa un incremento de tres puntos respecto al máximo anterior (28%) registrado en enero de 2013.

Atendiendo a la cuota de generación en P48, la tecnología eólica se situó a la cabeza durante ambos meses de estudio, con unas cuotas respectivas del 29% y 20,5% en noviembre y diciembre respectivamente, desbancando así a la tecnología nuclear, cuyas cuotas mensuales fueron del 18,4% y 17,0%.

La caída del hueco térmico en el mes de noviembre, originada por el aumento de la generación eólica e hidráulica, estuvo encabezada por un fuerte descenso de la cuota de generación de la tecnología del carbón, reduciéndose la cuota de las plantas de carbón no RGS al 9,0%, mientras que las de carbón RGS lo hizo hasta el 2,1%.

El precio medio del mercado diario en los meses de noviembre y diciembre se situó en 41,81 €/MWh y 63,64 €/MWh respectivamente, siendo este último el valor medio mensual más elevado desde noviembre de 2008, alza favorecida por la aparición de precios elevados en días de baja eolicidad coincidentes con elevada indisponibilidad nuclear. El hueco térmico se redujo fuertemente en el mes de noviembre, situándose en el 11,5%, ascendiendo hasta el 28,4% en diciembre.

El acoplamiento medio del MIBEL alcanzó el 94% y 88% en noviembre y diciembre respectivamente, apareciendo un mayor número de horas de precio inferior en zona española en el mes de noviembre (4%), mientras que en el mes de diciembre la situación se invirtió, apareciendo un mayor número de horas de precio inferior en zona portuguesa (8%). El saldo neto resultó exportador en ambos meses por valores de 170 GWh y 318 GWh en noviembre y diciembre respectivamente.

El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de noviembre y diciembre fue de 49,11 €/MWh y 49,71 €/MWh respectivamente, lo que supuso una diferencia con el mercado español de 7,30 €/MWh y -13,93 €/MWh. El saldo neto mensual resultó exportador en noviembre por valor de 276 GWh, siendo importador en diciembre, cuando se situó en 366 GWh.

El saldo neto de los intercambios internacionales en los meses de noviembre y diciembre continuó resultando exportador, con valores de 889 GWh y 432 GWh respectivamente.

Respecto al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, el volumen producido en el año 2013 ascendió a 11,51 TWh, lo que supuso el 57% del total establecido para todo el año (20,054 TWh).

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 41,99 €/MWh para el mes de noviembre y de 62,29 €/MWh para diciembre, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 41,81 €/MWh y 63,64 €/MWh respectivamente. Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 12,6% y 9,5% en noviembre y diciembre respectivamente de la energía negociada en PDBF (16,6% y 13,6% en 2012), mientras que el incremento neto de generación fue del 5,8% y 3,3% respectivamente (5,5% y 4,2% en 2012).

El precio medio final correspondiente al mes de diciembre se situó en 80,3 €/MWh, debido principalmente al fuerte alza de la componente del precio del mercado diario en dicho mes, sumada al alto coste estacional de la componente de los pagos por capacidad, que ascendió a 6,9 €/MWh y la componente de procesos del OS (2,9 €/MWh), también situada en valores elevados.

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

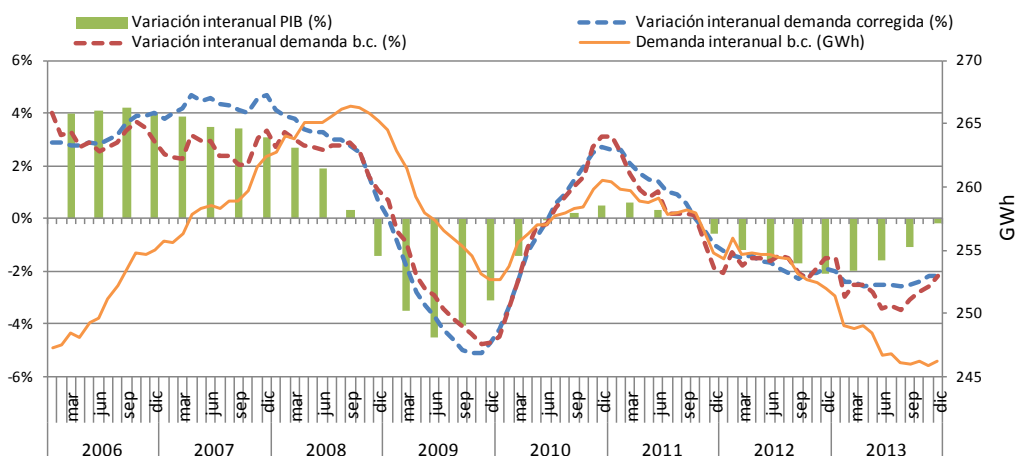
2.1 DEMANDA

La demanda interanual de electricidad en barras de central presentó cierta estabilidad durante los últimos meses del año 2013, apreciándose una caída de la variación interanual menos pronunciada que en meses anteriores. La variación interanual de la demanda corregida experimentó un comportamiento similar aunque menos acusado, situándose así ambas en el entorno del -2%.

La variación interanual del PIB continuó su evolución positiva experimentada desde principios de año, situándose dicho valor en el cuarto trimestre de 2013 en -0,2%.

Ambos hechos confirmarían la evolución pareja, con cierto retardo, entre variaciones de demanda y PIB en los últimos trimestres.

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

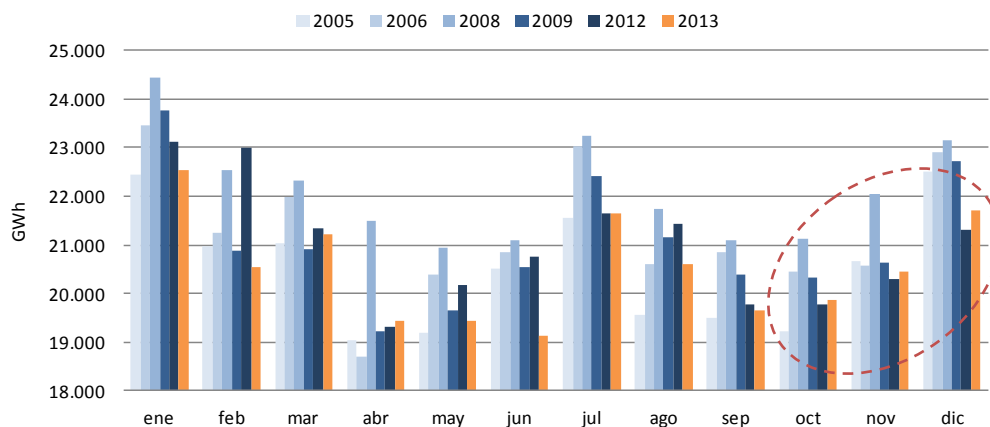


Fuente: REE, INE, SGIME (CNMC)

Según datos de la Agencia Estatal de Meteorología, los meses de noviembre y diciembre resultaron más fríos de lo normal, con medias 0,5° C y 0,8° C por debajo de la normal respectivamente.

La demanda mensual registrada en barras de central durante los meses de estudio experimentó un ascenso respecto al año anterior del 0,9% (0,2% en términos corregidos) y 1,9% (1,7% en términos corregidos) en noviembre y diciembre respectivamente, obteniéndose así, por tercer mes consecutivo, una demanda mensual en barras de central superior a la registrada el año 2012.

Gráfico 2 – Demanda mensual peninsular en barras de central.



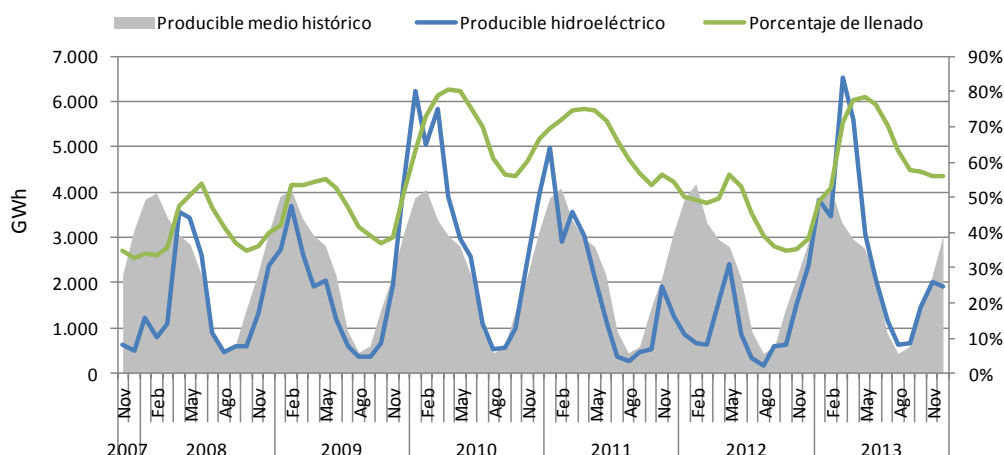
Fuente: REE

2.2 OFERTA

Desde el punto de vista hidrológico, ambos meses resultaron más secos de lo normal, con unas precipitaciones medias inferiores a los valores medios de cada mes, según datos de la Agencia Estatal de Meteorología.

El producible hidroeléctrico durante noviembre y diciembre se situó por debajo de la media histórica de dichos meses, mientras que las reservas hidráulicas se mantuvieron en niveles similares a las de los meses inmediatamente anteriores.

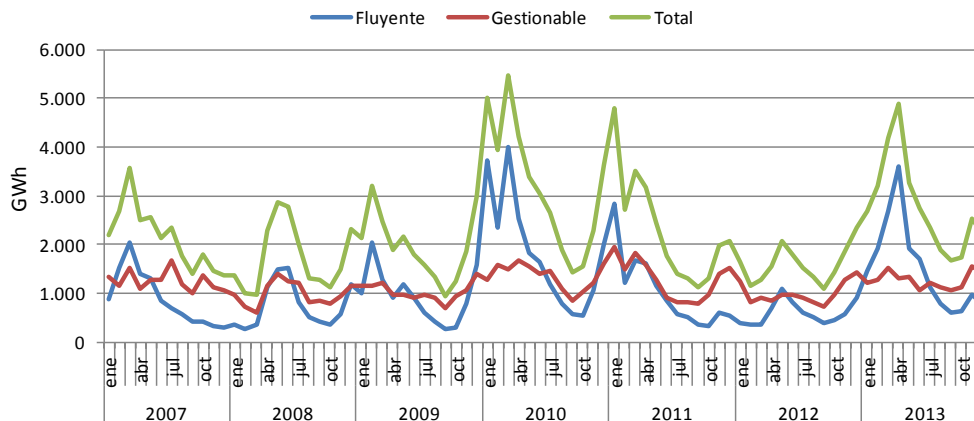
Gráfico 3 - Evolución mensual del producible hidroeléctrico, valor medio histórico y porcentaje de llenado de los embalses con aprovechamiento hidráulico.



Fuente: REE

La generación hidráulica en régimen ordinario experimentó un repunte en ambos meses de estudio, tanto la generación gestionable como la fluyente.

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



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

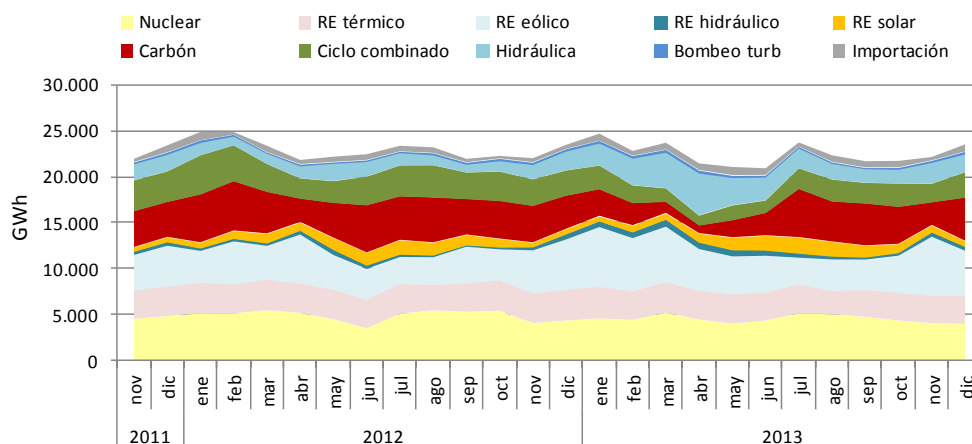
La generación eólica alcanzada en el mes de noviembre (6.464 GWh) supuso un nuevo máximo histórico de energía mensual eólica en el sistema eléctrico peninsular, representando un incremento del 2,7% respecto al máximo anterior (6.291 GWh) registrado en enero de 2013. Conforme a información aportada por Red Eléctrica, estos datos supusieron también un nuevo récord de cobertura de la demanda mensual con generación eólica, llegando a cubrir el 31 % de la misma, lo que representa un incremento de tres puntos respecto al máximo anterior (28%) registrado en enero de 2013. En el mes de diciembre, si bien las primeras tres semanas presentaron una reducida producción eólica, el resto del mes también registró una producción significativa. De esta forma, la tecnología eólica se situó a la cabeza durante ambos meses de estudio, con unas cuotas respectivas del 29% y 20,5% en noviembre y diciembre respectivamente, situándose por detrás de la tecnología nuclear, cuyas cuotas mensuales respectivas fueron del 18,4% y 17,0%.

La producción de origen nuclear continuó descendiendo durante los meses de estudio por causa del incremento de las indisponibilidades. A la indisponibilidad prolongada de Garoña se sumaron las de Almaraz 2, Vandellós 2 y Trillo 1, llegando a estar indisponibles en un mismo día un total de 3.500 MW. En consecuencia, la producción nuclear en ambos meses se encontró en el entorno de los 4 TWh.

La generación térmica (carbones y ciclos combinados) experimentó un fuerte descenso en el mes de noviembre, principalmente la tecnología del carbón, cuya producción en dicho mes se redujo hasta los 2,45 TWh, cayendo la cuota de las plantas de carbón no RGS al 9,0%, mientras que las de carbón RGS lo hizo hasta el 2,1%. Por el contrario, durante las tres primeras semanas del mes de diciembre resultó despachada la práctica totalidad de las centrales de carbón, coincidiendo con el incremento de la demanda y reducción de producción eólica.

La generación de origen solar continuó descendiendo hasta los 0,6 TWh del mes de diciembre, lo que supone un tercio de la cifra máxima anual registrada en el mes de julio.

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



Fuente: SGIME (CNMC)

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

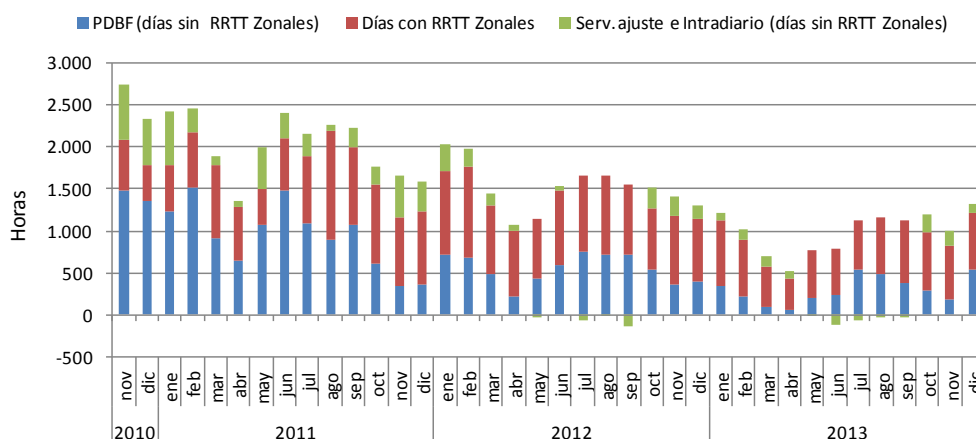
Año	Mes	Nuclear	Carbón	Carbón RGS	Ciclo Comb.	Hidráulica	RE eólico	RE hidráulico	RE solar	RE térmico	Bombeo turb	Importación
2010		21,3%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	15,5%	2,4%	2,6%	12,4%	0,9%	1,3%
2011		20,3%	7,3%	7,6%	18,2%	9,4%	15,3%	1,9%	3,5%	13,5%	0,7%	2,3%
2012	ene	20,8%	10,9%	10,0%	17,0%	5,5%	13,7%	1,3%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

Fuente: SGIME (CNMC)

Las horas equivalentes de funcionamiento anual de las centrales de ciclo combinado para el mes de noviembre se redujeron al entorno de las 1.000 horas, si bien esta cifra aumentó en el mes de diciembre hasta las 1.300 horas, cantidad inferior a los mismos

meses de años anteriores, destacando especialmente el despacho de algunas de estas centrales en el mercado diario (por encima de su mínimo técnico) durante las primeras tres semanas de diciembre, hecho poco habitual durante 2013.

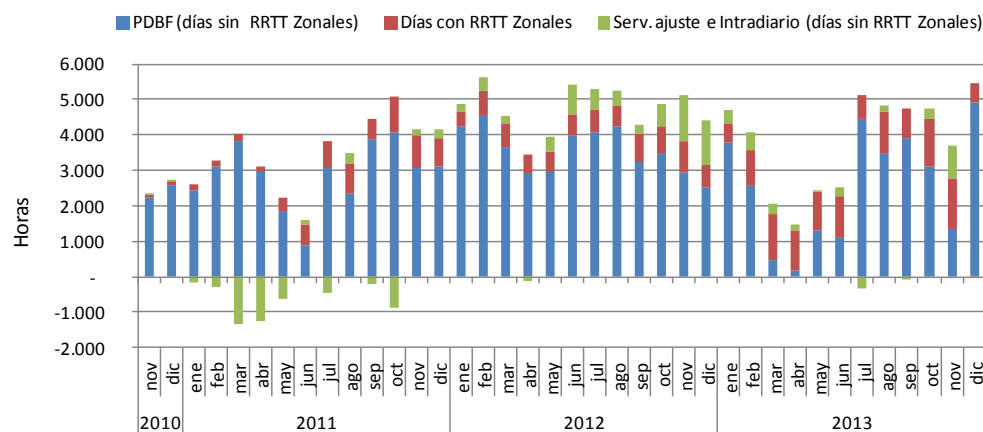
Gráfico 6 - Evolución mensual de las horas equivalentes de funcionamiento anual de ciclos combinados.



Fuente: SGIME (CNMC)

El comportamiento de las centrales de carbón no RGS evolucionó de forma similar, con una caída en el mes de noviembre hasta el entorno de las 3.700 horas, para volver a repuntar en diciembre, cuando se acercaron a las 5.500 horas, con un alto peso de funcionamiento en PDBF.

Gráfico 7 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de centrales de carbón no RGS.



Fuente: SGIME (CNMC)

En el siguiente cuadro se muestra la evolución mensual del reparto del total de la generación en P48 por grupo empresarial. Endesa sufrió un descenso de su cuota de generación, principalmente en el mes de noviembre, motivado por las

indisponibilidades de sus centrales nucleares y de la caída del funcionamiento de sus centrales de carbón. Iberdrola, por el contrario, experimentó un aumento respecto a meses anteriores gracias a una mayor producción de sus centrales nucleares, sus centrales hidráulicas y su régimen especial. Gas Natural Fenosa también acusó las indisponibilidades de sus centrales nucleares, así como el menor funcionamiento de sus centrales de ciclo combinado. Pese al descenso de funcionamiento sufrido por las plantas de carbón de Hidrocantábrico, principalmente en el mes de noviembre, el alza de su régimen especial en ambos meses, y el de sus ciclos combinados en diciembre, dio lugar al mantenimiento de su cuota de generación. Por su parte, E.On experimentó un fuerte descenso de la generación de sus centrales de carbón en el mes de noviembre, reduciendo así su cuota en dicho mes. El alza del régimen especial en el mes de noviembre permitió al aumento de la cuota del resto de generadores no asociados a los cinco grupos principales, acercándose al 38% del total.

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%

Fuente: SGIME (CNMC)

2.3 MERCADO

2.3.1 Componentes del precio final del mercado de producción

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

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

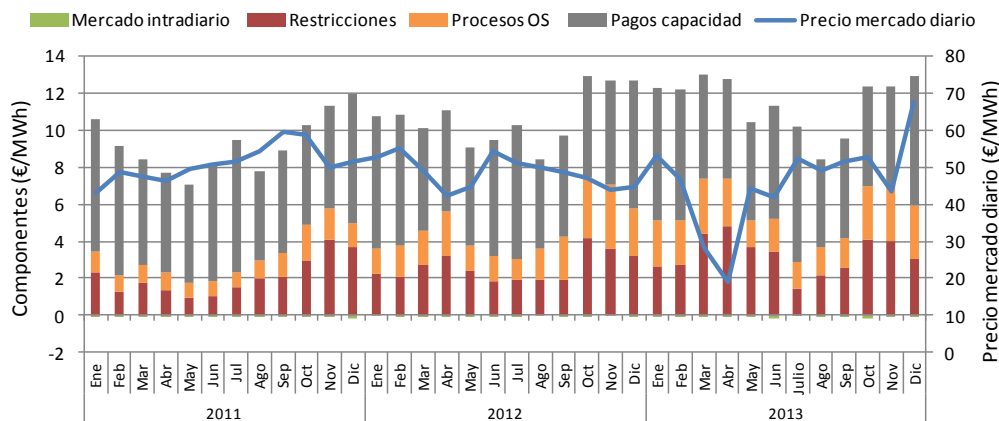
Año	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Total €/MWh
2007	256.414.187	41,1	0,00	1,3	0,9	3,9	47,3
2008	263.404.753	65,9	0,00	1,7	1,0	1,1	69,7
2009	252.617.641	38,1	-0,02	1,8	0,9	1,9	42,6
2010	258.735.248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

Fuente: SGIME (CNMC)

Cabe reseñar el elevado precio medio final correspondiente al mes de diciembre, situado en 80,3 €/MWh, debido principalmente al fuerte alza de la componente del

precio del mercado diario en dicho mes, la cual alcanzó los 67,4 €/MWh, sumada al alto coste estacional de la componente de los pagos por capacidad, que ascendió a 6,9 €/MWh y la componente de procesos del OS (2,9 €/MWh), también situada en valores elevados.

Gráfico 8 – Evolución mensual de los componentes del precio horario final del mercado.



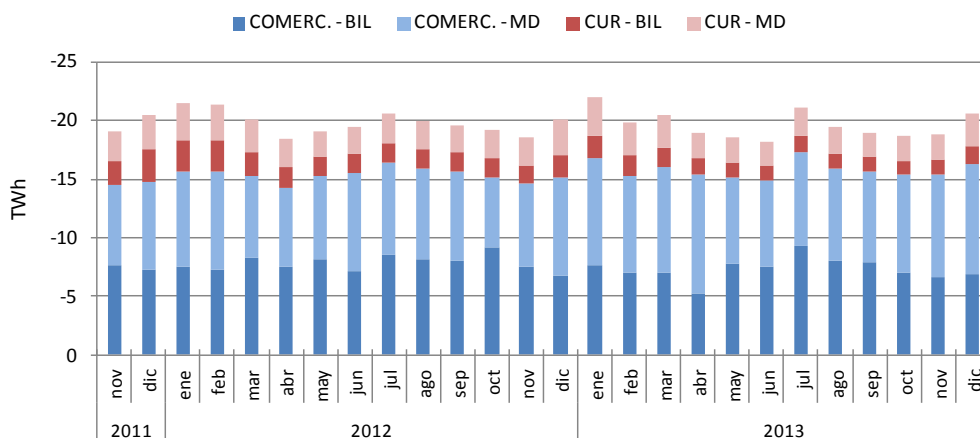
Fuente: SGIME (CNMC)

Los precios horarios punta alcanzados durante el mes de noviembre se mantuvieron en el entorno de los 70 €/MWh (máximo de 72,08 €/MWh), mientras que en el mes de diciembre éstos ascendieron hasta los 110 €/MWh (máximo de 112,00 €/MWh). Durante ambos meses se registraron numerosas horas de precio cero, concretamente 13 horas en noviembre y 37 horas en diciembre.

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 retomó su tendencia descendente estacional, registrando unos porcentajes del 81,4% y 79,3% en noviembre y diciembre respectivamente, frente al 78,8% y 75,3% registrados en los mismos meses del año anterior.

Gráfico 9 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Fuente: SGIME (CNMC)

Atendiendo a la cuota de demanda de los comercializadores libres en el Programa Diario Base de Funcionamiento por grupo empresarial, Iberdrola presentó un ligero incremento de su cuota respecto a los meses anteriores, en contraposición al descenso experimentado por el resto de los grandes grupos principales.

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

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

Fuente: SGIME (CNMC)

Desde el punto de vista de las ventas en PDBF, Iberdrola y E.On presentaron un incremento de sus cuotas respecto a meses previos, éste último impulsado por el fuerte incremento de su régimen especial en ambos meses y de sus plantas de carbón en el mes de diciembre, alcanzando una cuota del 2,7%, la mayor alcanzada desde verano de 2012. Hidrocantábrico también experimentó un repunte de su cuota en el mes de diciembre, gracias a un aumento generalizado del funcionamiento de sus tecnologías de generación (a excepción de la nuclear), alcanzando el 7,5%, por encima de los valores registrados en los últimos años.

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%

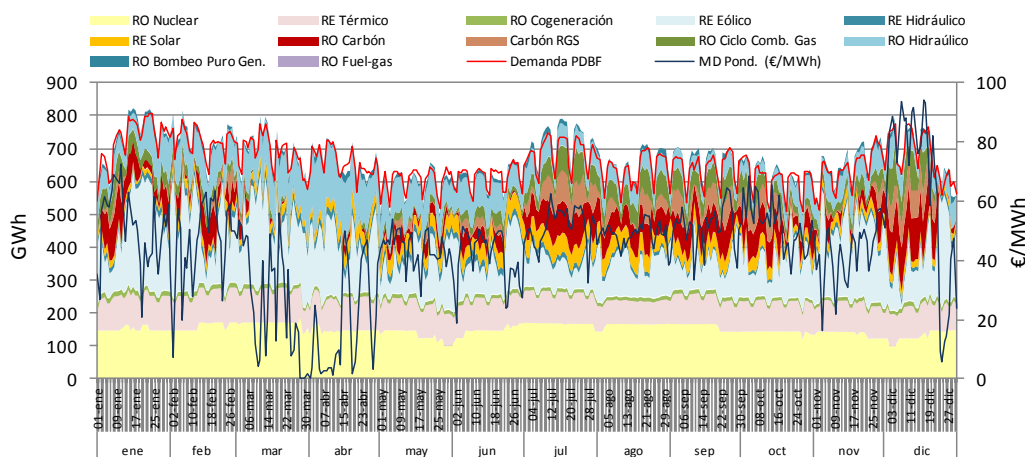
Fuente: SGIME (CNMC)

El precio medio del mercado diario en los meses de noviembre y diciembre se situó en 41,81 €/MWh y 63,64 €/MWh respectivamente, siendo este último el valor medio mensual más elevado desde noviembre de 2008, alza favorecida por la aparición de precios elevados en días de baja eolicidad coincidentes con elevada indisponibilidad nuclear. El hueco térmico se redujo fuertemente en el mes de noviembre, situándose en el 11,5%, ascendiendo hasta el 28,4% en diciembre.

Durante el mes de diciembre se registraron precios horarios del mercado diario superiores a los 100 €/MWh, con un máximo de 112 €/MWh. De esta forma, se alcanzaron precios medios diarios en el entorno de los 90 €/MWh, con un máximo de 93,11 €/MWh obtenido el día 8 de diciembre.

En contraposición, las jornadas de precios elevados fueron seguidas por jornadas de precios muy bajos, favorecidos por una elevada generación eólica, la cual provocó que, debido al gran volumen de energía ofertada a precios cero, no llegara a despacharse en PDBF la totalidad de la energía nuclear ofertada, teniendo en cuenta que el algoritmo de casación realiza un prorrateo proporcional a la energía casada a dicho precio (considerando además si la oferta es compleja e incorpora o no la condición de indivisibilidad). Adicionalmente, debido a la insuficiente oferta de energía para el proceso de reequilibrio de generación y demanda, también se registraron reducciones de programación a dichas centrales en la fase 2 de restricciones técnicas. Estos hechos obligaron a una mayor participación de las centrales nucleares en segmentos posteriores al mercado diario, principalmente mercados intradiarios y restricciones en tiempo real, con el objetivo de conseguir una programación final a plena carga.

Gráfico 10 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española. Enero – Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

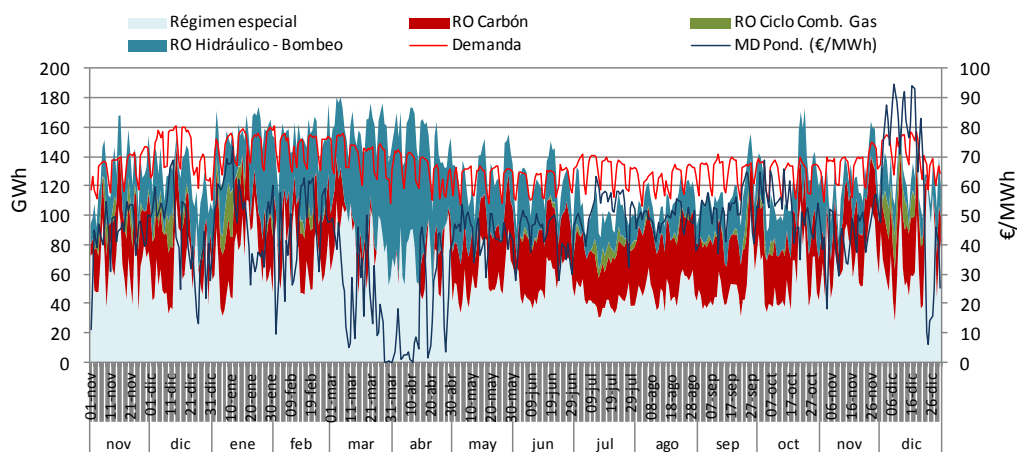
Cuadro 6 – Cuota de generación por tecnología en PDBF.

Año	Mes	RO Nuclear	RO Carbón	Carbón RGS	RO Ciclo Comb. Gas	RE Eólico	RO Hidráulico	RO Bombeo Puro Gen.	RE Solar	RO Cogeneración	RE Hidráulico	RE Térmico	RO Fuel-gas
2013	ene	20,52%	9,42%	1,22%	6,38%	30,14%	10,42%	1,62%	2,03%	1,94%	2,45%	13,81%	0,04%
	feb	21,71%	6,97%	1,61%	3,65%	28,76%	14,09%	1,39%	3,02%	1,80%	3,03%	13,92%	0,05%
	mar	24,39%	1,70%	0,22%	1,44%	30,50%	17,93%	1,18%	3,05%	1,79%	3,47%	14,27%	0,05%
	abr	22,29%	0,73%	0,19%	0,84%	26,06%	23,03%	1,91%	5,06%	1,48%	3,64%	14,73%	0,04%
	may	22,15%	4,89%	1,61%	2,75%	21,98%	16,10%	1,78%	6,52%	1,91%	3,94%	16,31%	0,06%
	jun	23,86%	4,32%	2,35%	4,08%	21,29%	13,87%	1,60%	7,84%	1,77%	3,43%	15,55%	0,06%
	jul	23,14%	11,54%	8,75%	7,80%	12,96%	9,54%	1,62%	7,79%	1,41%	2,32%	13,10%	0,04%
	ago	25,19%	11,19%	4,50%	8,92%	17,46%	8,50%	1,27%	7,87%	1,60%	1,99%	11,50%	0,02%
	sep	24,10%	11,49%	7,47%	8,19%	16,72%	7,28%	1,33%	6,48%	1,76%	1,56%	13,61%	0,00%
	oct	23,14%	10,68%	5,96%	6,61%	21,14%	7,97%	1,29%	4,99%	1,50%	1,73%	14,98%	0,00%
	nov	20,89%	4,94%	1,47%	5,05%	33,23%	10,59%	1,83%	3,82%	1,56%	2,45%	14,19%	0,00%
	dic	18,92%	13,27%	7,63%	7,47%	23,09%	8,11%	1,35%	2,96%	1,71%	2,18%	13,29%	0,00%

Fuente: SGIME (CNMC)

El hueco térmico del PDBF portugués se redujo en el mes de noviembre hasta el 24% (33,6% y 28,2% en septiembre y octubre respectivamente), mientras que en el mes de diciembre recuperó valores de meses anteriores, situándose en el 32%, permitiendo que el peso de los ciclos combinados se incrementara hasta el 8%, tras rondar el 0% en noviembre.

Gráfico 11 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa. Enero – Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

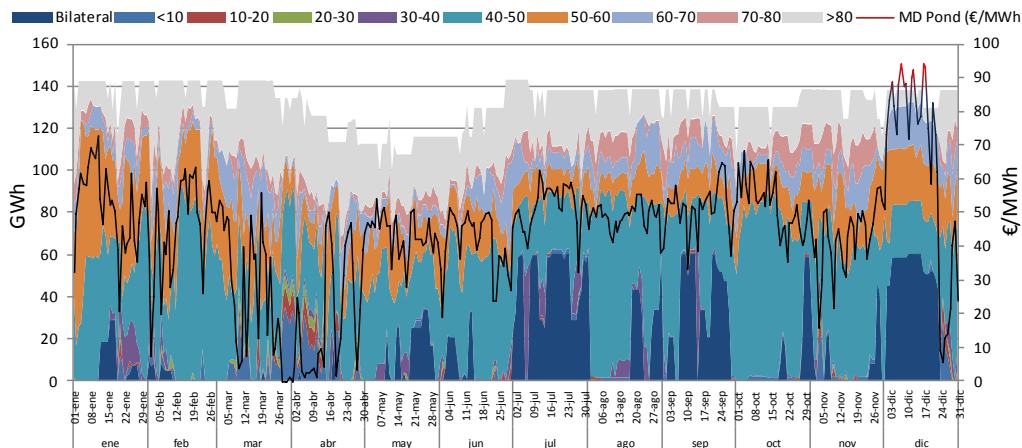
2.3.3 Análisis de ofertas

Zona española

Como se ha explicado con anterioridad, el alza de precios registrado en el mes de diciembre fue propiciado por la coincidencia de una elevada indisponibilidad nuclear y una reducida generación eólica,

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 durante dicho mes, éstas presentaron un abaratamiento de sus ofertas, reduciendo el volumen de energía ofertado por encima de 80 €/MWh y ampliando las bandas de precio de 50-60 €/MWh y 60-70 €/MWh, incrementándose también el volumen de energía bilateralizada en los días de precios más elevados.

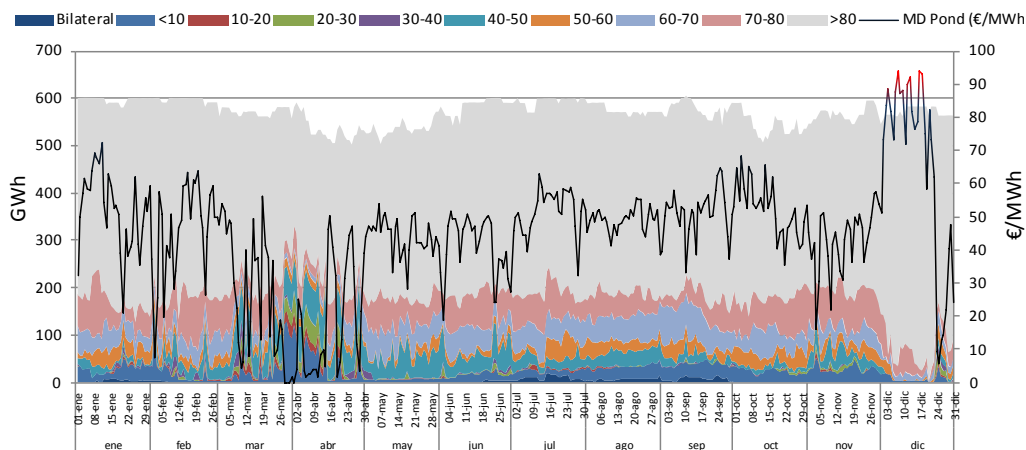
Gráfico 12 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario y energía bilateralizada de las centrales de carbón no RGS.* Enero – Diciembre 2013.



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

Respecto a la actuación de los ciclos combinados durante el mes de diciembre, éstos llevaron a cabo un fuerte encarecimiento de sus ofertas, llegando a ofertar la práctica totalidad de la energía a precios superiores a 80 €/MWh.

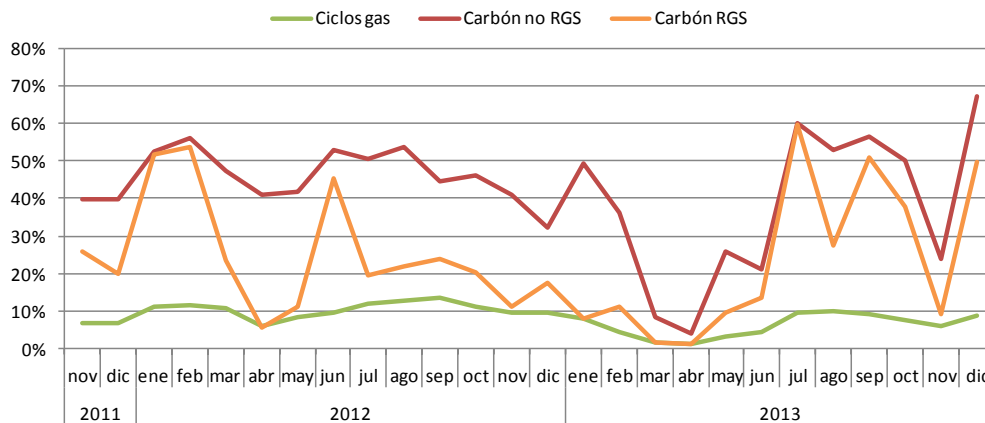
Gráfico 13 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario y energía bilateralizada de las centrales de ciclo combinado. Enero – Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

De este modo, atendiendo al nivel de utilización en PDBF de la potencia disponible de ambas tecnologías durante los meses de estudio, puede apreciarse que, mientras que los carbones (tanto las plantas adscritas al mecanismo RGS como las no adscritas) alcanzaron cuotas de utilización en el entorno de los máximos de los últimos años, los ciclos combinados se mantuvieron en niveles inferiores al 10%.

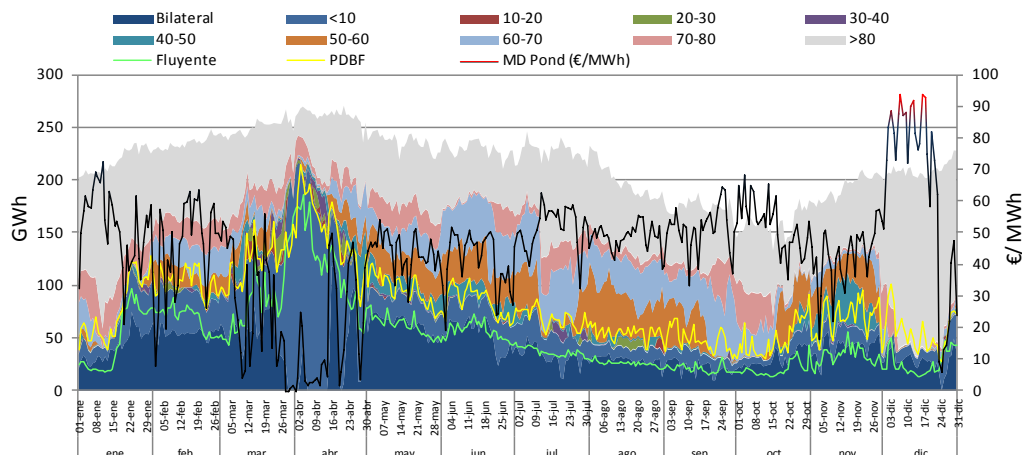
Gráfico 14 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: SGIME (CNMC)

Similar comportamiento presentaron las centrales hidráulicas, cuyas ofertas se encarecieron fuertemente en el mes de diciembre, ofertando la práctica totalidad de la energía por encima de 80 €/MWh, a excepción de la energía de origen fluyente.

Gráfico 15 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado, energía bilateralizada y energía programada en PDBF y fluyente* en P48 de las centrales hidráulicas en régimen ordinario. Enero - Diciembre 2013.



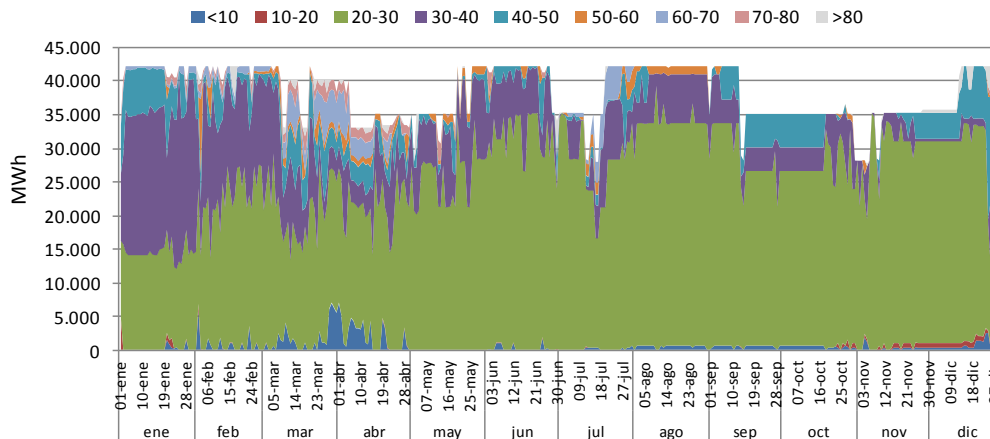
(*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción horaria constante equivalente a la producción mínima horaria de ese día.

Fuente: REE, SGIME (CNMC)

Zona portuguesa

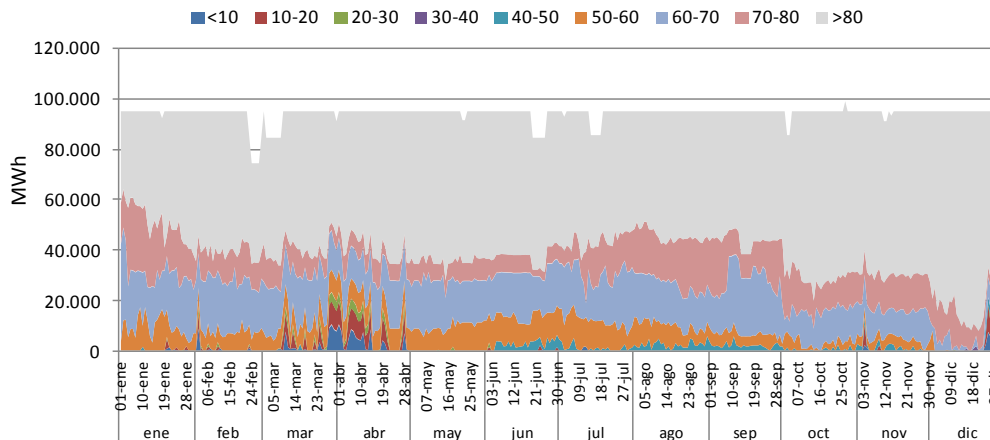
A continuación se muestran las ofertas a mercado diario de las centrales de carbón, ciclo combinado e hidráulicas en zona portuguesa, las cuales presentaron un comportamiento similar a las emplazadas en zona española durante los meses de noviembre y diciembre.

Gráfico 16 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de carbón. Zona portuguesa. Enero – Diciembre 2013.



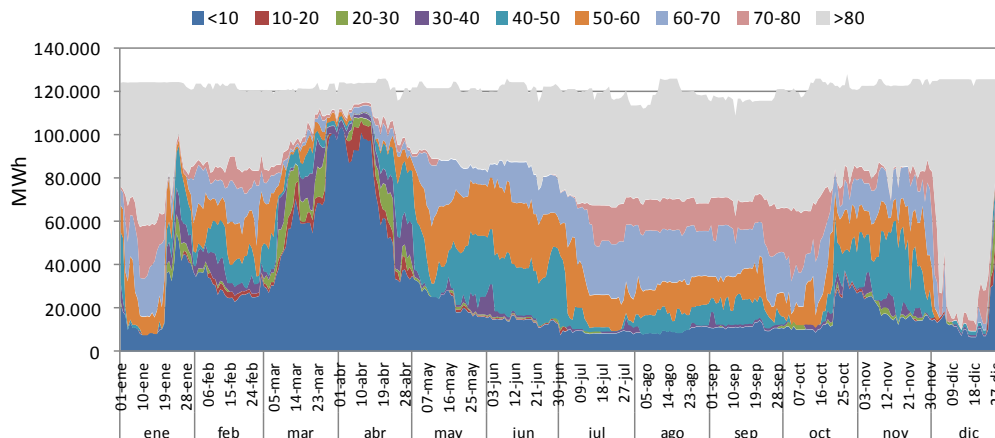
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 17 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de ciclo combinado. Zona portuguesa. Enero – Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 18 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas en régimen ordinario. Zona portuguesa. Enero – Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

2.3.4 Análisis de costes

La referencia de gas natural SWE experimentó un fuerte repunte durante los meses de estudio, alcanzando un valor medio mensual en el mes de diciembre de 40,89 €/MWh. Este repunte coincidió con una disminución de la producción en las plantas de licuación de gas en Argelia (cuyo destino principal son los mercados de Francia, España y Turquía), así como de los aprovisionamientos por gasoducto procedentes de Argelia (conexiones internacionales de Tarifa y Almería, Medgaz). Todo esta situación en el sector del gas sumada a la limitación de las conexiones Norte -> Sur en Francia, provocó la aparición de un importante diferencial entre los precios spot en la zona Centro-Sur de Francia, precios Peg Sud, situados por encima de los 40 €/MWh, y los precios del mercado de la zona Norte de Francia, precios Peg Nord, que se mantuvieron alineados con los Hubs europeos de referencia del norte de Europa (TTF y NGC), en el entorno de los 27,5 €/MWh.

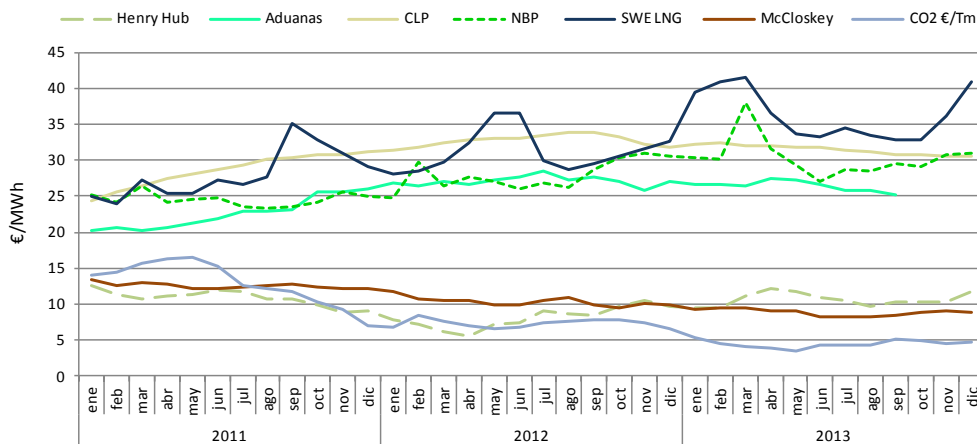
La referencia de gas NBP y la referencia de gas de largo plazo CLP convergieron durante los meses de noviembre y diciembre, situándose en el entorno de los 31 €/MWh.

Por su parte, la referencia de gas Henry Hub de Estados Unidos se mantuvo estable en el mes de noviembre, presentando un ligero repunte en diciembre, cuando alcanzó un valor medio de 11,77 €/MWh, continuando así muy por debajo de las principales referencias europeas.

La referencia de carbón McCloskey se mantuvo estable durante ambos meses, levemente por debajo de los 9 €/MWh.

El precio de los derechos de emisión de CO2 tampoco experimentó variaciones significativas durante los meses de estudio, manteniéndose por debajo de los 5 €/Tm.

Gráfico 19 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.



Fuente:

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

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

Valores de cotización en Henry Hub obtenidos de Ycharts.

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

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

Valores de derechos de emisión de CO2 obtenidos de SendeCO2.

2.3.5 El MIBEL y otros mercados europeos

El precio medio mensual del mercado diario en zona española correspondiente a los meses de noviembre y diciembre fue de 41,81 €/MWh y 63,64 €/MWh respectivamente, mientras que en zona portuguesa fue de 42,10 €/MWh y 62,99 €/MWh, registrándose así un spread medio mensual PT-ES de 0,30 €/MWh y -0,65 €/MWh. En consecuencia, el precio medio mensual volvió a resultar superior en zona española en el mes de diciembre, fundamentalmente en las tres primeras semanas del mes, tras seis meses de precio superior en zona portuguesa.

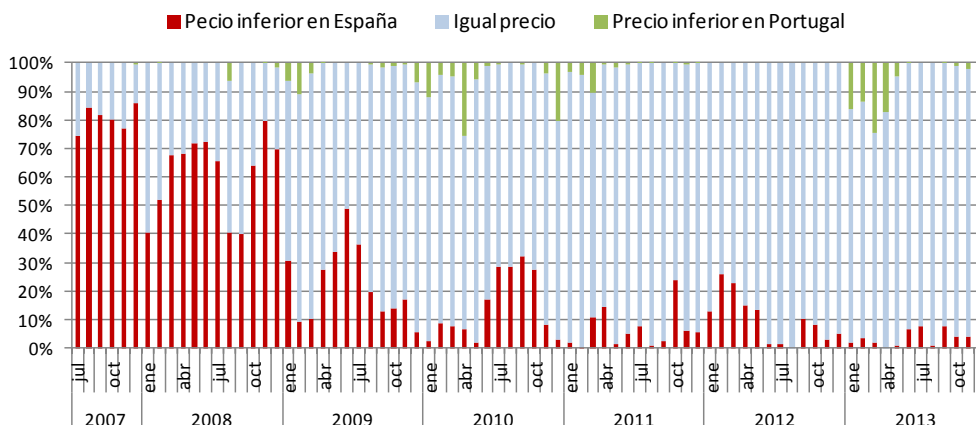
Gráfico 20 –Separación de mercados: evolución horaria del spread de precios entre la zona española y portuguesa.

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

Fuente: SGIME (CNMC)

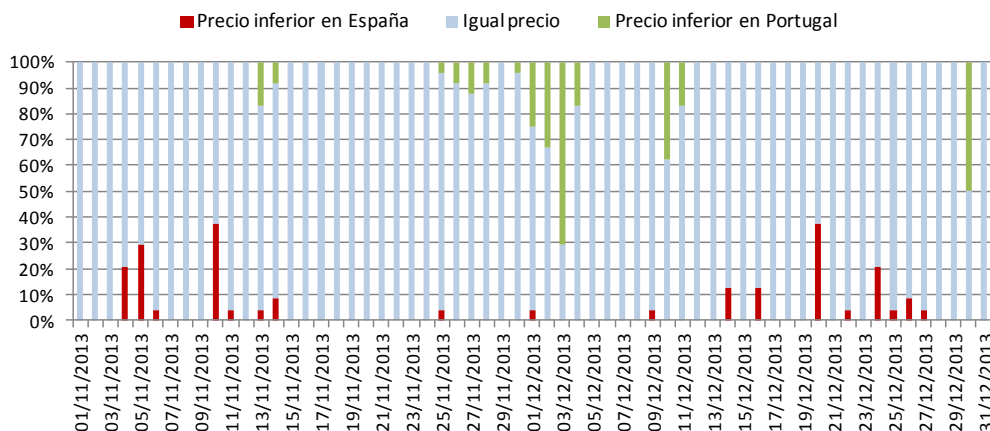
El acoplamiento medio del MIBEL alcanzó el 94% y 88% en noviembre y diciembre respectivamente, apareciendo un mayor número de horas de precio inferior en zona española en el mes de noviembre (4%), mientras que en el mes de diciembre la situación se invirtió, apareciendo un mayor número de horas de precio inferior en zona portuguesa (8%).

Gráfico 21 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 22 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Noviembre y Diciembre 2013.



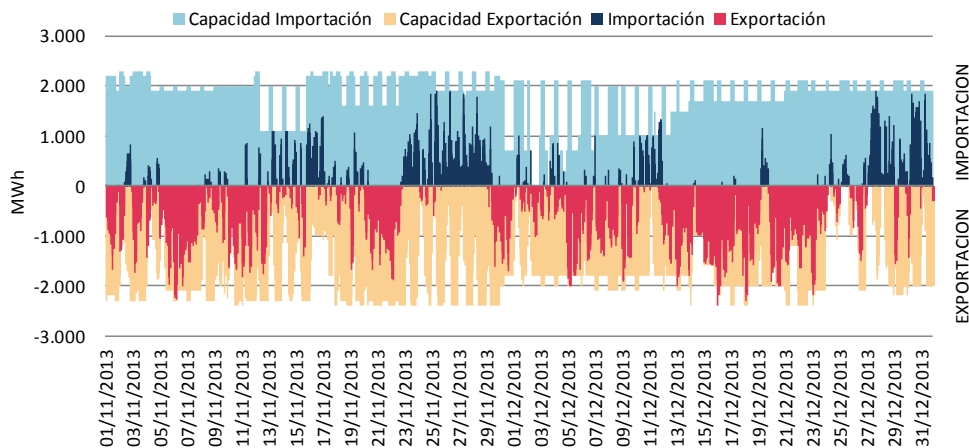
Fuente: SGIME (CNMC)

Durante los meses de noviembre y diciembre el uso de la interconexión con Portugal resultó inferior a los meses inmediatamente anteriores, con unos porcentajes medios de utilización del 39% y 47% respectivamente. El saldo neto resultó exportador en ambos meses por valores de 170 GWh y 318 GWh en noviembre y diciembre.

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 41% y 43% del total de horas de los meses de noviembre y diciembre, representando una reducción total de 264 GW y 245 GW respectivamente.

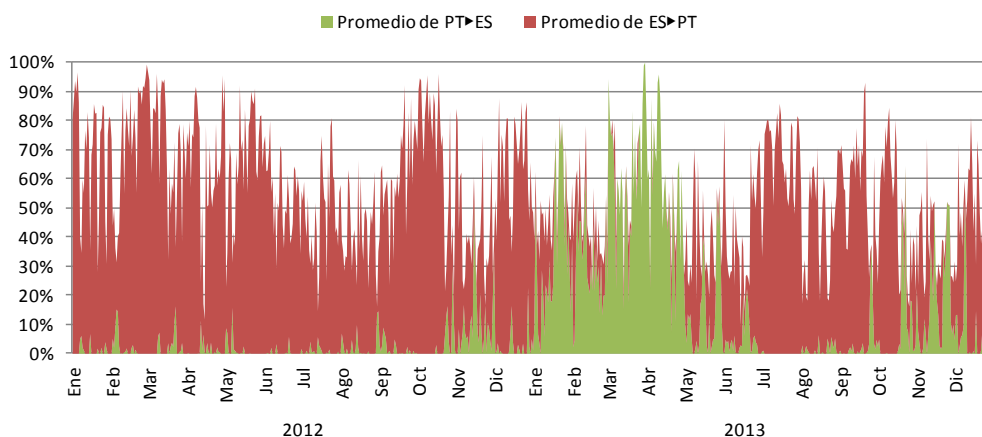
No se llevaron a cabo reducciones de la capacidad de interconexión con Portugal por seguridad del sistema eléctrico español durante el periodo de estudio.

Gráfico 23 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Noviembre y Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 24 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Portugal por sentido de flujo.



Fuente: IESOE

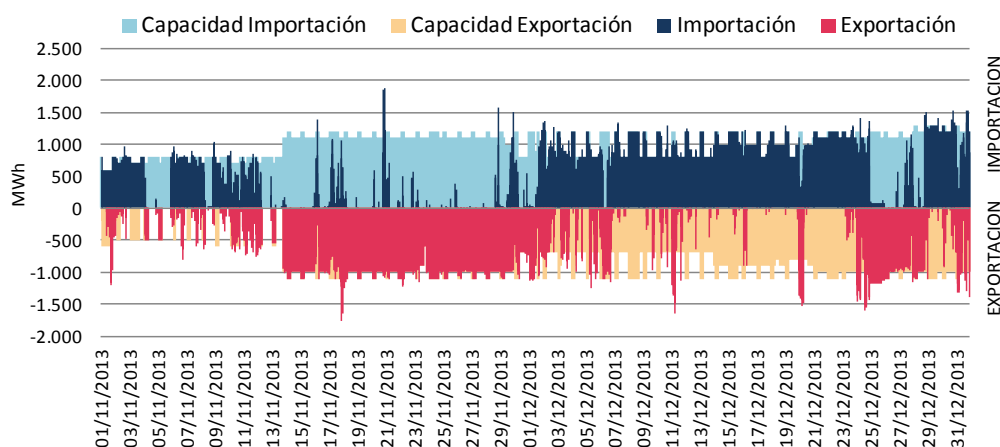
El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de noviembre y diciembre fue de 49,11 €/MWh y 49,71 €/MWh respectivamente, lo que supuso una diferencia con el mercado español de 7,30 €/MWh y -13,93 €/MWh.

Las cuotas de utilización de la interconexión con Francia presentaron valores dispares en noviembre y diciembre, según la diferencia de precios entre ambos mercados. Conforme a esto, las cuotas de utilización en sentido importador fueron del 23% y 67% en noviembre y diciembre respectivamente, mientras que en sentido exportador fueron

del 56% y 19%. Esto se tradujo en un saldo neto mensual exportador en noviembre de 276 GWh, mientras que en diciembre resultó importador por valor de 366 GWh.

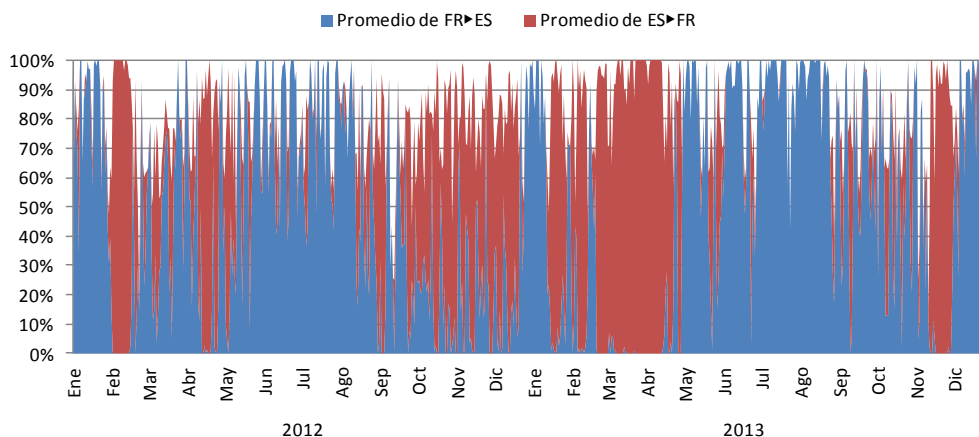
El resultado de las subastas mensuales explícitas en sentido FR→ES fue de 2,04 €/MW y de 2,55 €/MW en noviembre y diciembre, mientras que en sentido ES→FR fue de 4,25 €/MW y 5,52 €/MW respectivamente.

Gráfico 25 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Noviembre y Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

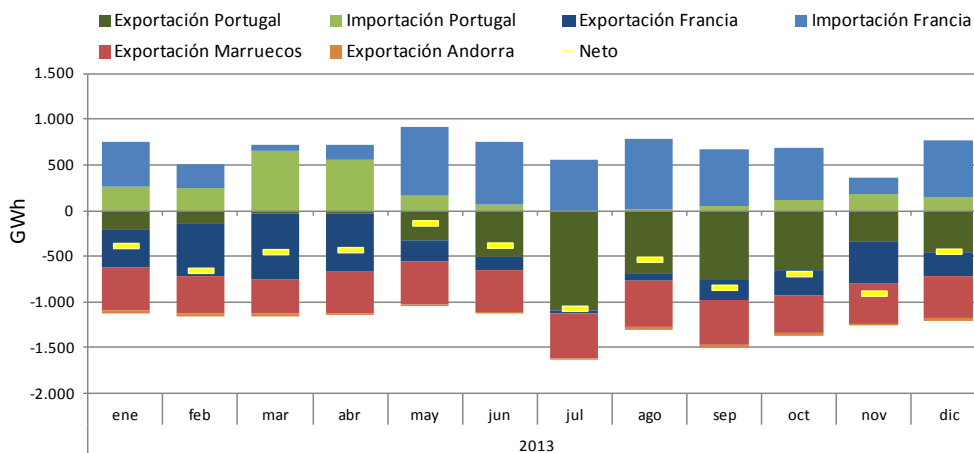
Gráfico 26 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Francia por sentido de flujo.



Fuente: IESOE

En consecuencia, el saldo neto de los intercambios internacionales en los meses de noviembre y diciembre continuó resultando exportador, con valores de 889 GWh y 432 GWh respectivamente.

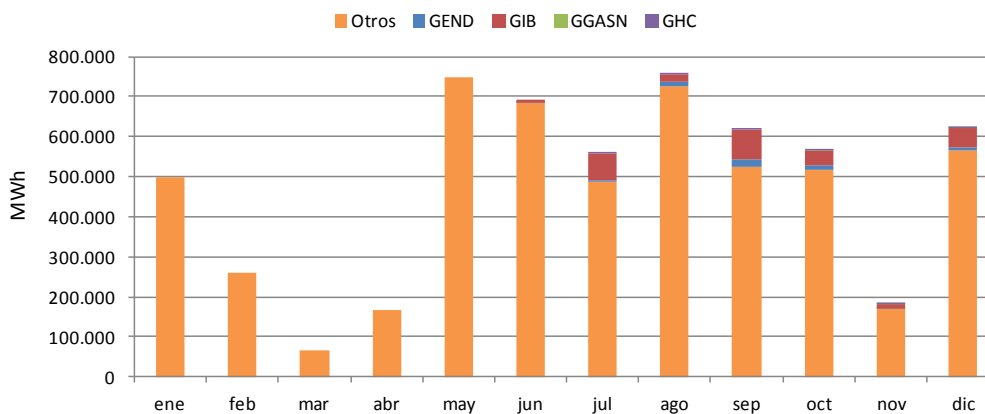
Gráfico 27 - Evolución del saldo mensual de las interconexiones internacionales.



Fuente: SGIME (CNMC)

Atendiendo al volumen de energía importada desde Francia por los operadores dominantes (Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa y EDP/Hidrocantábrico), éste continuó siendo poco representativo en respecto al volumen total importado.

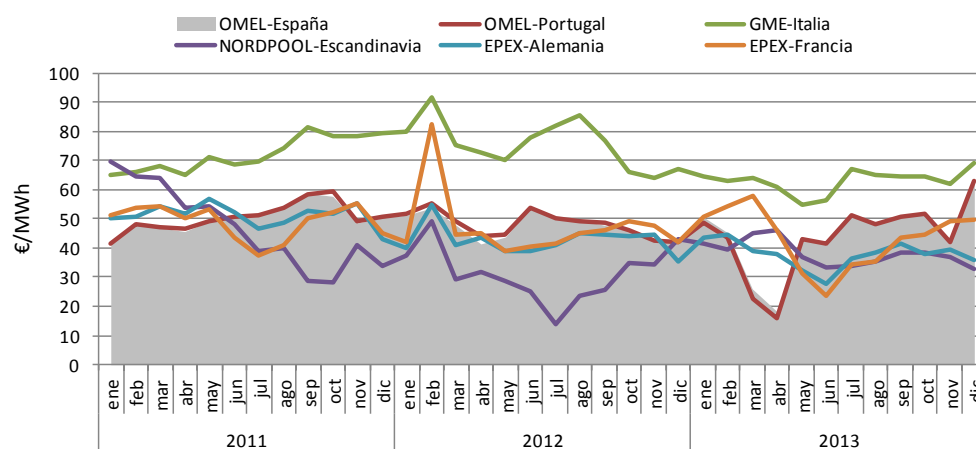
Gráfico 28 - Evolución mensual de las importaciones desde Francia por grupo empresarial. Año 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Durante los meses de estudio, el precio del MIBEL fue el que presentó una mayor volatilidad en comparación al resto de referencias europeas, situándose próximo a las más baratas en el mes de noviembre (Nordpool y EPEX Spot – Alemania) para posteriormente acercarse en la referencia más cara en el mes de diciembre (GME – Italia). Si bien las principales referencias europeas experimentaron un ascenso generalizado durante las tres primeras semanas del mes de diciembre, fue el MIBEL el que acusó un ascenso más marcado.

Gráfico 29 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



Fuente: OMEL

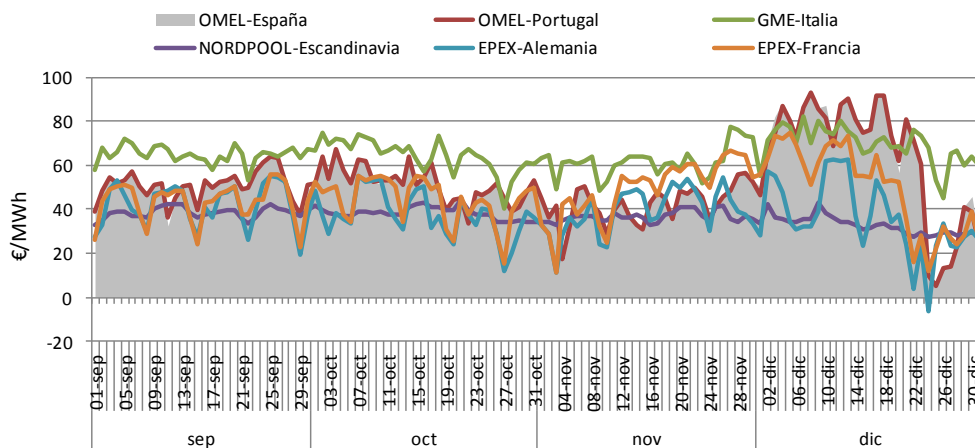
El precio EPEX Spot – Alemania continuó con su tendencia descendente tras el repunte registrado en los meses de verano, con unos precios medios mensuales de 39,22 €/MWh y 35,75 €/MWh, en noviembre y diciembre respectivamente. Dicho descenso de precio estaría sustentando en el continuado incremento de la generación de origen eólico y solar, así como en la bajada de la demanda, debido a una economía más débil, junto con una eficiencia energética mejorada y una mayor conciencia social de ahorro energético por parte del consumidor, según informó Platts.

Durante los días de Navidad, en Alemania se registraron precios horarios negativos, como consecuencia de las suaves temperaturas y la elevada eolicidad, pudiéndose destacar el día 24 de diciembre, cuando el precio medio del mercado diario se situó en -6,28 €/MWh.

Por el contrario, el precio EPEX Spot – Francia mantuvo su tendencia ascendente tras el mínimo anual alcanzado en el mes de junio, presentando unos precios medios mensuales de 49,11 €/MWh y 49,71 €/MWh, en noviembre y diciembre respectivamente. El descenso de demanda propio del periodo vacacional del mes de diciembre sumado unas temperaturas entre 5°C y 7°C por encima de lo habitual, propiciaron la aparición de precios bajos del mercado en esas fechas, pese a lo cual, el valor medio mensual del mes de diciembre resultó un 18% superior al del mismo mes del año anterior.

Por su parte, el precio medio del Nordpool experimentó un descenso durante ambos meses de estudio, favorecido por las fuertes precipitaciones registradas en Noruega durante la primera quincena de diciembre, que provocaron un importante incremento de las reservas hidráulicas.

Gráfico 30 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos. Septiembre – Diciembre 2013.



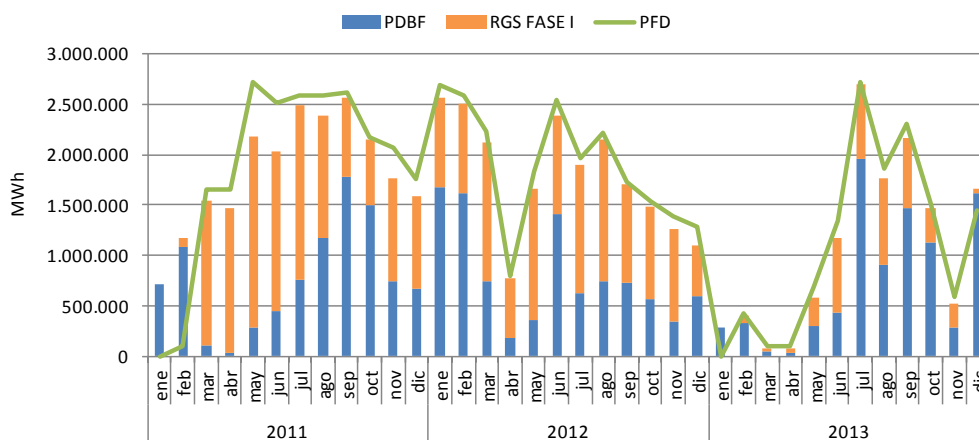
Fuente: OMEL

2.3.6 Restricciones por Garantía de Suministro

Conforme a la Resolución de 13 de febrero 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 2013, el volumen máximo de producción quedó fijado en 20,054 TWh.

El volumen producido en el año 2013 ascendió a 11,51 TWh, lo que supuso el 57% del total establecido para todo el año.

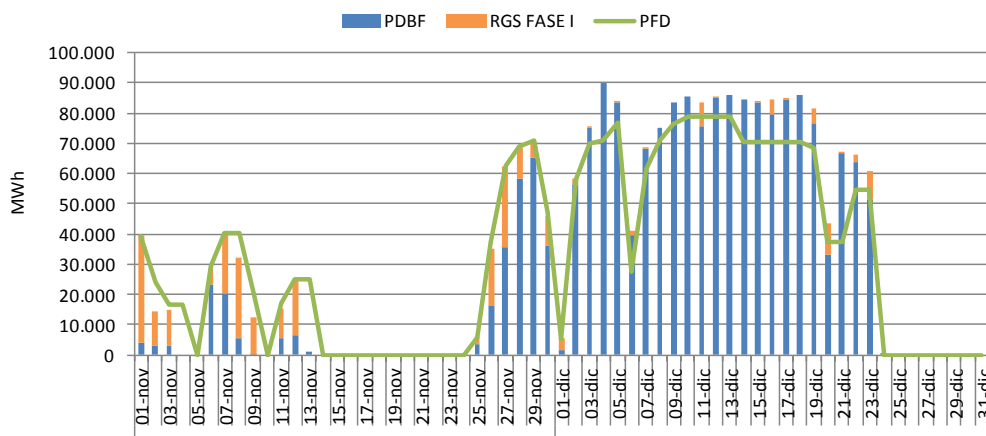
Gráfico 31 - Programación mensual en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.



Fuente: SGIME (CNMC)

El mayor hueco térmico existente en las tres primeras semanas de diciembre propició el aumento de la programación de las centrales RGS, casando la mayor parte de la energía programada en PDBF.

Gráfico 32 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Noviembre y Diciembre 2013.

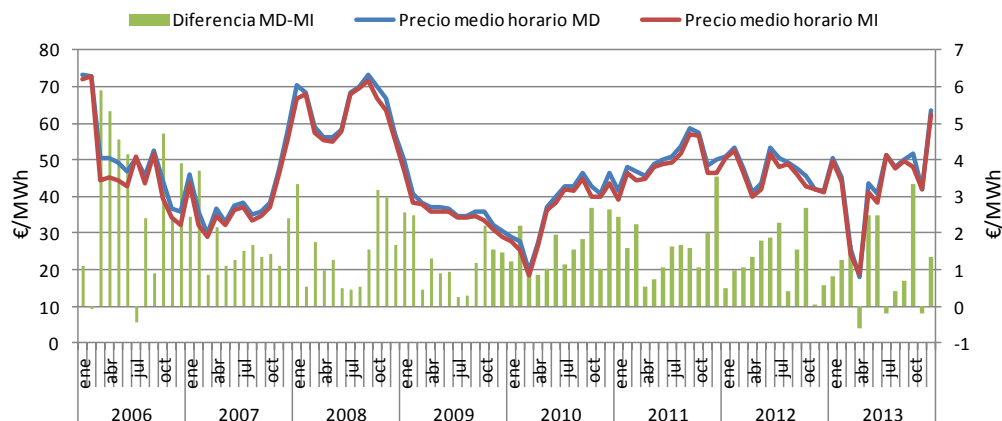


Fuente: SGIME (CNMC)

2.3.7 Mercado Intradiario

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 41,99 €/MWh para el mes de noviembre y de 62,29 €/MWh para diciembre, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 41,81 €/MWh y 63,64 €/MWh respectivamente.

Gráfico 33 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario.



Fuente: SGIME (CNMC)

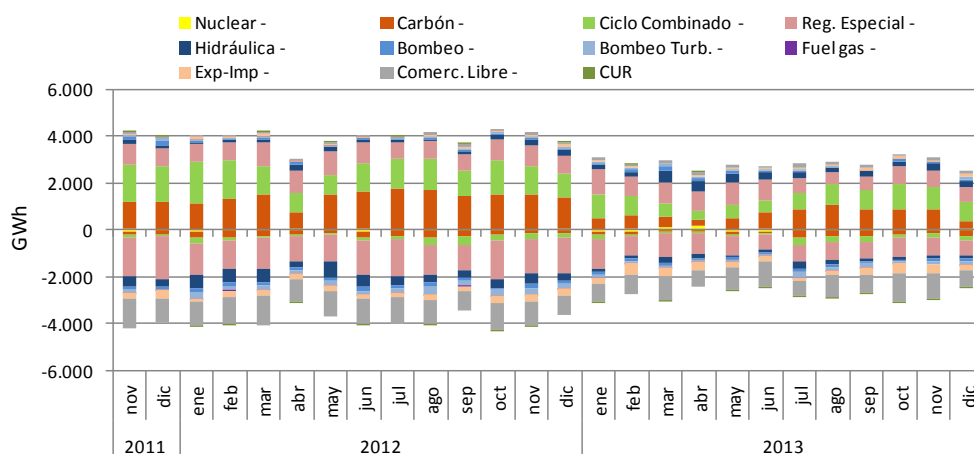
Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 12,6% y 9,5% de la energía negociada en PDBF en noviembre y diciembre

respectivamente (16,6% y 13,6% en 2012), mientras que el incremento neto de generación fue del 5,8% y 3,3% respectivamente (5,5% y 4,2% en 2012).

Como se ha comentado anteriormente, en el mes de diciembre las centrales nucleares se vieron avocadas a una mayor participación en los mercados intradiarios con el objetivo de conseguir un programa a plena carga. Por el contrario, el alto porcentaje de la energía casada por las centrales RGS en PDBF y la consiguiente reducción del recuadre experimentado en el proceso de Resolución de restricciones por garantía de suministro por el resto de las centrales de carbón no RGS, derivó en una menor participación de las mismas en los mercados intradiarios.

Similar a lo acontecido en el mes de octubre, el menor hueco térmico provocó que las centrales de ciclo combinado buscaran aumentar su funcionamiento con una mayor participación en el mercado intradiario, coincidiendo con una mayor demanda de los comercializadores libres en dicho mercado.

Gráfico 34 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



Fuente: SGIME (CNMC)

2.3.8 Servicios de ajuste del sistema

La energía total utilizada en los servicios de ajuste del sistema en noviembre fue de 1.791 GWh (12,8% superior a octubre) y 1.950 GWh en diciembre (8,9% superior a noviembre), representando un 8,8% y 9,0% respectivamente de la demanda final. En ambos meses la mayor parte de la energía correspondió a restricciones técnicas del PDBF (35% y 33% respectivamente) y regulación terciaria (23% y 25% respectivamente).

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

		2013											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RGS	Fase I	0	76.640	21.868	42.463	283.620	739.920	741.810	862.362	696.415	344.079	226.115	50.093
	Fase II	0	76.640	21.868	42.463	283.620	739.920	739.485	840.244	691.460	343.716	226.115	50.093
Rest. Téc. al PDBF	Fase I Subir	422.779	578.498	1.034.746	1.006.463	944.246	762.761	202.006	199.387	210.847	563.002	630.278	684.790
	Fase I Bajar	4.852	649	1.688	457	1.431	6.018	27.627	56.928	26.093	23.399	2.202	42.039
	Fase II Subir	4.154	0	0	0	0	0	8.080	1.995	351	158	0	19.825
	Fase II Bajar	422.082	577.849	1.033.058	1.006.006	942.815	756.743	184.784	166.573	190.060	540.124	628.076	662.576
Reserva Pot. Adic.	Subir	364.804	273.720	347.675	251.085	106.298	0	1.500	43.448	134.692	440.068	778.874	260.567
Banda Secundaria	Subir	537.403	472.598	518.560	489.111	505.111	487.336	519.327	516.098	479.846	510.859	502.399	517.654
	Bajar	393.804	353.814	384.128	363.582	376.483	364.563	386.765	379.152	354.126	376.616	366.624	384.011
Secundaria	Subir	171.797	146.232	176.833	192.210	170.306	149.065	124.773	125.845	111.608	133.014	153.516	150.427
	Bajar	94.286	81.404	98.454	86.494	76.518	77.888	87.973	92.757	100.824	101.598	84.130	87.996
Terciaria	Subir	321.348	357.910	221.207	187.133	252.455	215.807	298.550	307.224	235.283	274.087	305.588	353.716
	Bajar	220.851	135.408	208.670	170.540	153.657	152.213	129.526	93.740	126.330	192.603	103.053	125.032
Gestión de Desvíos	Subir	219.474	231.187	173.435	91.917	121.310	113.451	140.946	235.169	113.088	145.905	374.126	386.668
	Bajar	181.835	90.775	112.442	124.327	51.114	58.683	58.374	9.600	34.451	110.137	28.992	44.270
Rest. Téc. Tiempo Real	Subir	41.300	28.916	92.658	95.015	33.742	26.919	16.873	46.496	34.260	45.702	52.979	40.707
	Bajar	99.349	58.030	542.864	559.523	76.332	61.549	13.526	50.755	13.198	45.070	60.626	118.224

Fuente: REE

Atendiendo al coste mensual de los servicios de ajuste, similar a lo acontecido en el mes de octubre, durante los meses de estudio volvieron a registrarse altos costes asociados al proceso de restricciones técnicas del PDBF, favorecidos por el reducido hueco térmico del mes de noviembre y el último periodo del mes de diciembre. También cabe reseñar el coste de la banda secundaria en el mes de diciembre, el más alto registrado en todo 2013.

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

		2013											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RGS		0	5.364.302	725.770	1.458.217	12.993.359	30.111.449	56.420.807	40.982.575	43.815.799	30.495.309	10.136.470	6.388.512
Rest. Téc. al PDBF		50.615.639	48.141.714	80.759.888	79.551.572	63.229.657	61.309.354	28.037.304	38.978.422	44.712.050	65.322.340	67.345.289	58.588.107
Reserva Pot. Adic.		8.935.129	8.593.021	17.501.715	15.044.187	4.135.395	0	14.970	1.146.441	4.330.696	19.095.559	24.988.521	7.387.477
Banda Secundaria		34.263.640	30.858.879	37.232.534	27.951.453	20.663.005	28.832.405	26.479.685	25.834.392	23.614.991	29.757.788	25.635.363	38.564.289
Rest. Téc. Tiempo Real		8.239.698	8.142.903	13.162.358	15.268.085	6.940.641	4.392.504	2.281.355	6.382.986	7.216.600	17.784.422	15.813.020	8.183.239

Fuente: REE

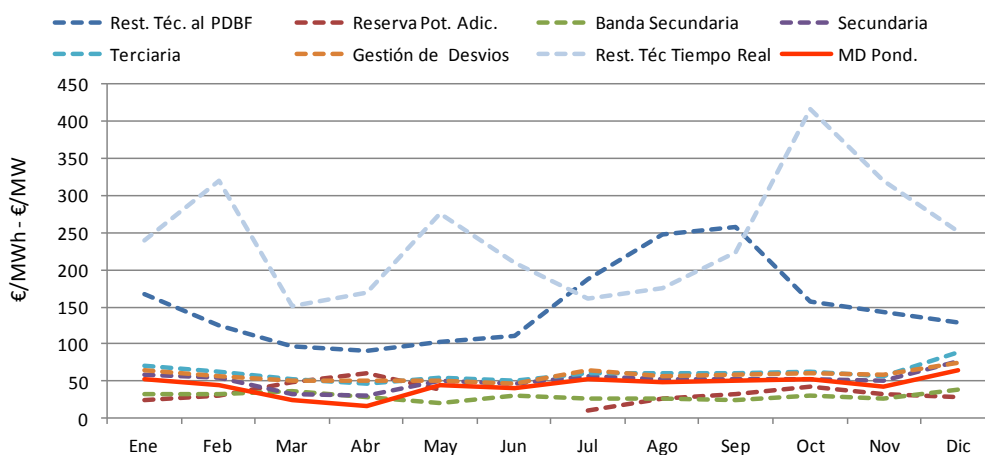
Como puede verse en el cuadro siguiente, los altos precios registrados en el mercado diario durante el mes de diciembre acarrearón una subida generalizada del precio de los servicios de ajuste, en dicho mes.

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

		2013											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Rest. Téc. al PDBF	Fase I Subir	166,87	124,28	96,75	90,72	102,42	111,74	186,85	246,60	257,13	156,80	142,72	129,52
	Fase I Bajar	63,10	49,71	42,35	14,16	49,05	47,64	59,86	54,24	49,74	54,29	49,88	94,58
	Fase II Subir	70,79						65,57	65,66	72,69	71,55		95,45
	Fase II Bajar	47,20	41,05	18,67	11,68	35,44	31,24	46,45	43,42	43,31	40,17	35,82	42,29
Reserva Pot. Adic.	Subir	24,49	31,39	49,32	59,92	38,90		9,98	26,39	32,15	43,39	32,08	28,35
Banda Secundaria		32,42	32,67	36,43	28,52	20,78	30,35	26,83	26,29	25,43	30,12	26,11	38,19
Secundaria	Subir	58,93	53,96	33,56	31,20	49,69	47,04	56,27	52,07	53,20	52,43	50,48	77,20
	Bajar	35,44	30,16	12,89	10,30	24,81	23,98	35,69	33,57	33,01	30,10	27,96	44,96
Terciaria	Subir	70,84	62,90	53,13	46,03	54,03	51,64	61,16	60,83	61,54	63,06	56,85	89,50
	Bajar	22,07	23,06	6,44	5,35	14,18	13,48	24,87	22,70	19,70	15,91	13,02	30,13
Gestión de Desvios	Subir	65,48	56,20	51,28	50,20	49,87	47,48	65,34	56,85	58,78	60,29	58,26	74,74
	Bajar	31,27	25,87	6,83	2,61	21,56	20,48	32,20	25,37	31,33	27,17	14,11	53,57
Rest. Téc Tiempo Real	Subir	239,78	319,69	151,04	168,84	275,07	208,79	160,35	174,71	222,71	416,81	320,91	251,05
	Bajar	16,74	18,98	1,53	1,38	30,67	19,95	31,37	34,29	31,34	28,05	19,60	17,22

Fuente: REE

Gráfico 35 - 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 durante los meses de estudio ascendió a 6,89 €/MWh y 5,96 €/MWh en noviembre y diciembre respectivamente.

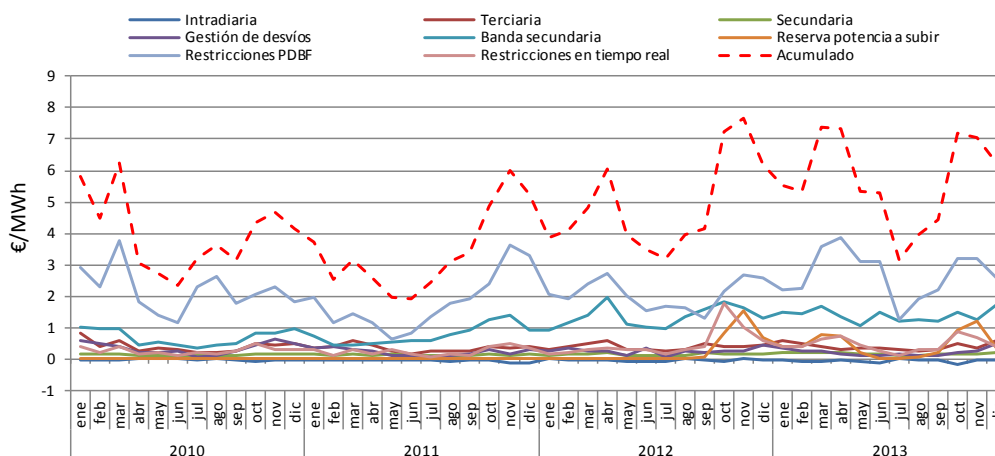
Cuadro 10 - Coste unitario soportado por la demanda por servicios de ajuste (€/MWh).

		2013											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Rest. Téc. al PDBF		2,31	2,42	3,79	4,07	3,26	3,20	1,28	1,88	2,25	3,27	3,28	2,69
Banda Secundaria		1,55	1,56	1,77	1,44	1,07	1,51	1,23	1,26	1,21	1,51	1,26	1,78
Rest. Téc Tiempo Real		0,94	0,79	1,16	1,45	0,89	0,64	0,33	0,71	0,85	1,95	1,44	0,95

Fuente: REE

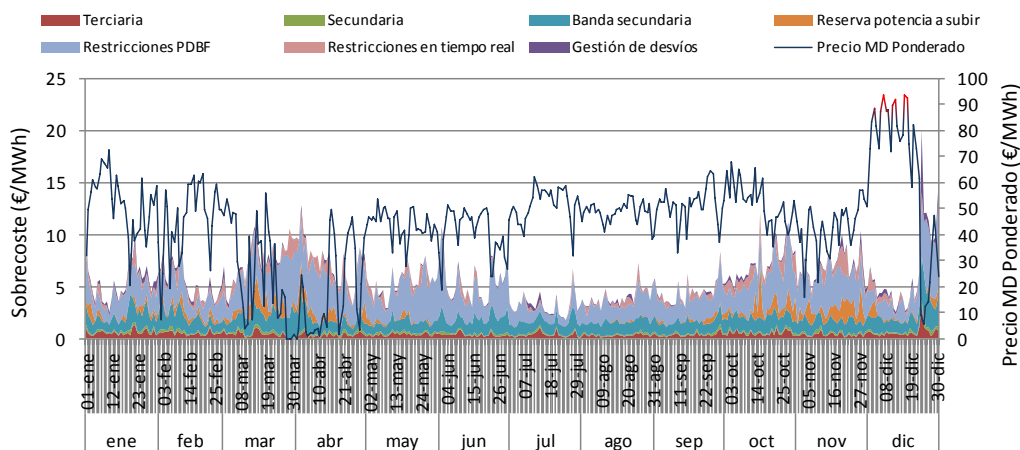
El sobrecoste añadido por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario se mantuvo en niveles elevados durante ambos meses, sustentado principalmente en los altos sobrecostos derivados de las restricciones del PDBF, banda secundaria y reserva de potencia adicional a subir.

Gráfico 36 – Estimación del promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 37 – Estimación del promedio diario acumulado de sobrecoste ponderado de servicios de ajuste sobre precio del mercado diario. Enero – Diciembre 2013.

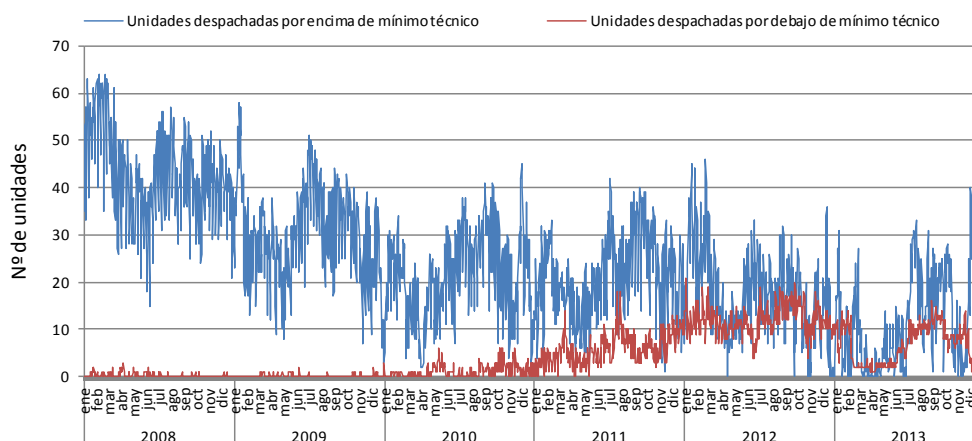


Fuente: SGIME (CNMC)

El reducido hueco térmico existente en el mes de noviembre derivó en una baja programación de centrales térmicas (carbones y ciclos) en PDBF, siendo la mayoría de ellas centrales de ciclo combinadas programadas por debajo de su mínimo técnico. Por el contrario, en las tres primeras semanas de diciembre, el aumento del hueco térmico propició una mayor programación de dichas centrales, la práctica totalidad por encima de mínimo técnico. Tras este periodo, el hueco térmico volvió a reducirse de

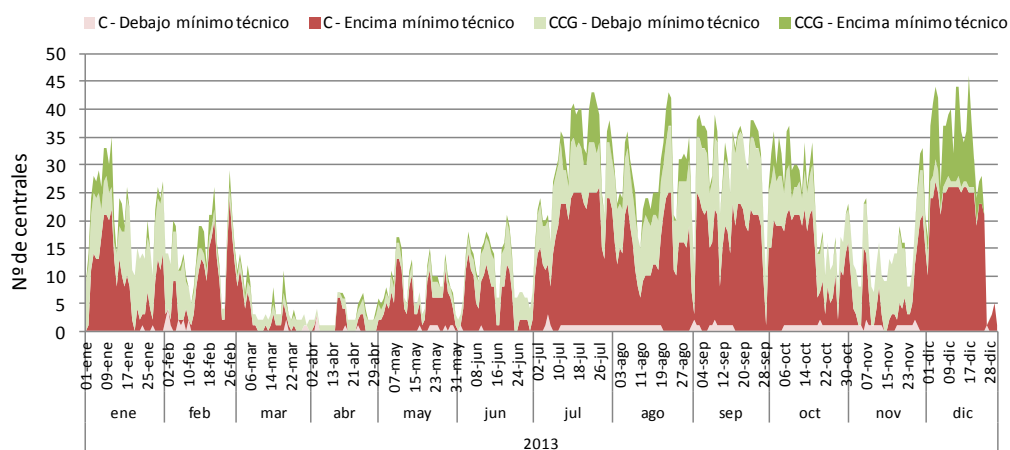
forma drástica, haciéndolo de igual forma el número de centrales térmicas casadas en PDBF, limitándose a unos pocos grupos de carbón. En las siguientes gráficas se muestra la evolución del número de centrales térmicas programadas diariamente en PDBF (más de tres horas al día) por encima y debajo de su mínimo técnico.

Gráfico 38 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF*.



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

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

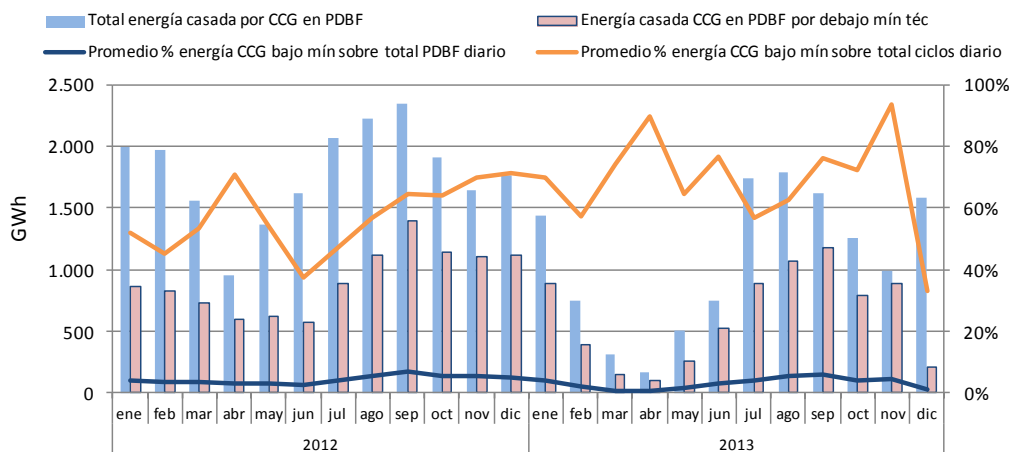


Fuente: SGIME (CNMC)

Atendiendo al volumen de energía programada por las unidades de ciclo combinado arriba mostradas, la media mensual del porcentaje que la energía casada por debajo de mínimo técnico en PDBF representa respecto al total de la energía casada en PDBF diariamente por esta tecnología se situó por encima del 90% en el mes de noviembre, por casusa del reducido hueco térmico existente en dicho mes. Por el

contrario, el aumento del hueco térmico durante las tres primeras semanas del mes de diciembre provocó que dicho porcentaje se redujera hasta aproximarse al 30%.

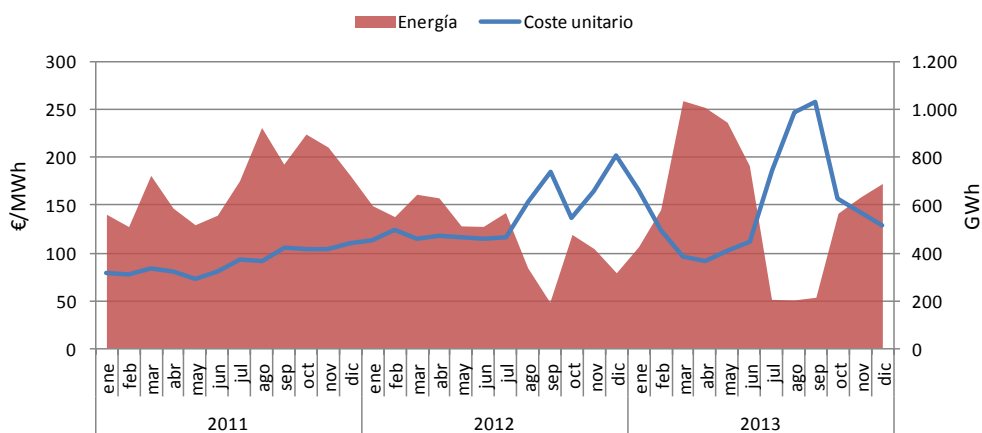
Gráfico 40 – Promedio mensual de la casación diaria de energía de CCG por debajo de mínimo técnico.



Fuente: SGIME (CNMC)

El precio medio ponderado mensual que se registró en la Fase I a subir de restricciones técnicas durante los meses de noviembre y diciembre fue de 142,72 €/MWh y 129,52 €/MWh respectivamente, valores inferiores a los alcanzados en los meses anteriores. Cabe señalar que mientras en el mes de noviembre resultó habitual encontrar centrales térmicas (principalmente ciclos combinados) programadas en PDBF uno o dos MWh por debajo de su mínimo técnico, en el mes de diciembre dejó de producirse dicho comportamiento.

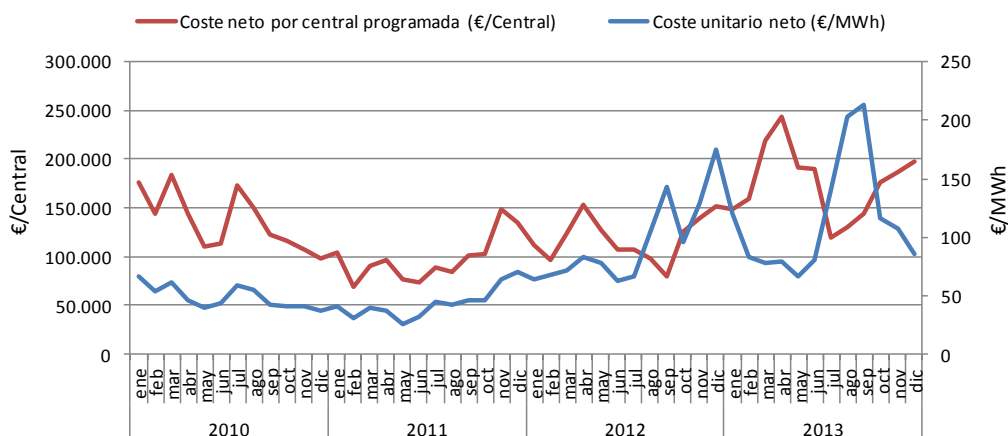
Gráfico 41 – Evolución mensual del coste de restricciones técnicas a subir (transporte y distribución) frente a energía asociada al proceso.



Fuente: SGIME (CNMC)

En consecuencia, el coste neto unitario de restricciones técnicas evolucionó a la baja durante ambos meses de estudio, cayendo hasta los 86 €/MWh en el mes de diciembre, en contraposición al coste neto por central programada por restricciones técnicas, el cual continuó ascendiendo, hasta acercarse a los 200.000 €/central en diciembre.

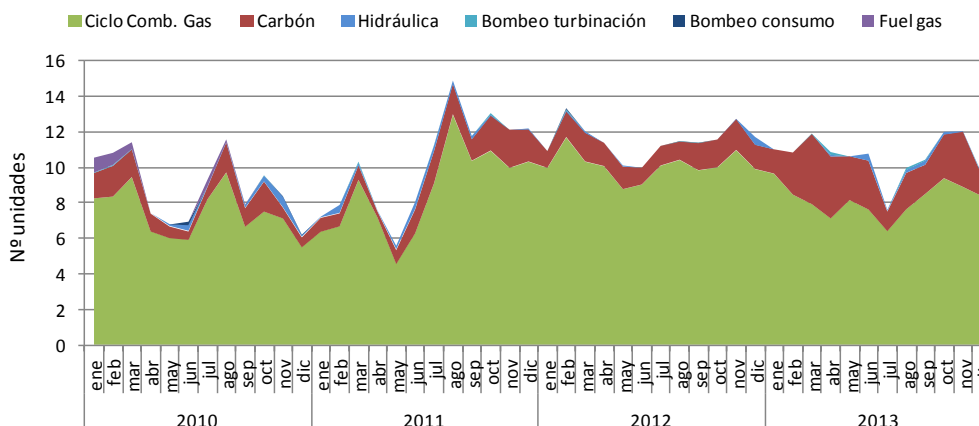
Gráfico 42 – Evolución mensual del coste neto unitario de restricciones técnicas (transporte y distribución) frente coste por unidad de generación.



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

El fuerte incremento del hueco térmico en el último mes del año conllevó el descenso del promedio de centrales programadas diariamente por restricciones técnicas del PDBF, pasando de las 12 de octubre y noviembre, al entono de las 10 unidades al día en diciembre.

Gráfico 43 – Promedio mensual del número de centrales programadas diariamente por restricciones técnicas (transporte y distribución) por tecnología.

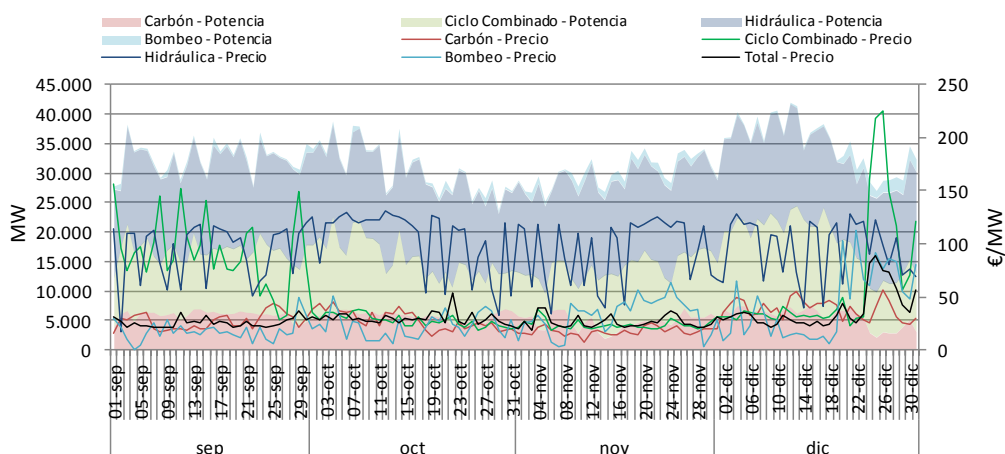


Fuente: SGIME (CNMC)

El coste mensual del proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF en noviembre y diciembre ascendió a 67 M€ y 59 M€ respectivamente. En el mes de noviembre, el 84% de la energía programada por restricciones a subir correspondió a la resolución de restricciones en la red de transporte, localizadas principalmente en la zona de Campo de Gibraltar (25%), mientras que en el mes de diciembre este porcentaje ascendió al 97%, estando éstas localizadas mayoritariamente en la zona de Campo de Gibraltar (21%), Levante Norte (19%) y Cataluña (18%).

El precio medio ponderado de la Banda secundaria en los meses de noviembre y diciembre se situó en 26,11 €/MW y 38,19 €/MW respectivamente, frente a los 25,43 €/MW y 30,12 €/MW de septiembre y octubre. Como se ha comentado anteriormente, en el mes de diciembre se registró un elevado coste asociado a este servicio de ajuste, originado en los altos precios aparecidos principalmente entre los días 24 y 31 de diciembre, coincidiendo con una nula participación de las centrales de carbón RGS, y una menor participación de los ciclos combinados (ofertas muy elevadas), lo que incrementó el peso de las centrales de bombeo, ofertantes a precios superiores.

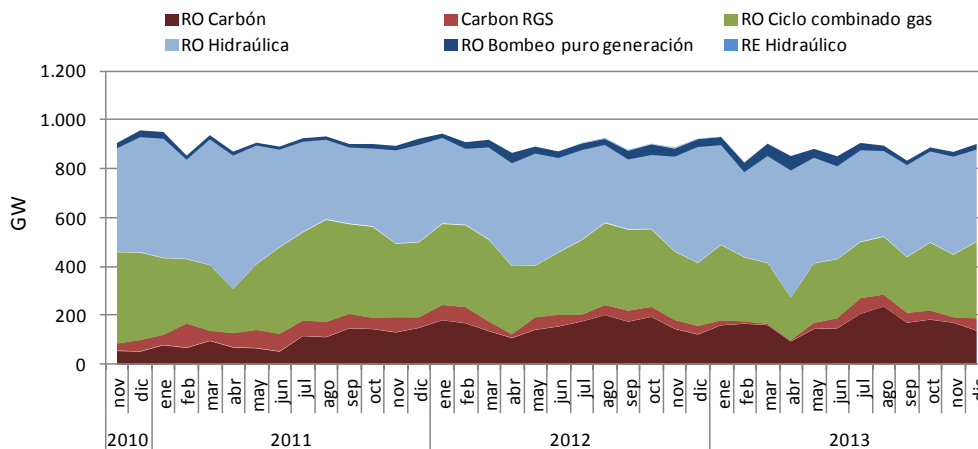
Gráfico 44 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria. Septiembre - Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Como es habitual, la tecnología con mayor reserva de regulación secundaria asignada en noviembre y diciembre resultó ser la hidráulica (46% y 42% respectivamente), seguida del ciclo combinado (29% y 35%).

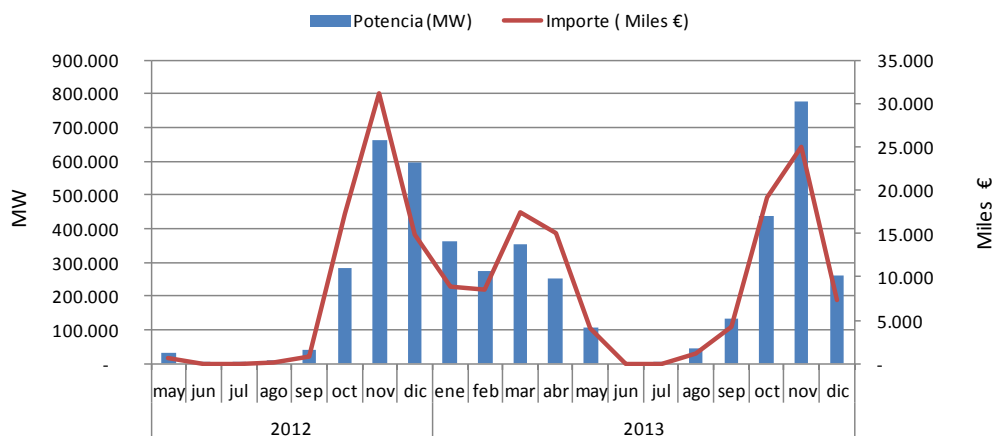
Gráfico 45 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: SGIME (CNMC)

Con respecto al mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir, el comportamiento estacional de dicho mecanismo sumado al reducido hueco térmico del mes de noviembre, provocaron que en dicho periodo se registrara la mayor asignación mensual de potencia desde la puesta en marcha del mecanismo, totalizando 779 GW, si bien el precio medio ponderado no resultó muy elevado, situándose en 32,08 €/MW. Por su parte, el mes de diciembre registró un fuerte descenso de la potencia asignada, quedando ésta situada en 261 GW, muy por debajo del valor registrado el mismo mes del año anterior, gracias al elevado hueco térmico, lo que redujo drásticamente las necesidades de asignación. El precio medio ponderado mensual se redujo hasta los 28,35 €/MW, disminuyendo el peso de la participación de las centrales de carbón (ya despachadas en PDBF), principalmente durante los días de precios más elevados, cuando la asignación se limitó a centrales de ciclo combinado.

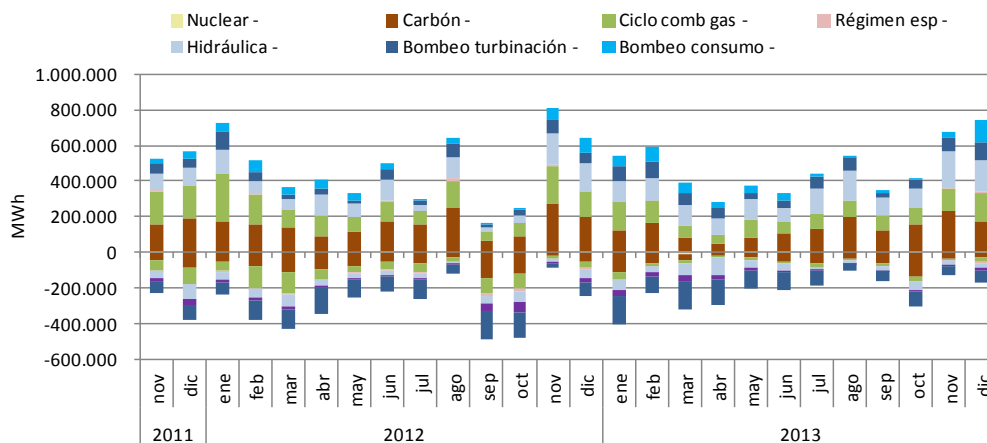
Gráfico 46 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: REE

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 incrementó considerablemente frente a meses anteriores, pudiéndose destacar la mayor participación de las unidades de consumo en bombeo. Por su parte, la energía a bajar se redujo, manteniéndose en niveles anuales reducidos.

Gráfico 47 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.

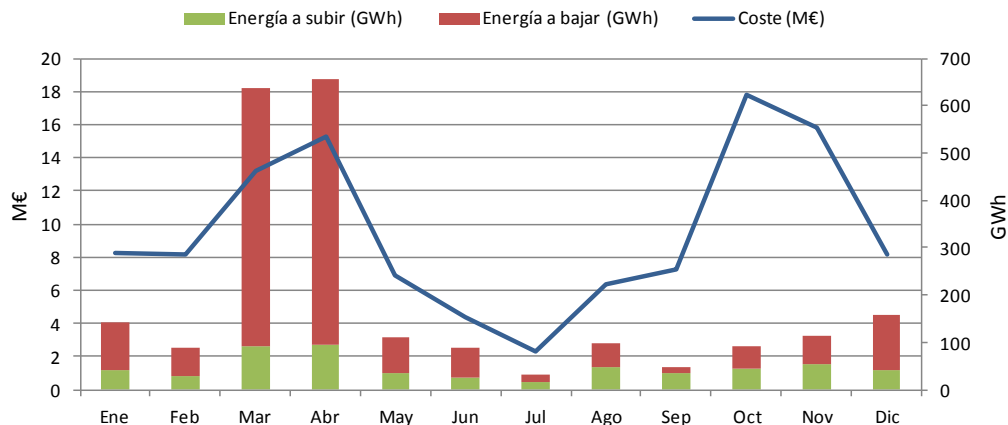


Fuente: SGIME (CNMC)

El precio medio ponderado mensual de la energía asociada a los desvíos a subir fue de 58,26 €/MWh y 74,74 €/MWh en noviembre y diciembre respectivamente, mientras que a bajar fue de 14,11 €/MWh y 53,57 €/MWh. Por su parte, el precio medio ponderado de la energía terciaria a subir fue de 56,85 €/MWh y 89,50 €/MWh, siendo de 13,02 €/MWh y 30,13 €/MWh a bajar.

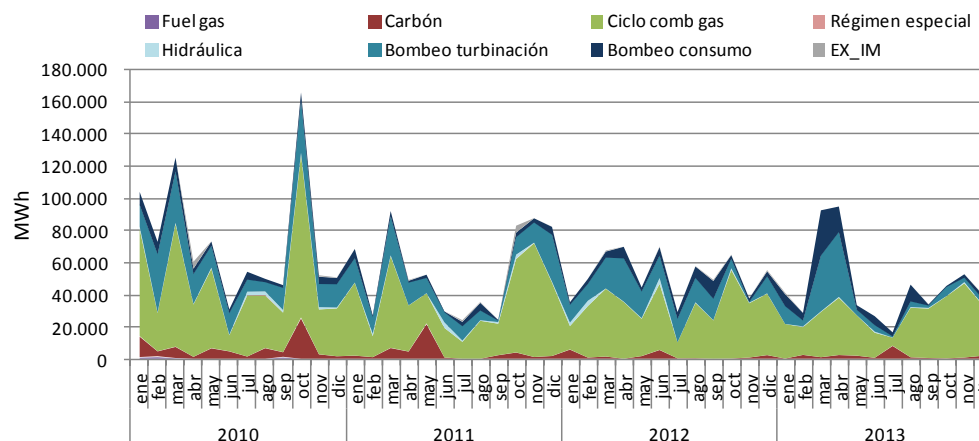
En cuanto al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, la energía total programada en noviembre ascendió a 114 GWh (53 GWh a subir) con un coste para el sistema de 15,8 M€ y un precio medio ponderado a subir de 321 €/MWh. Durante el mes de diciembre la energía programada ascendió a 159 GWh (41 GWh a subir), si bien el coste total se situó en 8,2 M€, con un precio medio ponderado de energía a subir de 251 €/MWh.

Gráfico 48 - Evolución mensual de la asignación de energía y coste de restricciones técnicas en tiempo real. Año 2013.



Fuente: REE

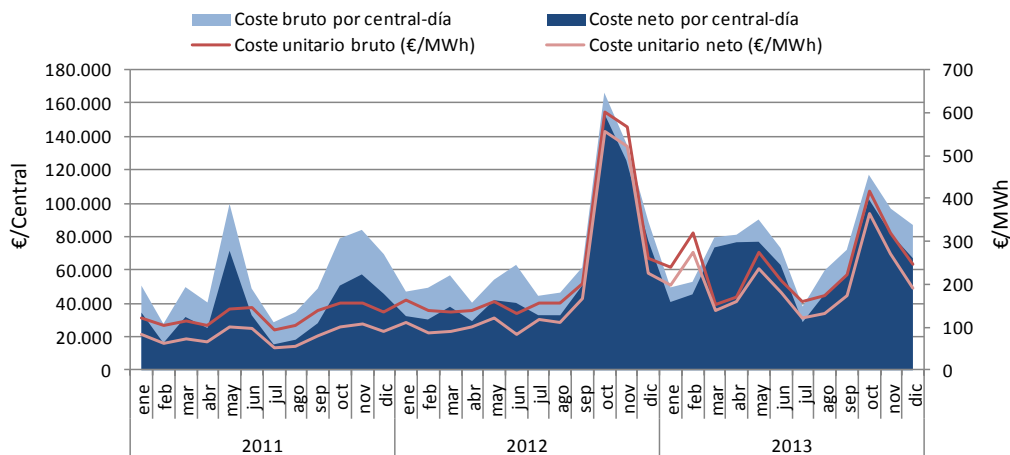
Gráfico 49 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

En el siguiente gráfico se muestran los costes medios mensuales, tanto netos como brutos, por central y unitarios, derivados del servicio de resolución de restricciones en tiempo real a subir. Como puede observarse, desde el repunte experimentado en el mes de octubre de 2012, tanto los costes por central como los unitarios presentan valores superiores a los registrados previamente.

Gráfico 50 – Evolución mensual del coste medio (bruto y neto), por central y unitario, de restricciones en tiempo real a subir. (*)



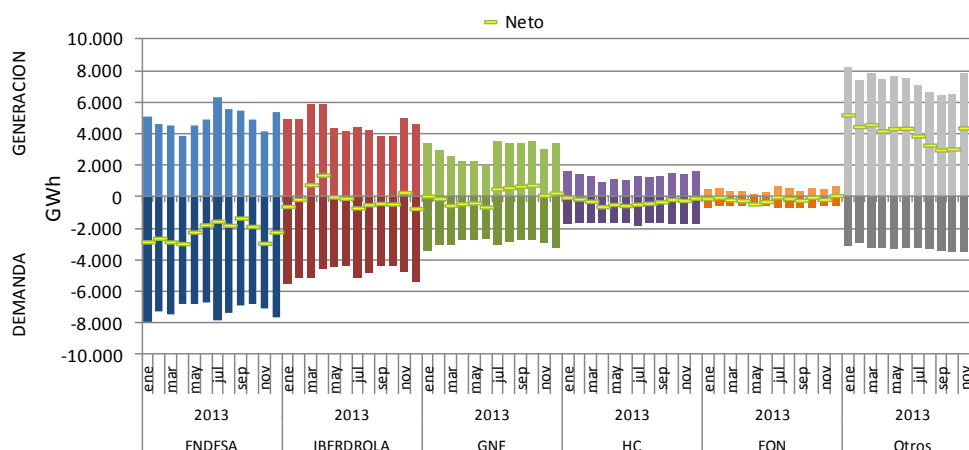
(*) Coste neto estimado como la diferencia entre el coste bruto de la energía a subir en tiempo real y la energía valorada al precio de los desvíos a subir.
Fuente: SGIME (CNMC)

Este ascenso viene originado por la aparición de una necesidad por parte del Operador del Sistema de incrementar la reserva a subir del sistema tras la publicación del PDVP. En ese momento, el OS comunica al grupo correspondiente la necesidad del aporte de reserva a subir en un periodo determinado del día, imponiendo una limitación de funcionamiento durante dicho periodo. El total de la energía programada por este grupo a lo largo del día, sin importar el segmento en que haya sido despachada, es liquidado al precio de la oferta compleja de restricciones técnicas. Este hecho hace que el productor intente resultar programado por el mayor volumen de energía posible, con la excepción de una sola de las horas en las que estaba limitado (para que no desaparezca la necesidad de programación). El importe de la programación total de la central durante todo día es asignado a esa hora en concepto de restricciones en tiempo real, lo que da lugar a la aparición de precios horarios medios extremadamente elevados. Esta situación desaparecerá una vez se apruebe la modificación del Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, donde se establece un modo de liquidación diferente para este segmento, en línea con la propuesta realizada por la 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 51 – Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente (*).



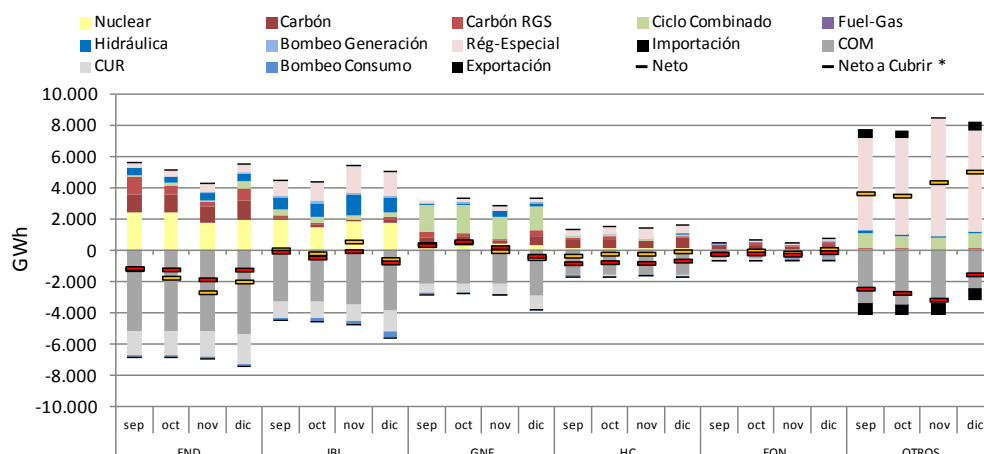
(*) No incluye intercambios de energía en las fronteras ni demanda de bombeo.
Fuente: SGIME (CNMC)

La gran diferencia registrada en el mix de generación entre los meses de noviembre y diciembre originó un comportamiento dispar del saldo neto (compras/ventas) de los diferentes agentes del mercado en ese periodo, teniendo además en cuenta la mayor demanda existente en ambos meses frente a meses anteriores.

Mientras que en el mes de noviembre el repunte del régimen especial y la hidráulicidad impulsó la posición neta de Iberdrola (además de su mayor generación nuclear) y los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales hacia un saldo más generador que el registrado en meses previos, la caída del funcionamiento de las plantas de carbón sumada a la mayor indisponibilidad del parque nuclear propició una deriva compradora del saldo neto del resto de los grandes grupos.

En contraposición, la recuperación del hueco térmico en el mes de diciembre propició el efecto contrario, aproximando hacia el lado de la demanda la posición neta de Iberdrola y los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales, y hacia el lado de la generación el del resto.

Gráfico 52 - Saldo neto de compras y ventas por agente y tecnología. Septiembre - Diciembre 2013.

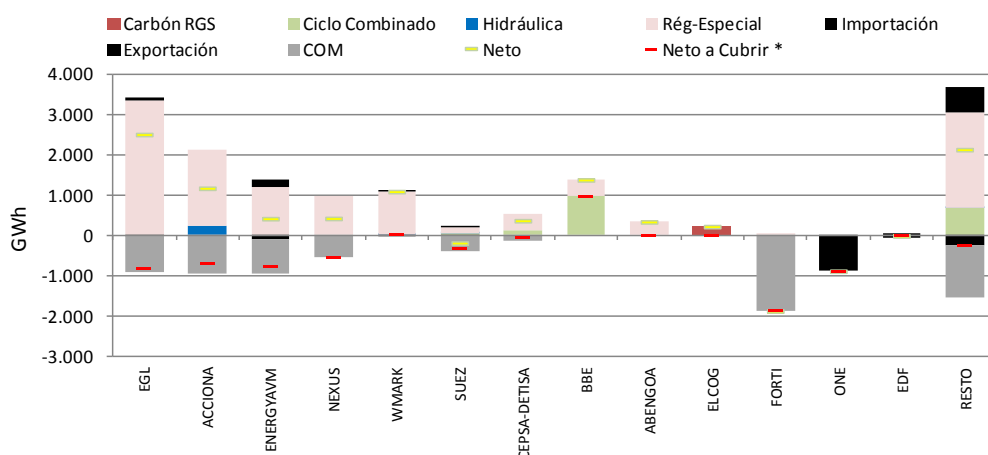


* Nota: "Neto a Cubrir" excluye del saldo la generación en Régimen especial, RGS y CUR, cuya producción ya está cubierta por su retribución regulada.

Fuente: SGIME (CNMC)

El gráfico siguiente muestra el saldo neto de los agentes no ligados a empresas energéticas tradicionales, donde se puede apreciar que, como es habitual, en su mayor parte llevan a cabo tanto actividades de comercialización como de representación del régimen especial.

Gráfico 53 - Saldo neto de compras y ventas por agente (desagregación de Otros) y tecnología. Noviembre y Diciembre 2013.



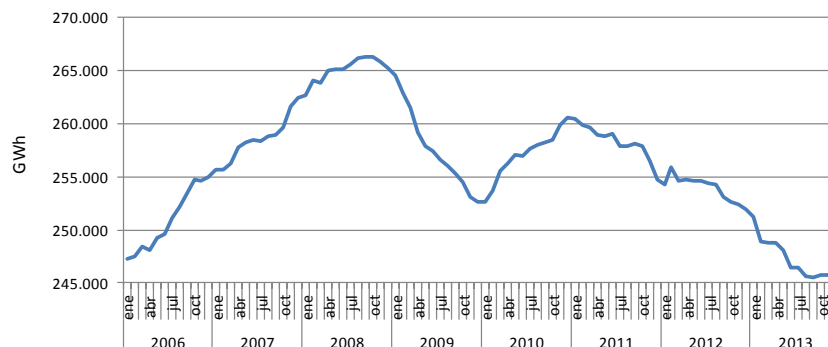
Fuente: SGIME (CNMC)

3 ANEXO II - GRÁFICAS

3.1 ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

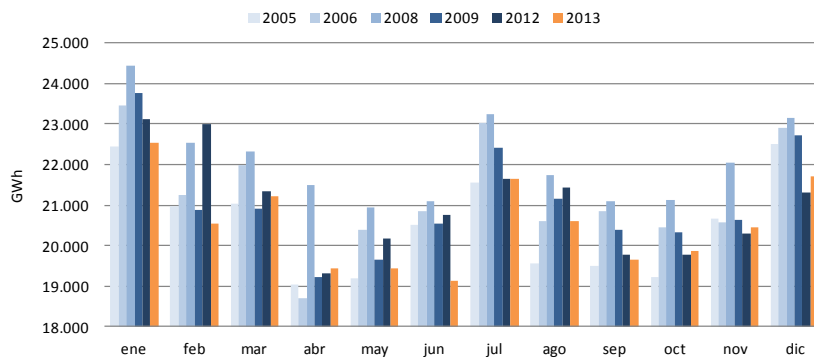
3.1.1 Demanda

Gráfico 54 - Evolución interanual de la demanda.



Fuente: REE

Gráfico 55 - Evolución mensual de la demanda.

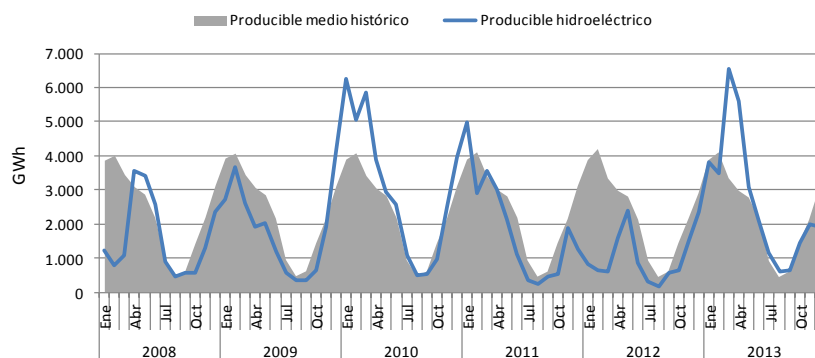


Fuente: REE

3.1.2 Oferta

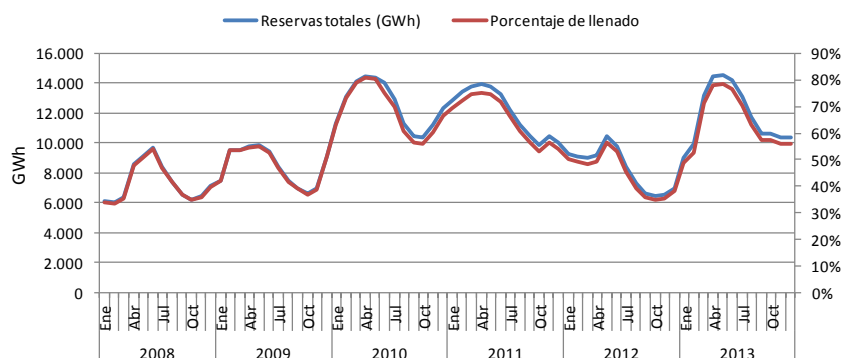
Estado del sistema hidráulico

Grafico 56 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.



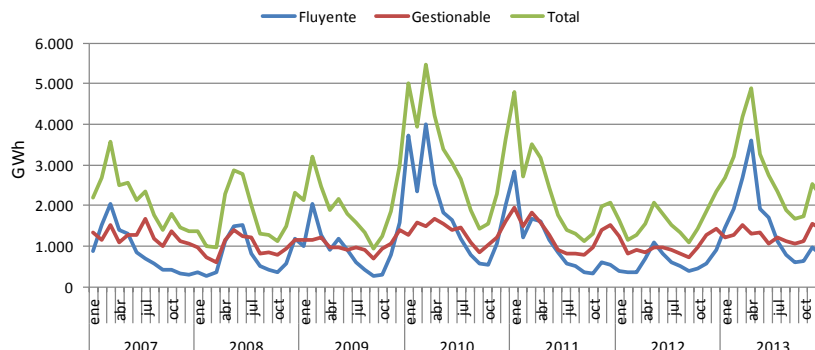
Fuente: REE

Gráfico 57 - Nivel de reservas totales de los embalses con aprovechamiento hidráulico.



Fuente: REE

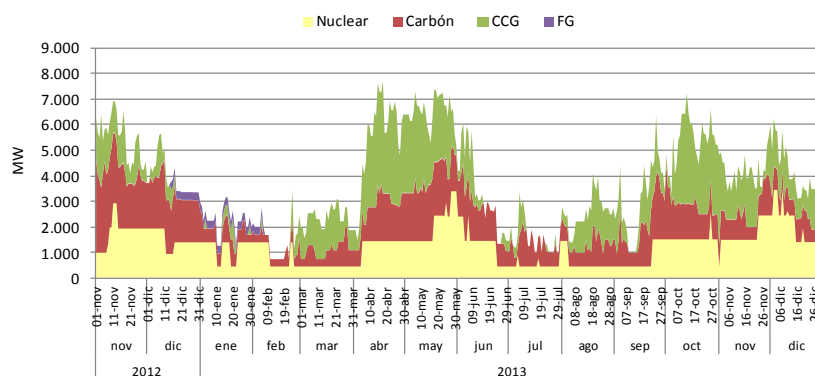
Gráfico 58 – Evolución mensual de la generación hidráulica en régimen ordinario en P48 (Hidráulica y Bombeo-Turbinación)*.



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

Disponibilidad del parque generador

Gráfico 59 - Evolución diaria de la indisponibilidad del equipo térmico.



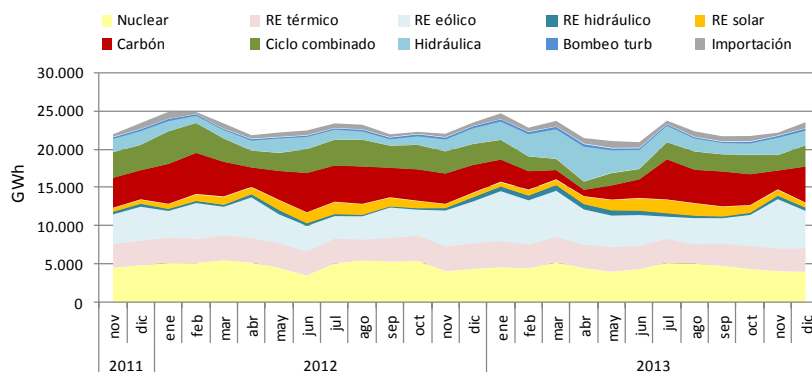
Fuente: SGIME (CNMC)

3.2 ANALISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS

3.2.1 Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados

3.2.1.1 Distribución de la producción

Gráfico 60 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).



Fuente: SGIME (CNMC)

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

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

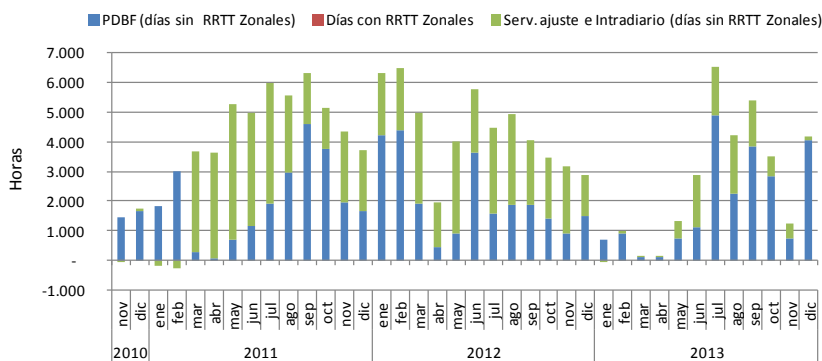
Fuente: CNMC

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%

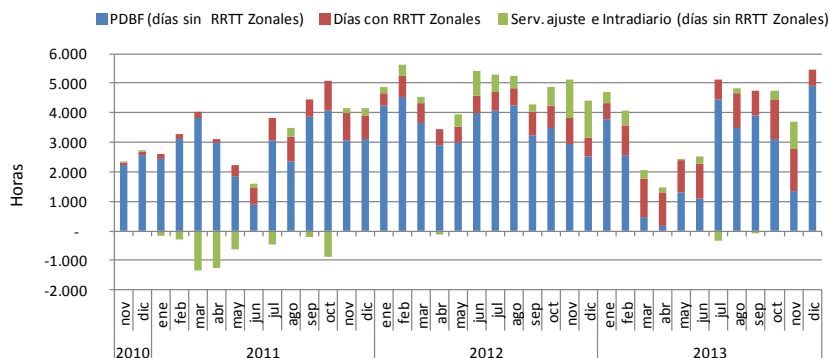
Fuente: CNMC

Gráfico 61 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de las centrales a las que hace referencia el RD 134/2010 (RGS - carbón acogido al mecanismo de restricciones por garantía de suministro).



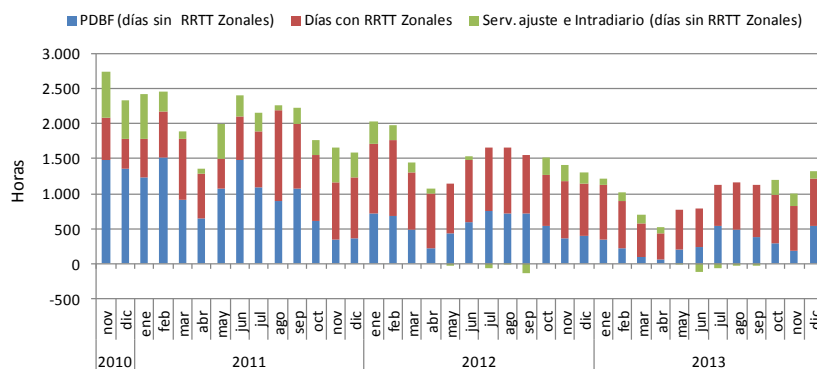
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 62 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de centrales de carbón no RGS.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 63 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.1.2 Distribución de la demanda

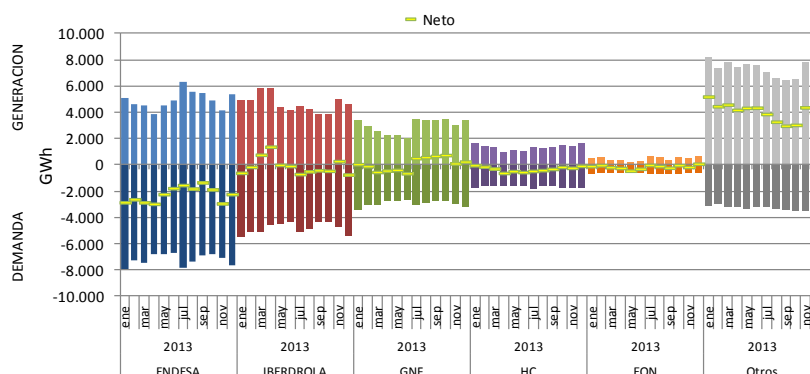
Cuadro 13 - Evolución mensual de la demanda por empresa (P48).

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

Fuente: SGIME (CNMC)

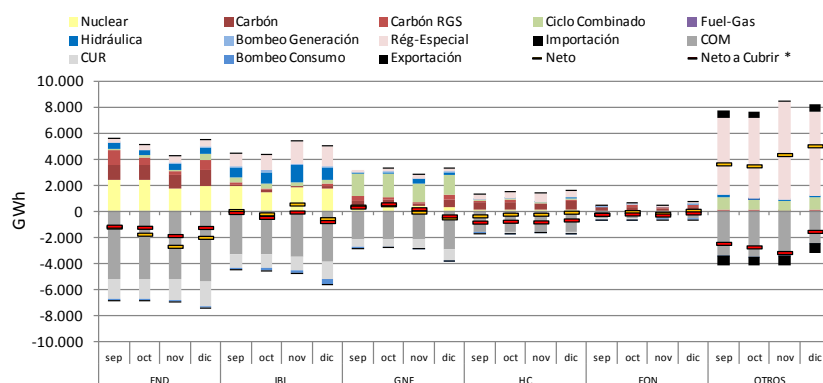
3.2.2 Balance empresarial

Gráfico 64 - Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 65 - Saldo neto de energía por agente y tecnología. Septiembre – Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.3 Precio Horario Final de la Demanda Nacional

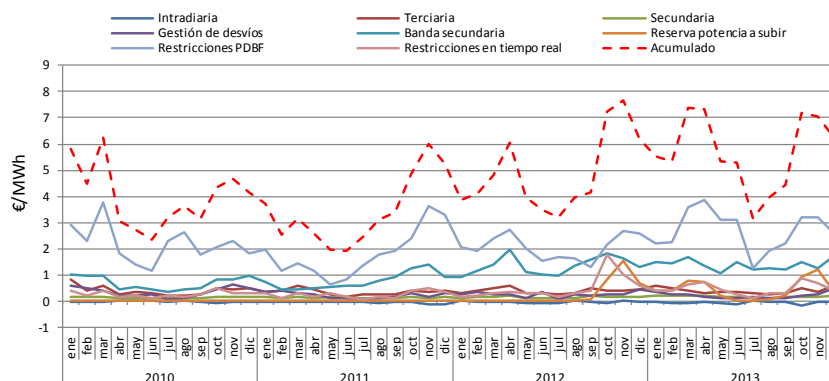
Cuadro 14 - Precio horario final de la demanda nacional (distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).

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

Fuente: CNMC

3.2.4 Sobrecoste por segmento de generación

Gráfico 66 - Promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.

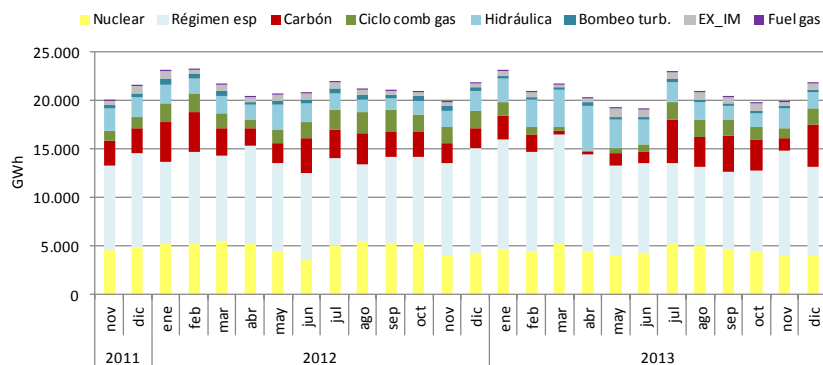


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.5 Mercado Diario y Contratación Bilateral

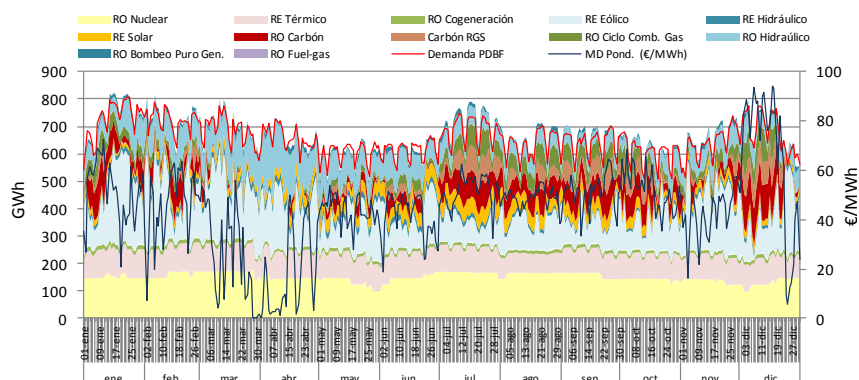
3.2.5.1 Energías

Gráfico 67 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



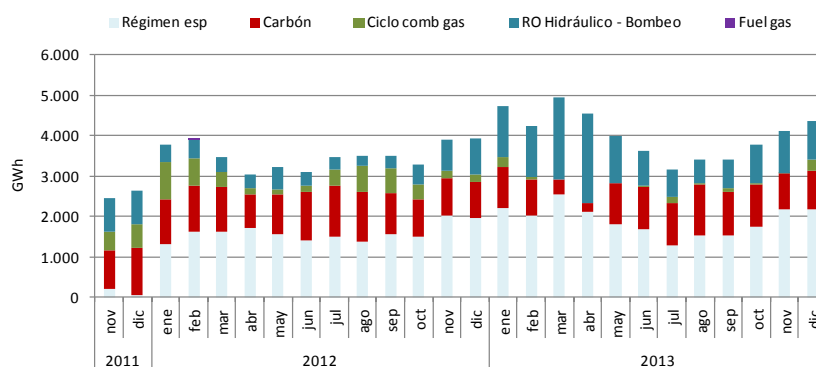
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 68 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española. Noviembre 2012 – Octubre 2013.



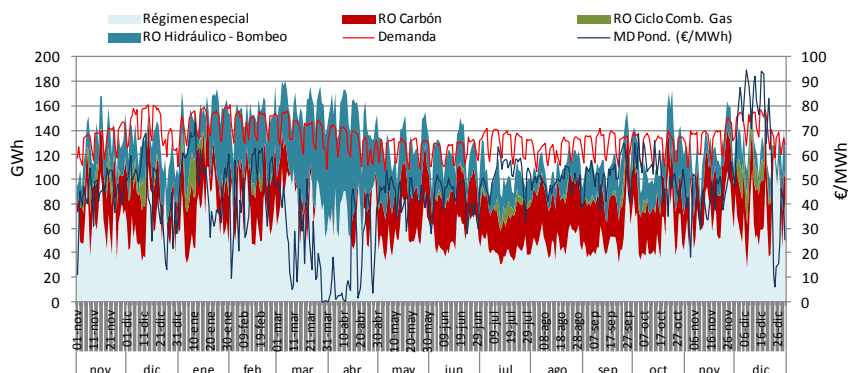
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 69 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona portuguesa.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 70 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa. Noviembre 2012 – Octubre 2013.



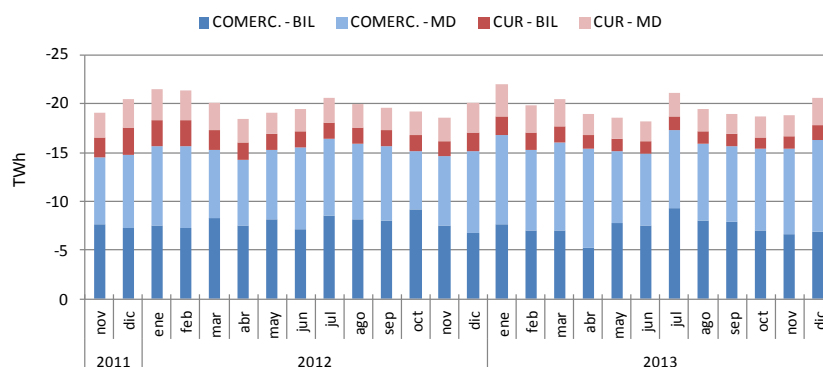
Fuente: SGIME (CNMC)

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

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

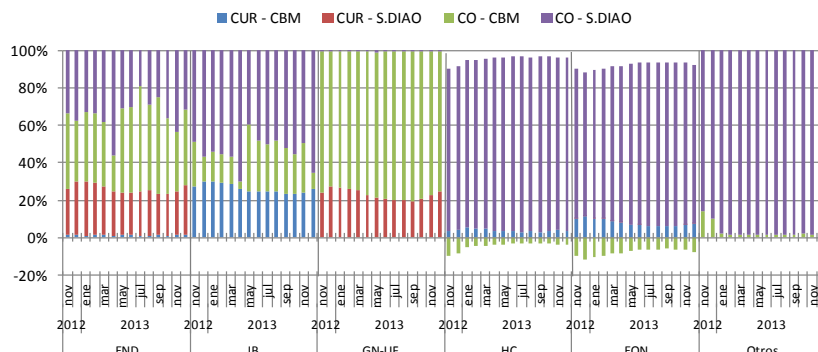
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 71 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 72 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española por empresa.



Fuente: SGIME (CNMC)

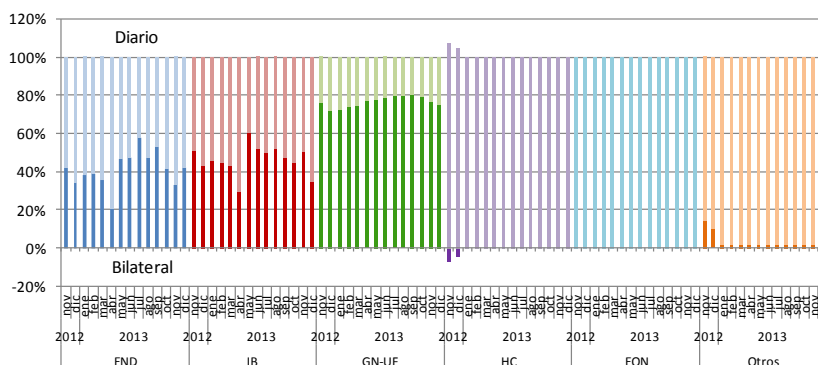
HC y E.On: Sus comercializadoras libren compran en mercado diario para vender a sus respectivas comercializadoras de último recurso en bilateral.

Cuadro 16 - Composición de la demanda en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española. Noviembre y Diciembre 2013.

COMERCIALIZACION	BILATERAL	M. DIARIO	PDBF
CUR	7,2%	12,5%	19,7%
END	13,1%	13,3%	26,4%
IB	4,3%	14,4%	18,7%
GN-UF	11,3%	0,1%	11,4%
HC	-0,3%	7,7%	7,4%
EON	-0,2%	2,9%	2,7%
Otros	0,1%	13,7%	13,8%
TOTAL	35,4%	64,6%	100,0%

Fuente: CNMC

Gráfico 73 - Evolución del reparto de la demanda total (CUR + Comercializadores libres) en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.

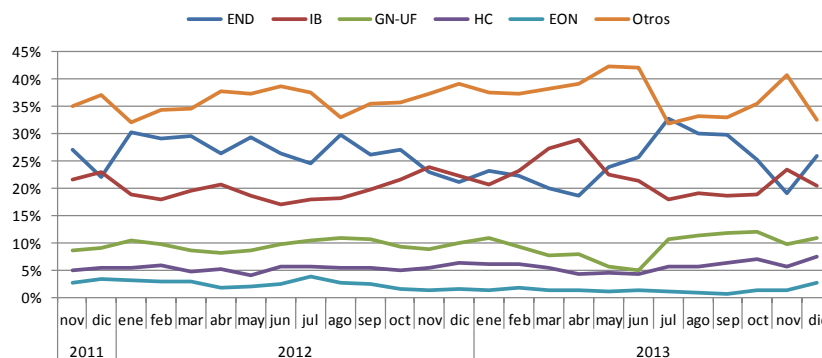


Fuente: SGIME (CNMC)

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

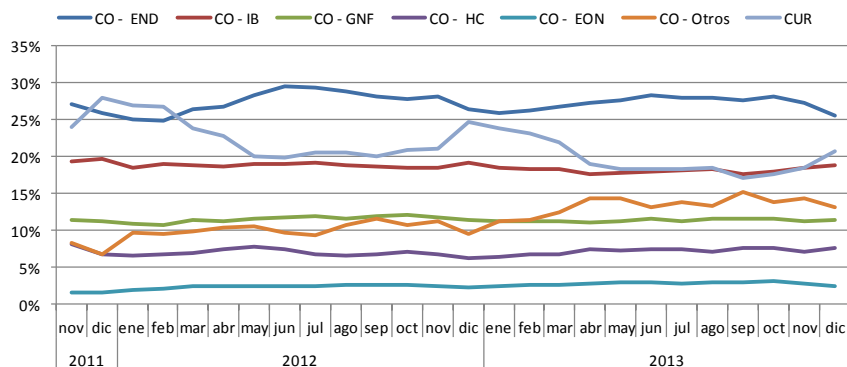
3.2.5.2 Concentración empresarial

Gráfico 74 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Generación).



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 75 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Demanda).

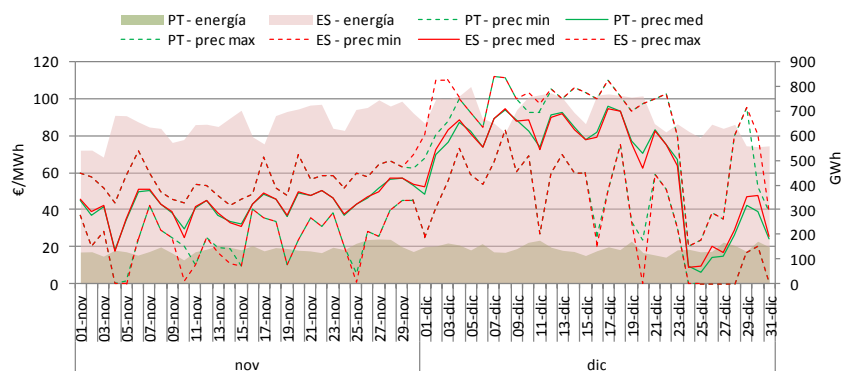


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.5.3 Análisis de precios

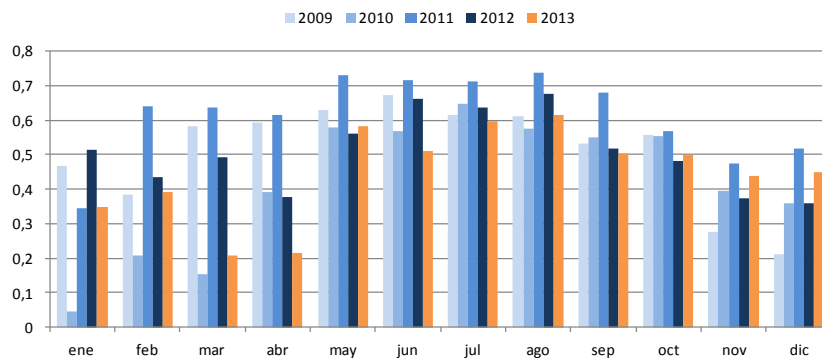
3.2.5.3.1 Precios del MIBEL

Gráfico 76 - Precios Máximo, Medio, Mínimo del Mercado Diario y Energía diaria del PDBF (bilaterales + mercado diario) en zona de precio española y portuguesa. Noviembre y Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

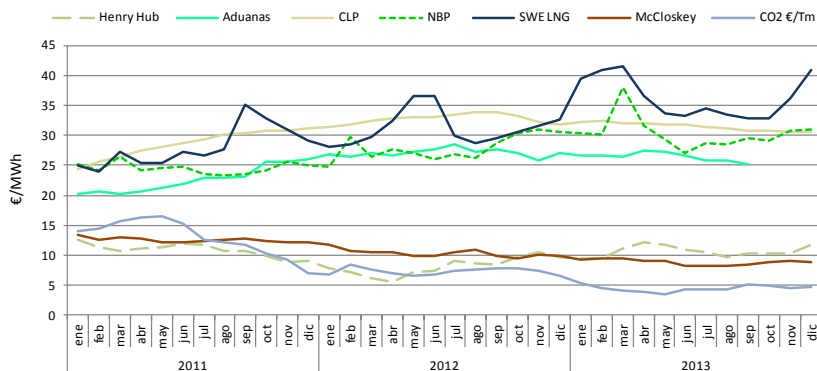
Gráfico 77 - Evolución de la relación en media mensual entre precio mínimo y precio máximo del mercado diario.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.5.3.2 Precios de combustibles y CO2

Gráfico 78 - 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).

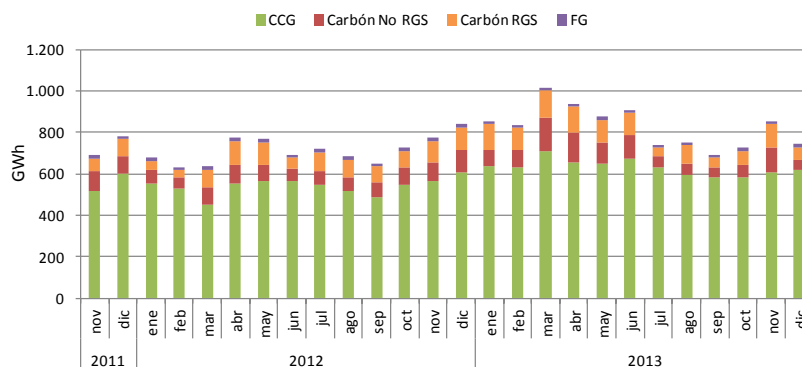
Valores de Fuel Oil CIF, 1% contenido en sulfuro, referidos al mercado Mediterráneo, obtenido de Paws.

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

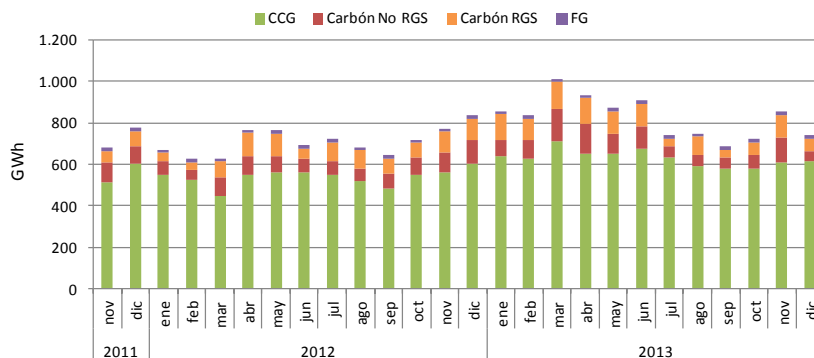
Tecnologías en la oferta remanente

Gráfico 79 - Oferta remanente en la hora 13 (PDBF).



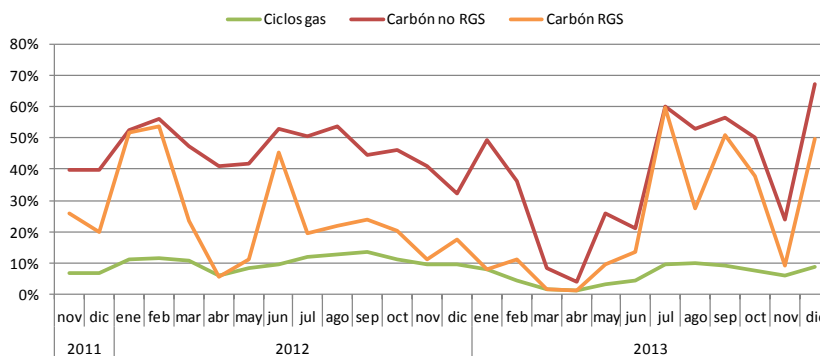
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 80 - Oferta remanente en la hora 22 (PDBF).



Fuente: SGIME (CNMC)

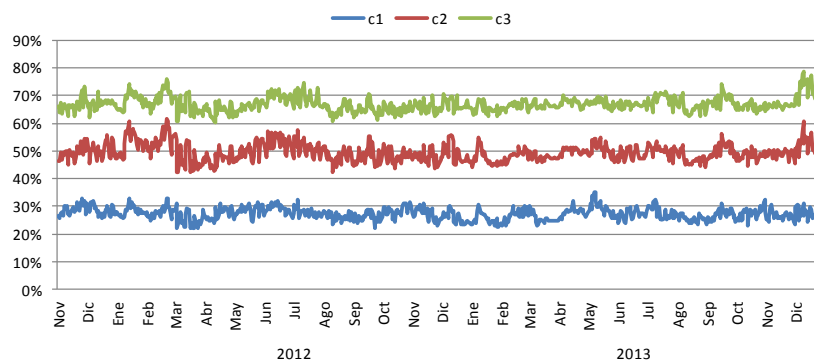
Gráfico 81 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: SGIME (CNMC)

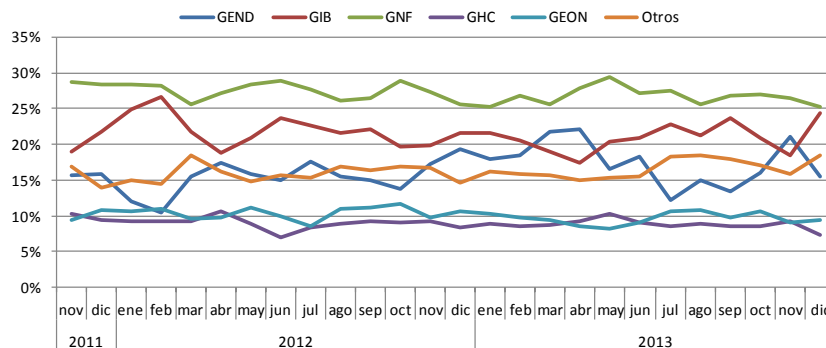
Concentración de la oferta remanente

Gráfico 82 - Concentración de la oferta remanente de la tecnología marginal (Ciclos+Carbón) hora 22, donde Ci es el porcentaje de la oferta remanente de los i agentes con mayor cuota de remanente sobre el total de oferta remanente para cada día.



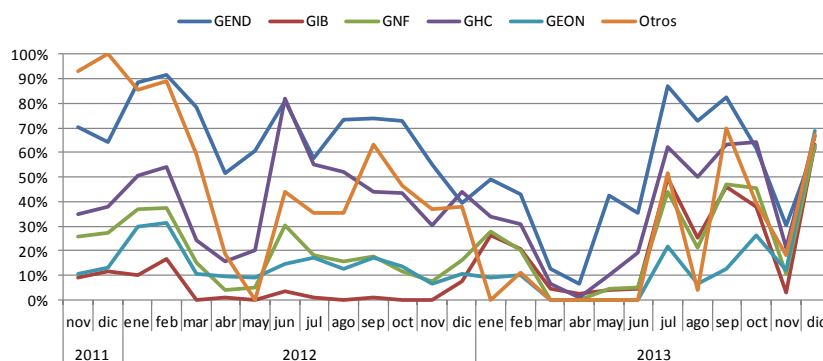
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 83 - Concentración por agentes de la oferta remanente de la tecnología marginal (carbones y ciclos combinados de gas) en zona española hora 22.



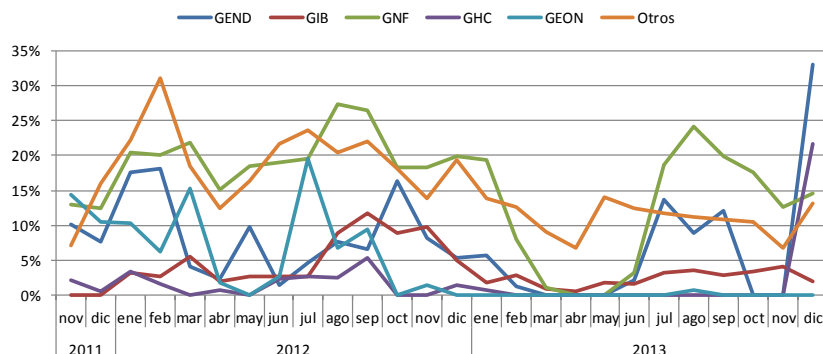
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 84 - Potencia de centrales de carbón despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: SGIME (CNMC)

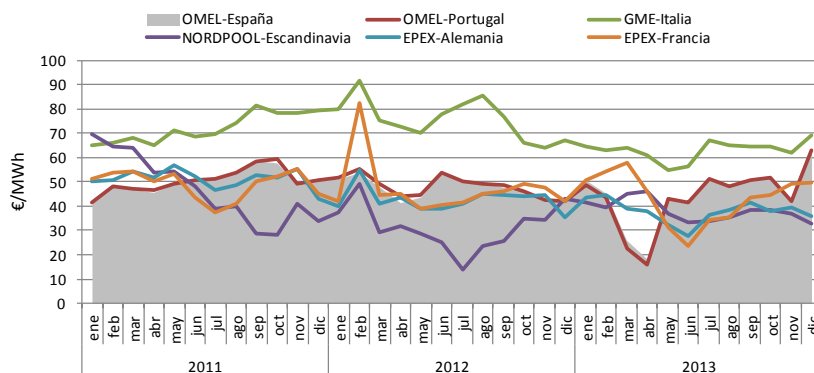
Gráfico 85 - Potencia de ciclos combinados de gas despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: SGIME (CNMC)

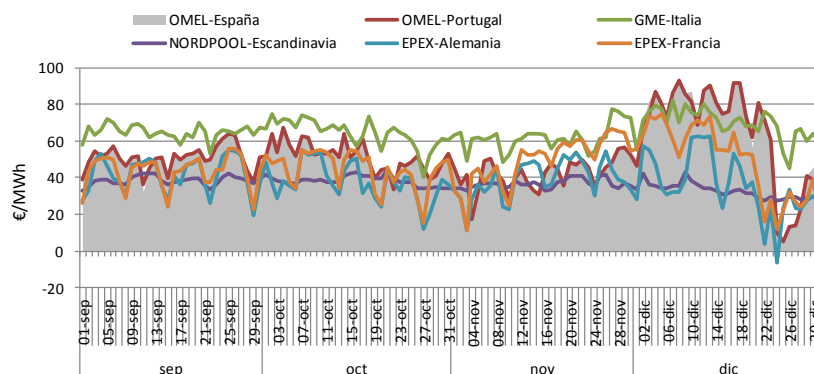
3.2.5.3.4 Precios en los Mercados Europeos

Gráfico 86 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



Fuente: OMEL

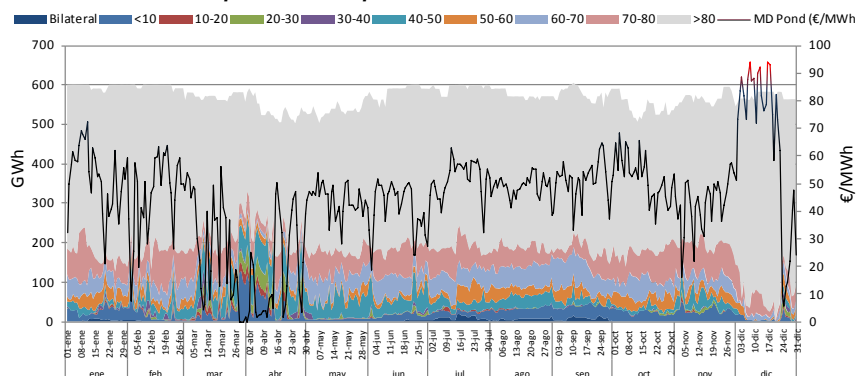
Gráfico 87 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos. Septiembre - Diciembre 2013.



Fuente: OMEL

3.2.5.4 Ofertas al mercado diario

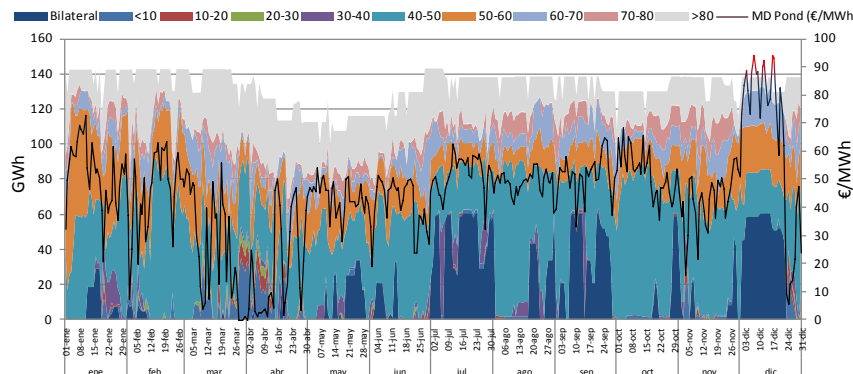
Gráfico 88 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados frente a precio medio ponderado del mercado diario.* Enero - Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

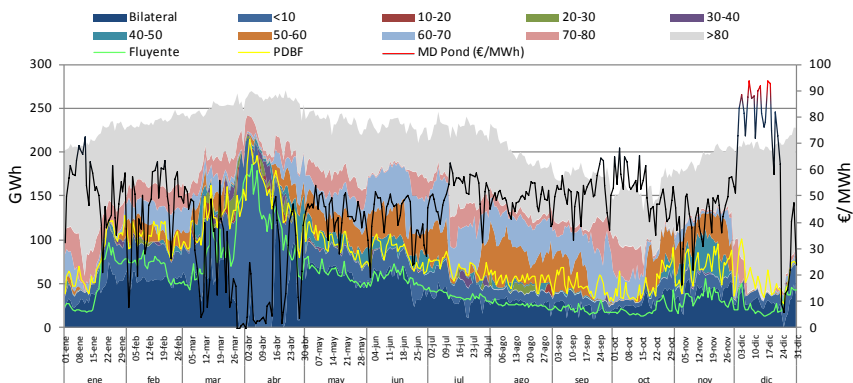
(*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

Gráfico 89 - 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.* Enero - Diciembre 2013.



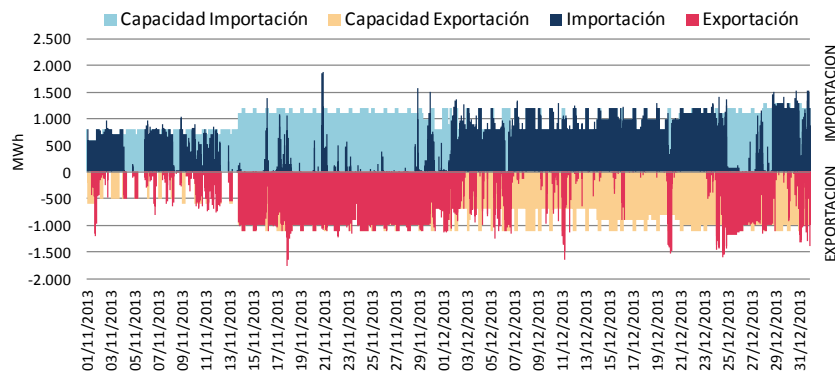
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 90 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado, energía bilateralizada y energía programada en PDBF y fluente en P48 de las centrales hidráulicas en régimen ordinario. Enero- Diciembre 2013.



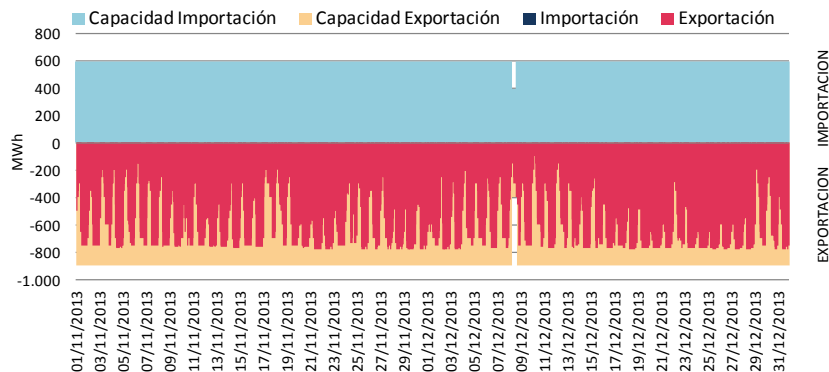
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 91 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Noviembre y Diciembre 2013.



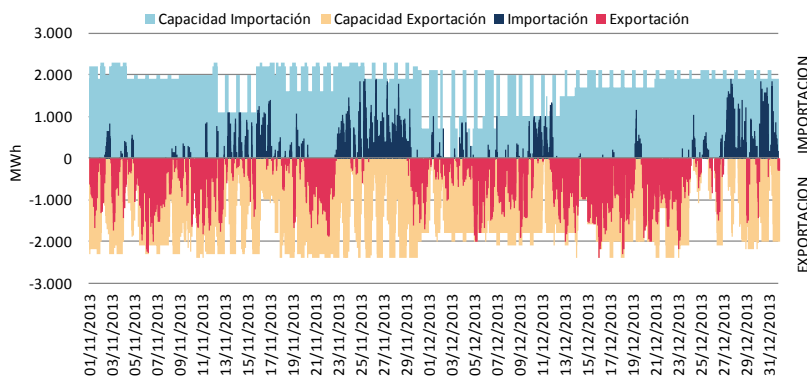
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 92 - Capacidad y uso de interconexión España-Marruecos (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Noviembre y Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

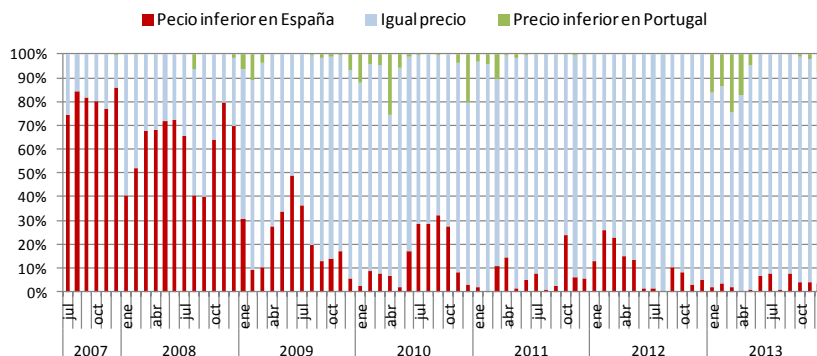
Gráfico 93 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Noviembre y Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

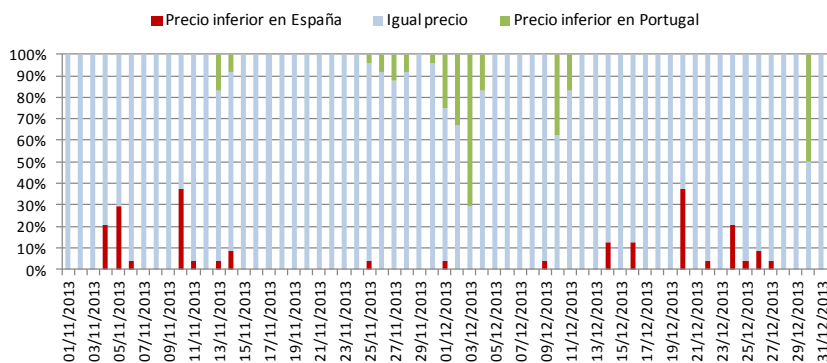
3.2.5.5 Acoplamiento del MIBEL

Gráfico 94 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 95 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Noviembre y Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

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

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

Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.6 Desvío de demanda en el mercado

Cuadro 18 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por grupo empresarial. Noviembre y Diciembre 2013.

	ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL	HC	E.ON	EGL	ACCIONA	OTROS	Total
PDBF	22,98%	22,74%	9,42%	6,51%	2,00%	9,81%	7,70%	18,84%	100%
P48	21,64%	22,53%	13,56%	6,72%	2,44%	8,97%	6,69%	17,43%	100%

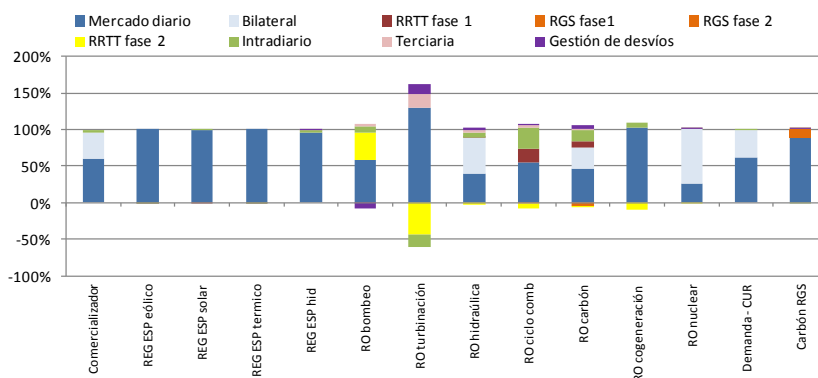
Fuente: SGIME (CNMC)

Cuadro 19 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por tecnología. Noviembre y Diciembre 2013.

	Nuclear	Carbón	Ciclo comb.	Hidr.	RE Eólico	RE Hidr.	RE Solar	RE Termic.	Bombeo Turb.	Importac.	Fuel-gas	Total
PDBF	19,18%	13,47%	6,09%	8,97%	26,99%	2,23%	3,26%	14,83%	1,52%	3,45%	0,00%	100%
P48	17,70%	15,62%	10,45%	9,35%	24,61%	2,14%	3,03%	13,54%	1,09%	2,46%	0,00%	100%

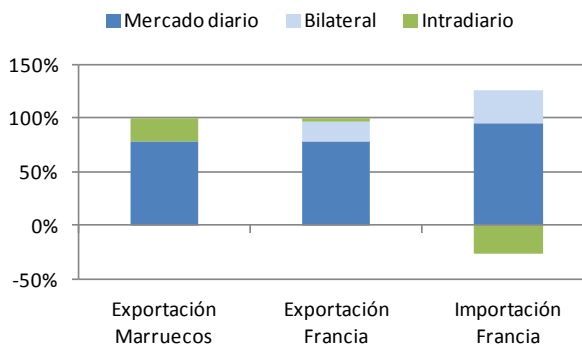
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 96 - Peso de cada uno de los segmentos en el programa de cada tecnología. Noviembre y Diciembre 2013.



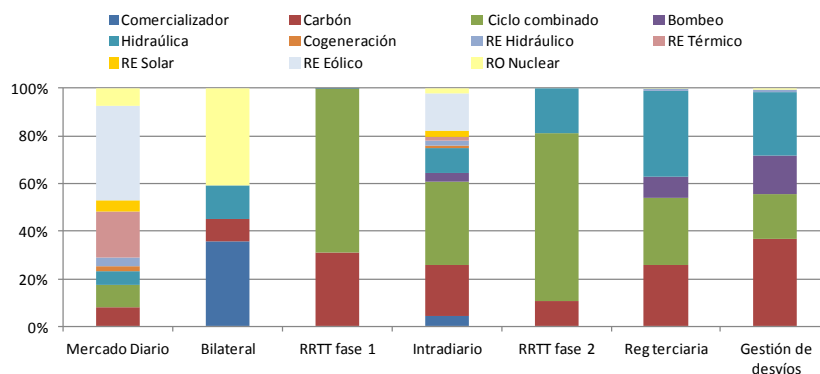
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 97 - Peso de cada uno de los segmentos en las interconexiones. Noviembre y Diciembre 2013.



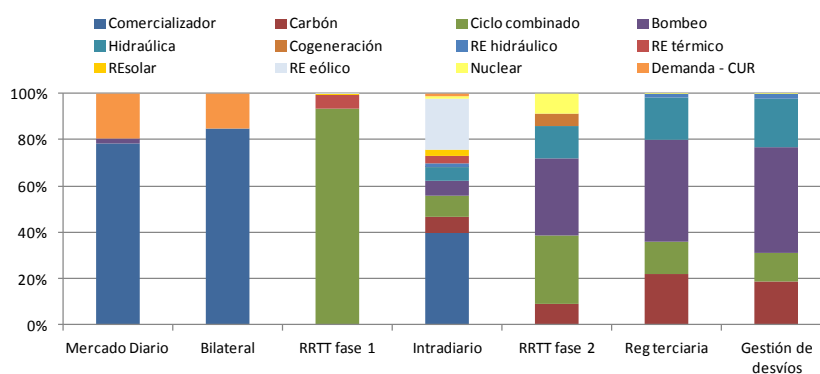
Fuente: SGIME (CNMC)

**Gráfico 98 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a subir (ventas).
Noviembre y Diciembre 2013.**



Fuente: SGIME (CNMC)

**Gráfico 99 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a bajar (compras).
Noviembre y Diciembre 2013.**

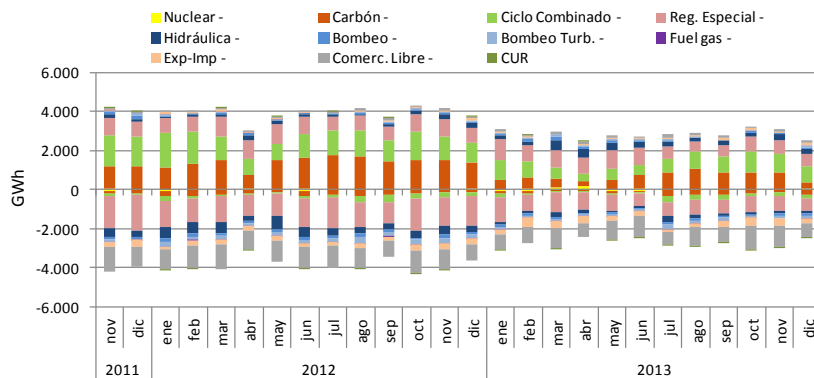


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.7 Mercado Intradiario

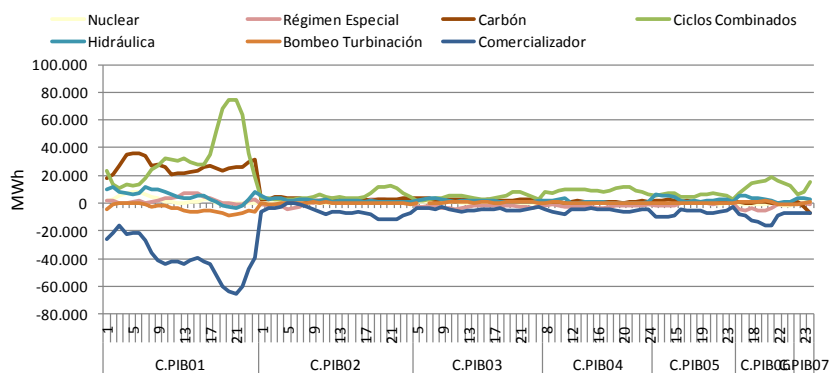
3.2.7.1 Energías

Gráfico 100 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



Fuente: SGIME (CNMC)

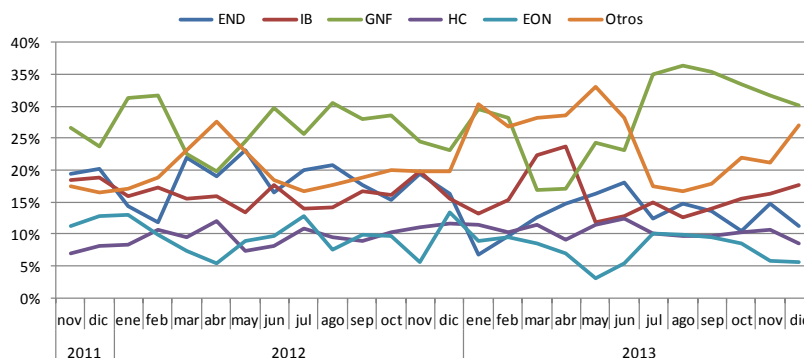
Gráfico 101 - Valores medios horarios del programa neto de cada tecnología en cada una de las sesiones del mercado intradiario. Noviembre y Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

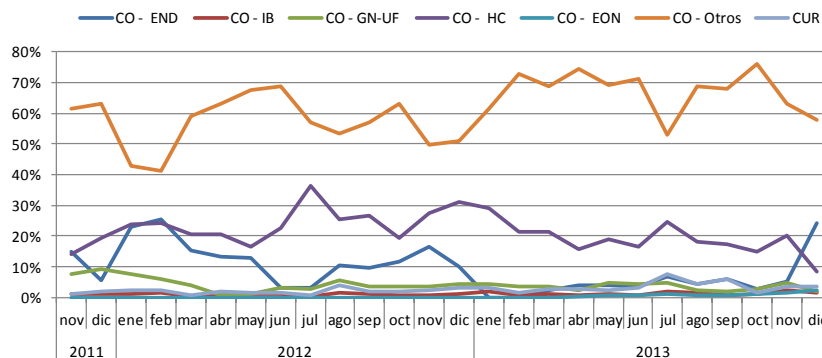
3.2.7.2 Concentración empresarial

Gráfico 102 - Cuotas de ventas en intradiario.



Fuente: SGIME (CNMC)

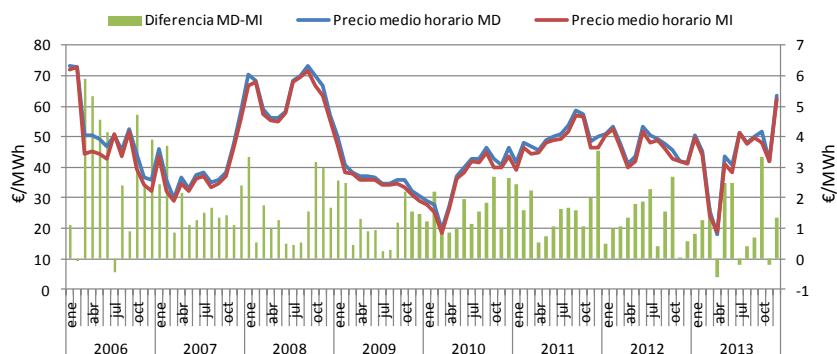
Gráfico 103 - Cuotas de compras en intradiario.



Fuente: SGIME (CNMC)

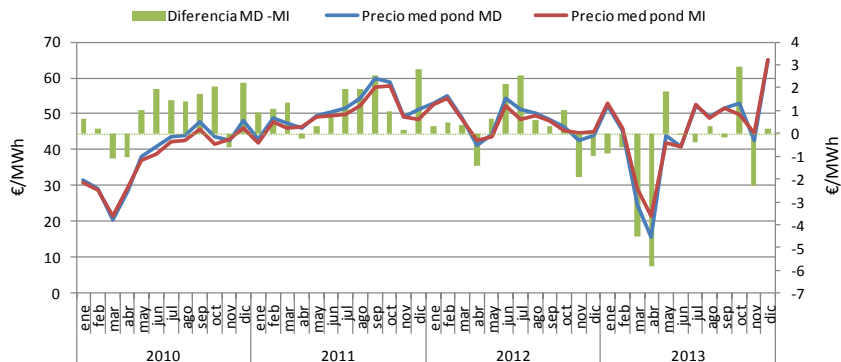
3.2.7.3 Análisis de Precios

Gráfico 104 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario.



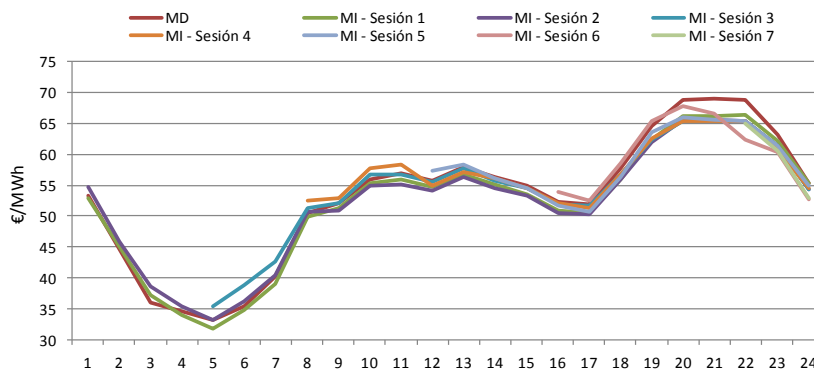
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 105 - Evolución del promedio mensual del precio medio ponderado en los mercados Diario e Intradía en zona española.



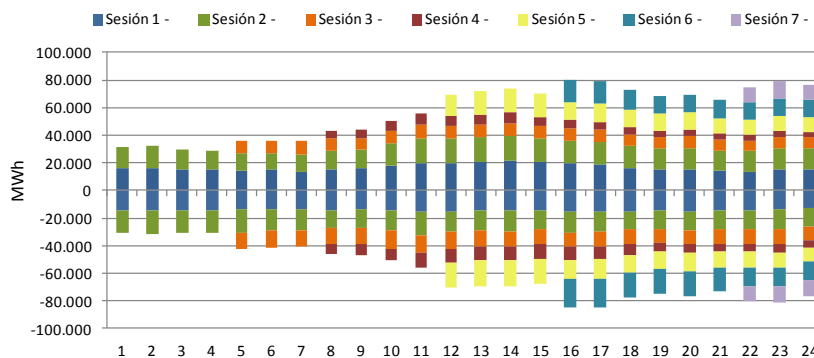
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 106 - Precios medios del mercado intradiario para cada sesión. Noviembre y Diciembre 2013.



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

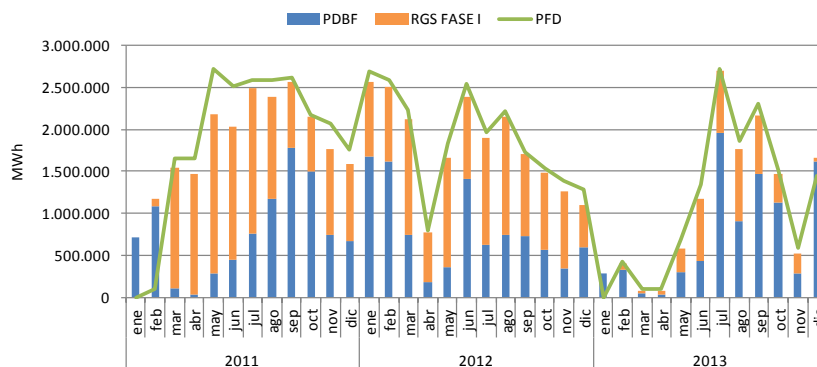
Gráfico 107 - Energía horaria negociada por el régimen especial en cada una de las sesiones del mercado intradiario. Noviembre y Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

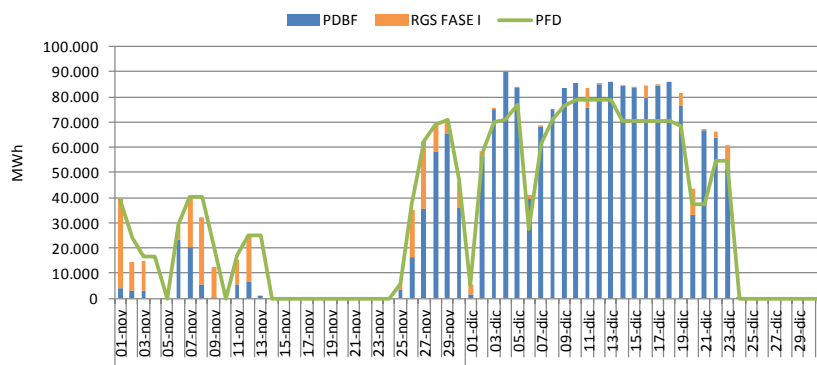
3.2.8 Solución de Restricciones por Garantía de Suministro

Gráfico 108 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.



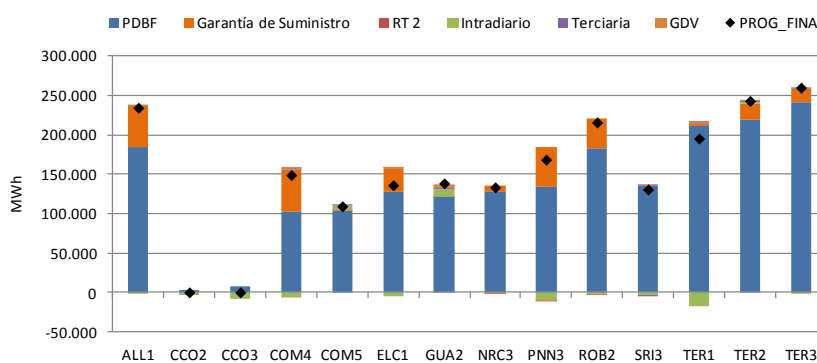
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 109 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Noviembre y Diciembre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 110 - Participación de las centrales adscritas al RD 134/2010 en los distintos segmentos del mercado. Noviembre y Diciembre 2013.



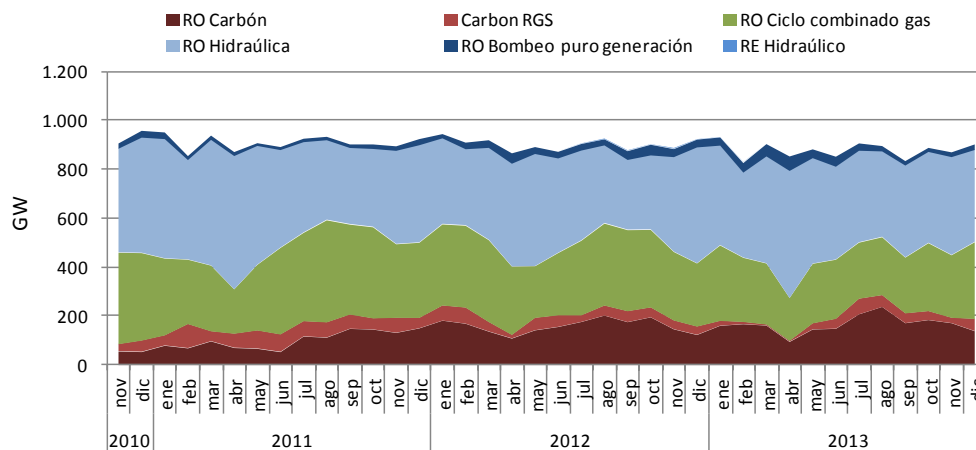
Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9 Mercados de Servicios de Ajuste

3.2.9.1 Banda de Regulación Secundaria

3.2.9.1.1 Tecnologías

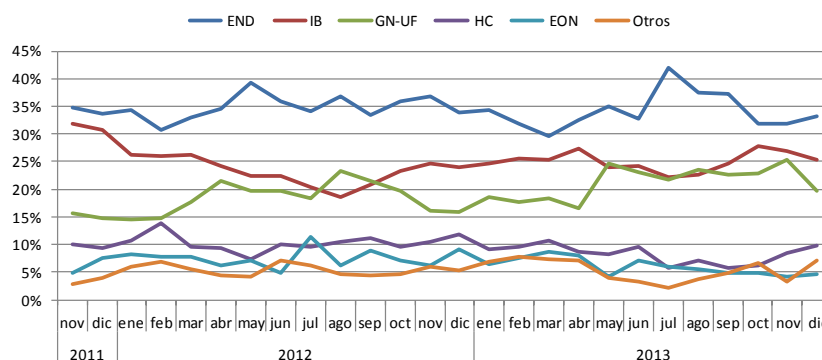
Gráfico 111 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.1.2 Concentración Empresarial

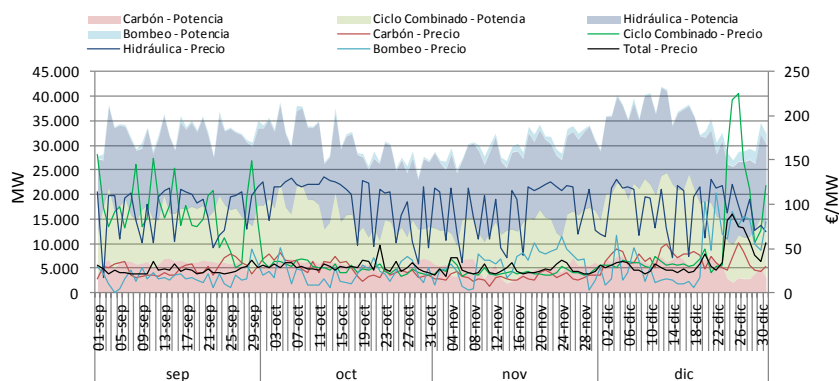
Gráfico 112 - Asignación de banda por grupo empresarial.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.1.3 Análisis de precios

Gráfico 113 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria. Septiembre - Diciembre 2013.

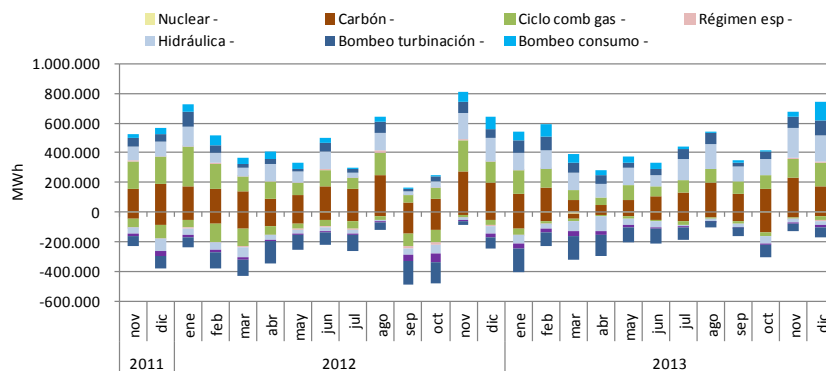


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.2 Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

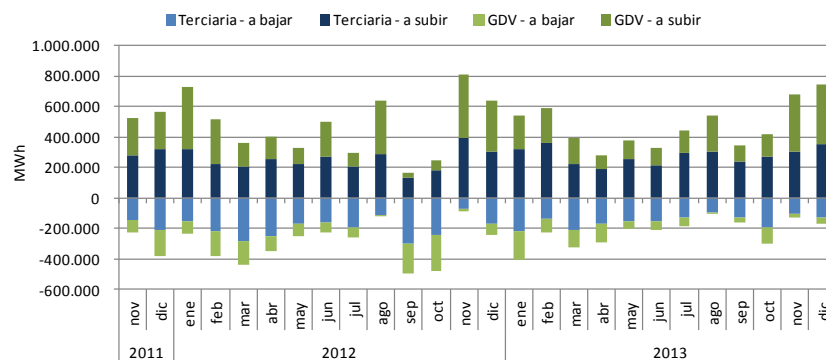
3.2.9.2.1 Energías

Gráfico 114 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 115 - Energía mensual de gestión de desvíos y regulación terciaria.

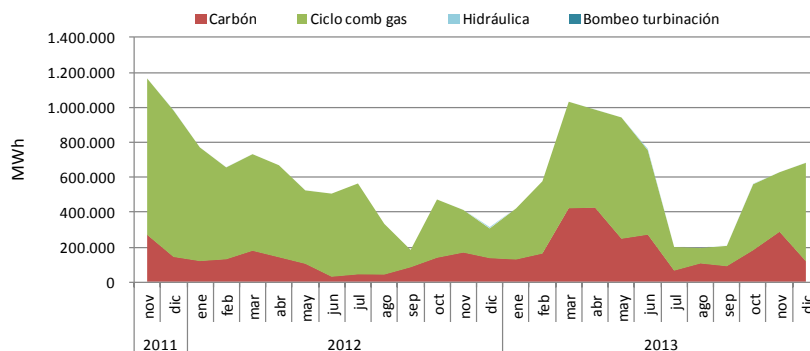


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.3 Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1

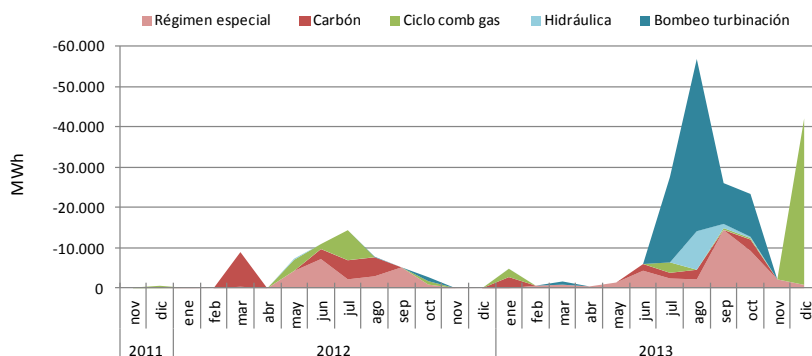
3.2.9.3.1 Energías

Gráfico 116 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a subir.



Fuente: SGIME (CNMC).

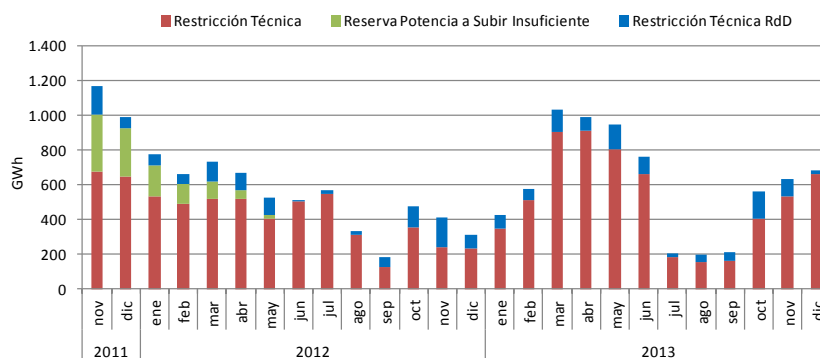
Gráfico 117 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a bajar.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.3.2 Motivos de programación

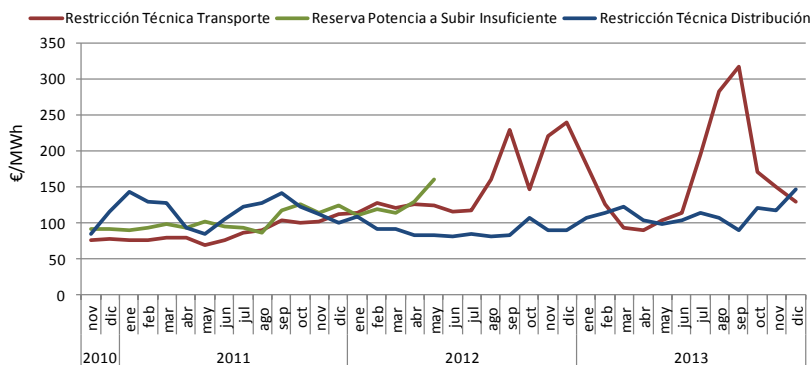
Gráfico 118 - Tipo de redespacho de las restricciones técnicas - Fase 1 a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

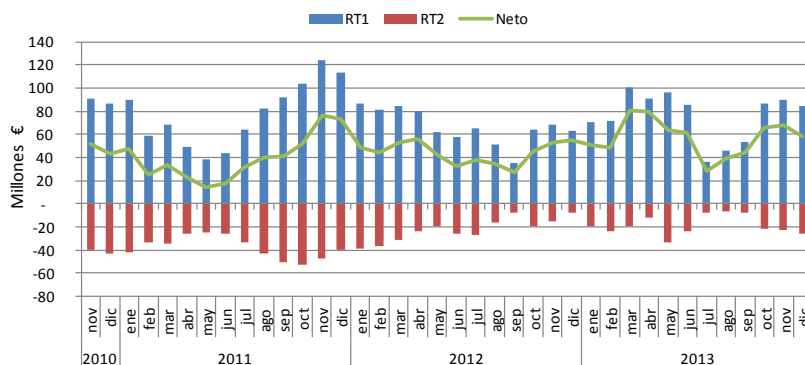
3.2.9.3.3 Análisis de precios

Gráfico 119 - Evolución mensual del precio medio ponderado en restricciones técnicas a subir en la red de transporte, distribución y por insuficiente reserva a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 120 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2).

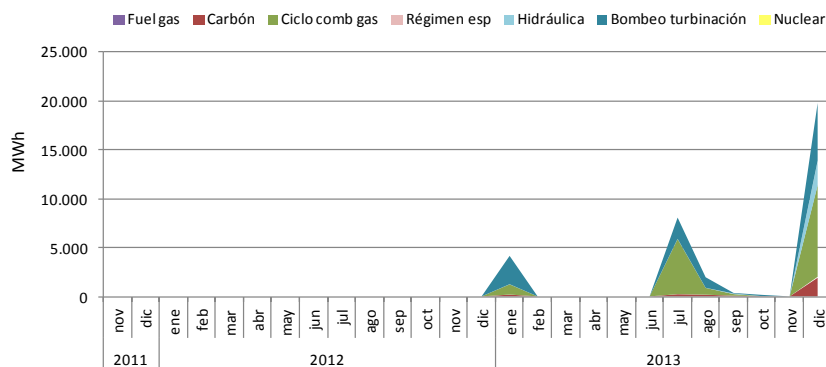


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.4 Restricciones técnicas al PDBF: fase 2

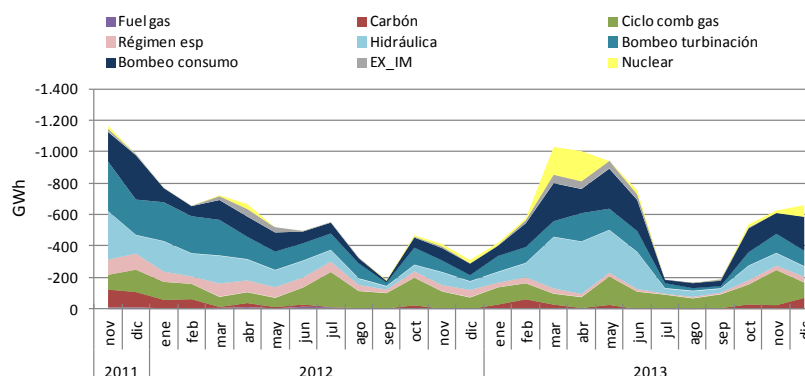
3.2.9.4.1 Energías

Gráfico 121 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

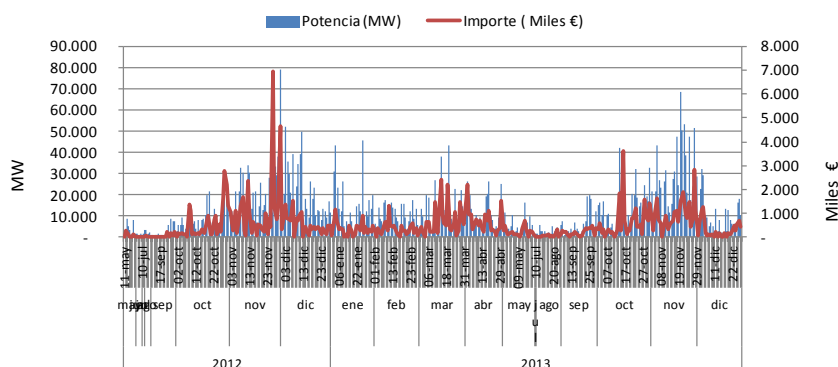
Gráfico 122 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a bajar.



Fuente: SGIME (CNMC)

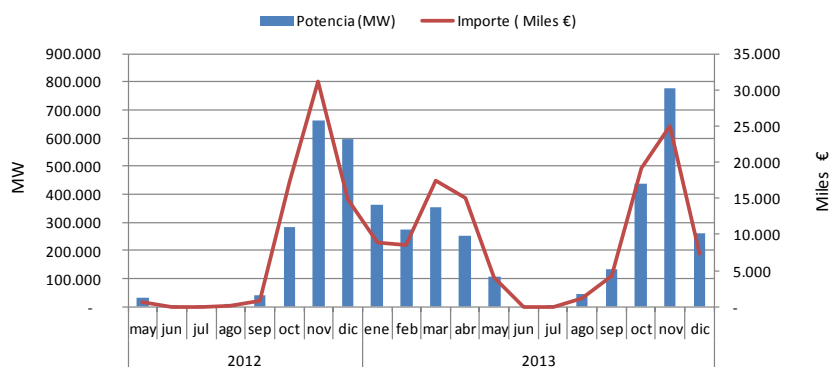
3.2.9.5 Reserva de potencia adicional a subir

Gráfico 123 – Evolución diaria de potencia y coste de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: REE

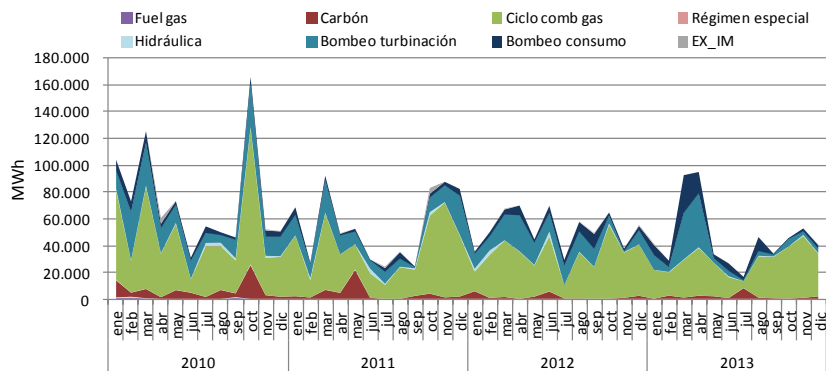
Gráfico 124 – Evolución mensual de la potencia y del coste de asignación de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: REE

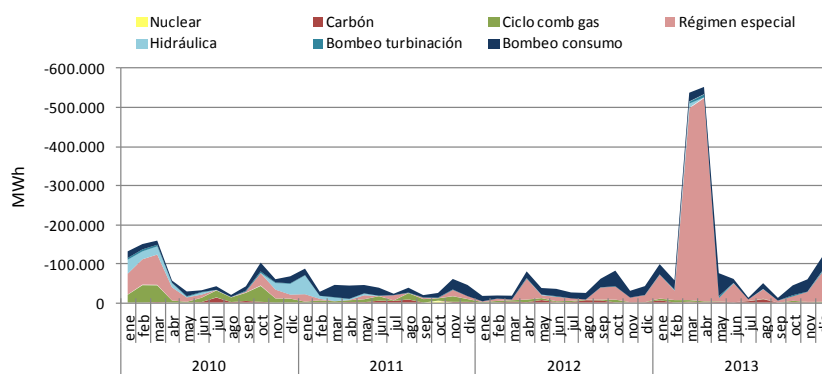
3.2.9.6 Restricciones en Tiempo Real

Gráfico 125 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 126 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a bajar.



Fuente: SGIME (CNMC)

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

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

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

