



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

Septiembre y Octubre 2013

21 de Enero de 2014

1	RESUMEN EJECUTIVO	4
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.....	12
2.3.1	Componentes del precio final del mercado de producción	12
2.3.2	Programa Diario Base de Funcionamiento.....	14
2.3.3	Análisis de ofertas	18
2.3.4	Análisis de costes.....	20
2.3.5	El MIBEL y otros mercados europeos	21
2.3.6	Restricciones por Garantía de Suministro	27
2.3.7	Mercado Intradía	28
2.3.8	Servicios de ajuste del sistema	30
2.4	BALANCE EMPRESARIAL	39
3	ANEXO II - GRÁFICAS.....	42
3.1	ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	42
3.1.1	Demanda.....	42
3.1.2	Oferta	43
3.2	ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS.....	45
3.2.1	Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados	45
3.2.1.1	Distribución de la producción	45
3.2.1.2	Distribución de la demanda.....	48

3.2.2	Balance empresarial.....	48
3.2.3	Precio Horario Final de la Demanda Nacional.....	50
3.2.4	Sobrecoste por segmento de generación.....	51
3.2.5	Mercado Diario y Contratación Bilateral.....	51
3.2.5.1	Energías.....	51
3.2.5.2	Concentración empresarial.....	55
3.2.5.3	Análisis de precios.....	56
3.2.5.4	Ofertas al mercado diario.....	60
3.2.5.5	Acoplamiento del MIBEL.....	62
3.2.6	Desvío de demanda en el mercado.....	64
3.2.7	Mercado Intradía.....	66
3.2.7.1	Energías.....	66
3.2.7.2	Concentración empresarial.....	67
3.2.7.3	Análisis de Precios.....	67
3.2.8	Solución de Restricciones por Garantía de Suministro.....	69
3.2.9	Mercados de Servicios de Ajuste.....	70
3.2.9.1	Banda de Regulación Secundaria.....	70
3.2.9.2	Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria.....	71
3.2.9.3	Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1.....	72
3.2.9.4	Restricciones técnicas al PDBF: fase 2.....	73
3.2.9.5	Reserva de potencia adicional a subir.....	74
3.2.9.6	Restricciones en Tiempo Real.....	75
4	ANEXO III – LISTADO DE CENTRALES DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO Y SUS CÓDIGOS.....	76

1 RESUMEN EJECUTIVO

La continua reducción de la demanda interanual de electricidad registrada hasta octubre de 2013, hace que ésta se sitúe en niveles equiparables a los registrados en diciembre de 2005. No obstante, la caída porcentual experimentada durante los meses de estudio (-2,9% y -2,6% en septiembre y octubre respectivamente) resulta menor a la de meses previos.

Como se comentó en informes anteriores, estos valores confirmarían una evolución menos negativa de la demanda en los últimos meses, que de este modo estaría siguiendo con cierto retardo la evolución positiva experimentada por el PIB en los últimos trimestres.

Atendiendo a la cuota de generación en P48 por tecnología, la tecnología nuclear se mantuvo al frente de las tecnologías de generación durante los meses de estudio, alcanzando unas cuotas del 22,0% y 20,1% en septiembre y octubre respectivamente, descendiendo ligeramente respecto a los meses previos por indisponibilidad. La generación eólica se situó en segundo lugar, con unas cuotas del 14,9% y 18,3% respectivamente. El hueco térmico se mantuvo en los niveles elevados de julio y agosto, en el entorno del 31%. La cuota de generación de las tecnologías de origen solar se redujo al 6% en septiembre y 4,5% en octubre.

El precio medio del mercado diario en los meses de septiembre y octubre se situó en 50,20 €/MWh y 51,49 €/MWh respectivamente, manteniéndose así en niveles similares a los registrados en los meses de julio y agosto (51,16 €/MWh y 48,09 €/MWh), pese a la menor demanda alcanzada, hecho favorecido por la caída de la oferta nuclear y solar, así como por el encarecimiento de la oferta hidráulica. El hueco térmico se situó en el 27% para el mes de septiembre, descendiendo hasta el 23% en octubre.

Entre las actuaciones precisas a fin de que el MIBEL se encuentre en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (North-West Europe, NWE, que agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia), se encuentran las orientadas a retrasar en dos horas el cierre del mercado diario –hasta las 12:00 CET, en sincronía con la hora de cierre de los mercados citados. Con esta finalidad fueron modificadas las Reglas del Mercado por la Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía. En consecuencia, el día 15 de octubre tuvo lugar el retraso del cierre del mercado diario a las 12:00 horas, no habiéndose producido incidentes ni en el proceso de oferta ni en la casación, habiéndose cumplido sin problemas los horarios establecidos, tanto en el mercado diario como en el intradiario. A este respecto, se recuerda que, como consecuencia del retraso de dos horas en el cierre del mercado diario, se redujo en una hora el horizonte de programación de la primera sesión del mercado intradiario, que ahora abarca 27 horas, entre la 22 del día D-1 y la 24 del día D.

Adicionalmente, coincidiendo con dicho cambio horario, tuvo lugar la entrada en vigor de la prohibición de participación, en la segunda fase del proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF, de las importaciones de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

El acoplamiento medio del MIBEL alcanzó el 92% y 95% en septiembre y octubre respectivamente, apareciendo precio inferior en zona española en la mayor parte de las horas de desacoplamiento de ambos meses (7,6% y 3,8% respectivamente).

Cabe reseñar que desde el pasado día 10 de octubre de 2013, el gobierno de Portugal aprobó la entrada de un nuevo impuesto a la generación por valor de 2 €/MWh producido en los periodos valle y 3 €/MWh en los periodos punta-llano. Quedarían exentas de dicho impuesto las centrales que tienen retribución regulada (CAES) y los ciclos combinados con un funcionamiento anual inferior a 500 horas. Adicionalmente se ha introducido en la Ley de Presupuestos Generales del Estado de Portugal una nueva tasa del 0,8% sobre el valor de los activos de los productores de electricidad y almacenamiento de gas.

El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de septiembre y octubre fue de 43,20 €/MWh y 44,54 €/MWh respectivamente, en el entorno de 7 €/MWh inferiores a los valores registrados en el mercado español. La diferencia entre ambos mercados resultó menos pronunciada que en los meses de julio y agosto, reduciéndose así el uso de la interconexión en sentido importador, alcanzándose unas cuotas de utilización en este sentido del 67% y 65% en septiembre y octubre respectivamente. Las cuotas de exportación continuaron presentando niveles bajos (6% y 12% respectivamente), aunque muy superiores a los de los dos meses precedentes.

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 entre enero y octubre de 2013 ascendió a 10,66 TWh (6,2 TWh hasta agosto), lo que supone el 31% del total establecido.

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 49,51 €/MWh para el mes de septiembre y de 48,17 €/MWh para octubre, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 50,20 €/MWh y 51,49 €/MWh respectivamente. De este modo, la diferencia entre ambos mercados (MD-MI) en el mes de octubre ascendió por encima de los 3 €/MWh. Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 11,2% y 13,3% en septiembre y octubre (13,6% y 16,3% en 2012) respectivamente de la energía negociada en PDBF, mientras que el incremento neto de generación fue del 4,0% y 6,3% respectivamente (11,2% y 13,3% en 2012).

El volumen de energía negociada en mercados intradiarios continuó situado en niveles inferiores a los previos al Real Decreto ley 2/2013, si bien en el mes de octubre, se

registró una mayor participación de las centrales de ciclo combinado, favorecidas por una mayor programación por reserva de potencia adicional a subir, así como un mayor volumen de energía adquirida por los comercializadores libres, impulsados por la mayor diferencia de precio favorable respecto al mercado diario.

El sobrecoste añadido por los servicios de ajuste durante los meses de estudio ascendió a 4,18 €/MWh y 6,99 €/MWh en septiembre y octubre respectivamente, lo que supone un incremento significativo frente a los meses anteriores. Este incremento se debe fundamentalmente a la programación de un mayor número de centrales en el proceso de restricciones técnicas así como a una mayor programación en el proceso de insuficiente reserva a subir y un elevado coste del proceso de restricciones en tiempo real.

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

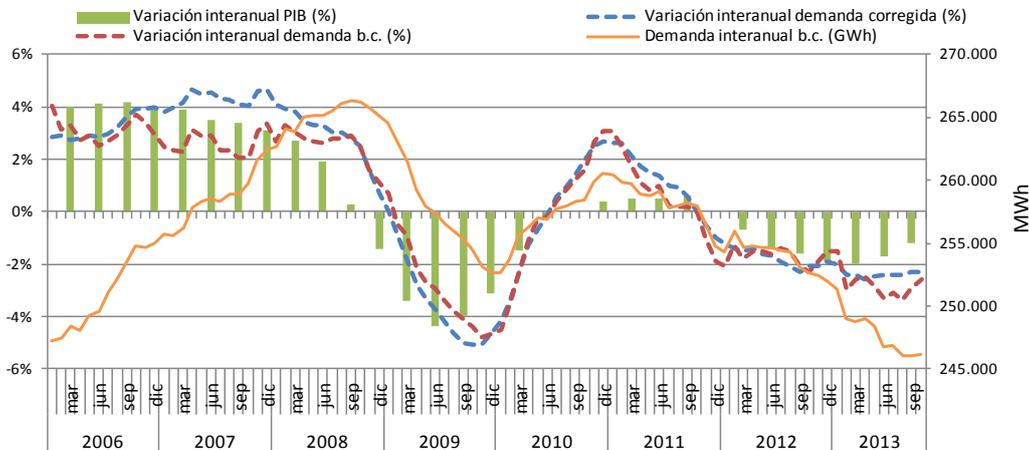
2.1 DEMANDA

La continúa reducción de la demanda interanual de electricidad registrada hasta octubre de 2013, hace que ésta se sitúe en niveles equiparables a los registrados en diciembre de 2005. No obstante, la caída porcentual experimentada durante los meses de estudio (-2,9% y -2,6% en septiembre y octubre respectivamente) resulta menor a la de meses previos.

El descenso porcentual de la demanda interanual corregida (temperatura y laboralidad) para los meses de septiembre y octubre fue del 2,3%, resultando de igual manera menos acusado que en los meses anteriores.

Como se comentó en informes previos, estos valores confirmarían una evolución menos negativa de la demanda en los últimos meses, que de este modo estaría siguiendo con cierto retardo la evolución positiva experimentada por el 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).

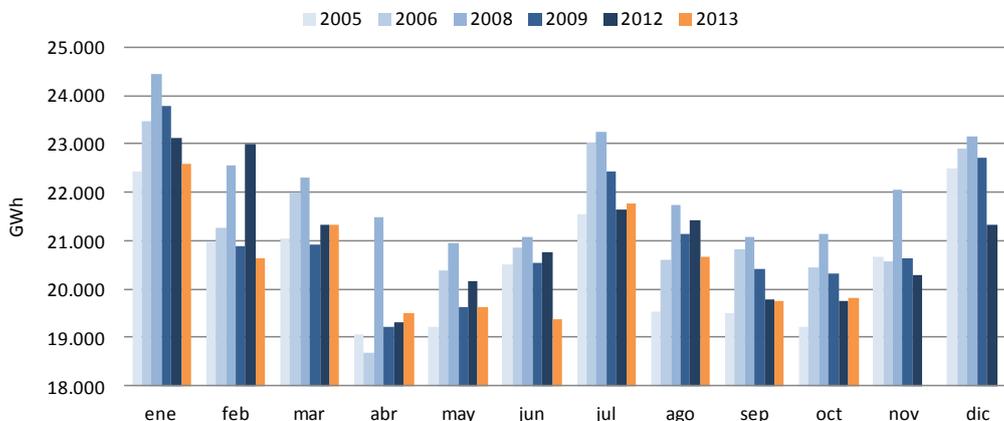


Fuente: REE, INE, SGIME (CNMC)

Según datos de la Agencia Estatal de Meteorología, los meses de septiembre y octubre resultaron muy cálidos en su conjunto. Así, septiembre superó en 1,2º C el valor normal del mes, mientras que para el mes de octubre la diferencia fue de 2,1º C por encima.

La demanda mensual registrada en barras de central durante los meses de estudio experimentó un descenso respecto al año anterior del 0,2% en septiembre (-1,1% en términos corregidos) y un ascenso del 0,9% en octubre (-1,2% en términos corregidos).

Gráfico 2 – Demanda mensual peninsular en barras de central.



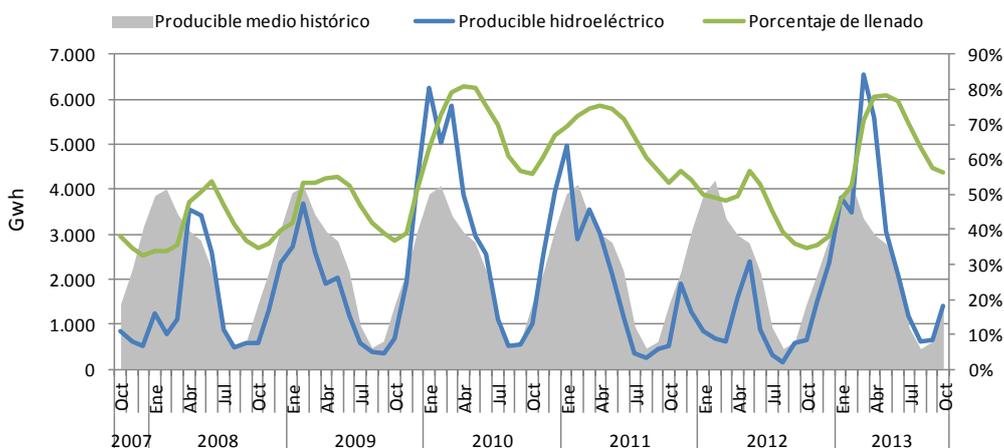
Fuente: REE

2.2 OFERTA

Desde el punto de vista hidrológico, en ambos meses de estudio se registraron unos volúmenes de precipitaciones ligeramente inferiores a las medias correspondientes, según datos de la Agencia Estatal de Meteorología.

El producible hidroeléctrico durante septiembre y octubre estuvo en línea con su comportamiento histórico, mientras que las reservas hidráulicas se redujeron levemente, manteniéndose en niveles elevados.

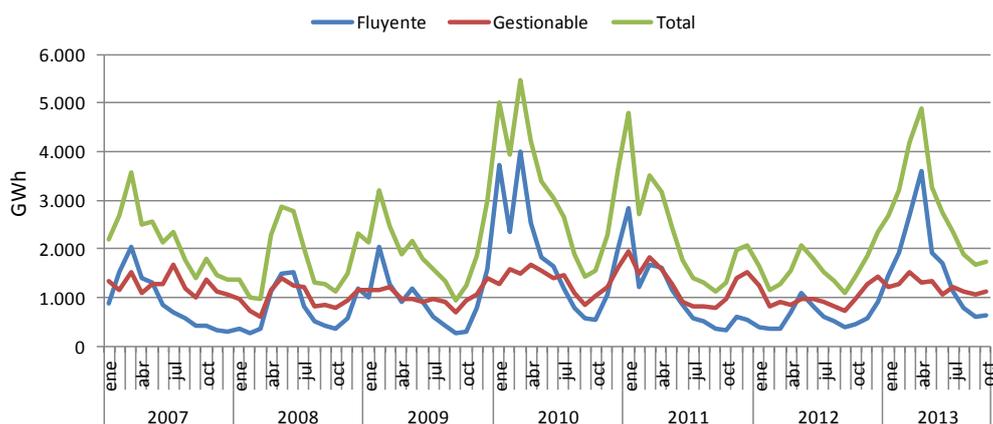
Gráfico 3 - Evolución mensual del producible hidroeléctrico, valor medio histórico y porcentaje de llenado.



Fuente: REE

La generación hidráulica en régimen ordinario continuó descendiendo durante los meses de estudio, si bien, continuó situada en niveles superiores a los meses equivalentes de años anteriores.

Gráfico 4 - Evolución mensual de la producción hidráulica 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 indisponibilidad programada de la central nuclear de Cofrentes (comprendiendo la última semana de septiembre y todo el mes de octubre) derivó en un descenso de la generación nuclear, limitándose ésta a 4,35 TWh en el mes de octubre frente a los más de 5 TWh de Julio y Agosto.

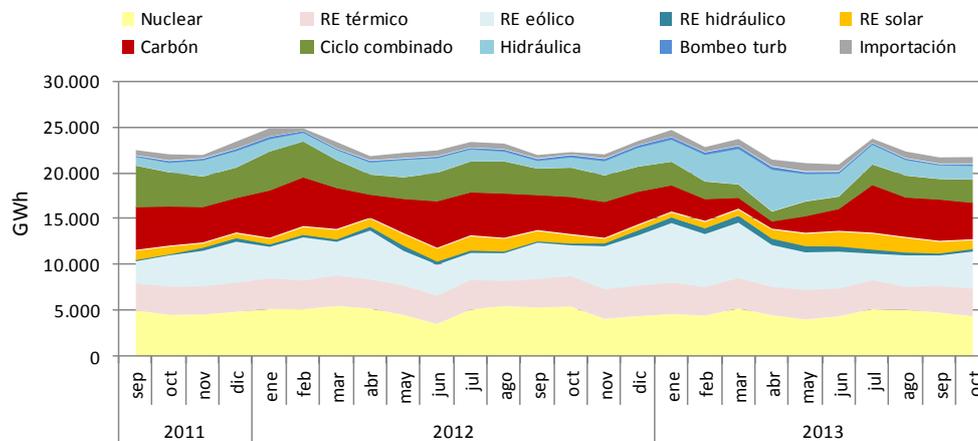
La generación térmica en régimen especial se situó en el entorno de los 3 TWh tras el descenso ligado a la cogeneración del mes de agosto (2,6 TWh). Por su parte, la generación eólica experimentó un ascenso en el mes de octubre, acercándose a los 4 TWh, por encima de la media de julio y agosto (3,1 TWh).

La generación hidráulica en régimen ordinario continuó descendiendo durante los meses de estudio, con valores de producción mensuales en el entorno de los 1,5 TWh, los más bajos registrados en el presente año.

La generación térmica (carbones y ciclos combinados) experimentó un leve descenso en su conjunto respecto a los meses inmediatamente anteriores, acusado principalmente por la tecnología del carbón.

La generación de origen solar continuó su descenso estacional, cayendo por debajo de 1TWh en el mes de octubre, tras alcanzar un máximo anual de 1,75 TWh en el mes de julio.

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



Fuente: SGIME (CNMC)

Atendiendo a la cuota de generación en P48 por tecnología, la tecnología nuclear se mantuvo al frente de la generación durante los meses de estudio, alcanzando unas cuotas del 22,0% y 20,1% en septiembre y octubre respectivamente, descendiendo ligeramente respecto a los meses previos por la indisponibilidad anteriormente explicada. La generación eólica se situó en segundo lugar, con unas cuotas del 14,9% y 18,3% respectivamente. El hueco térmico se mantuvo en los niveles elevados de julio y agosto, en el entorno del 31%. La cuota de generación de las tecnologías de origen solar se redujo al 6% en septiembre y 4,5% en octubre.

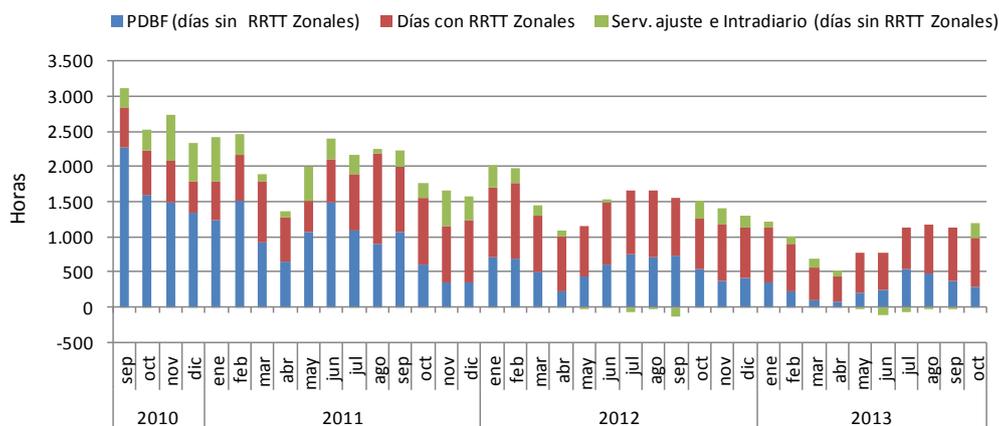
Cuadro 1 - Generación mensual por tecnología en P48 en zona española.

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%

Fuente: SGIME (CNMC)

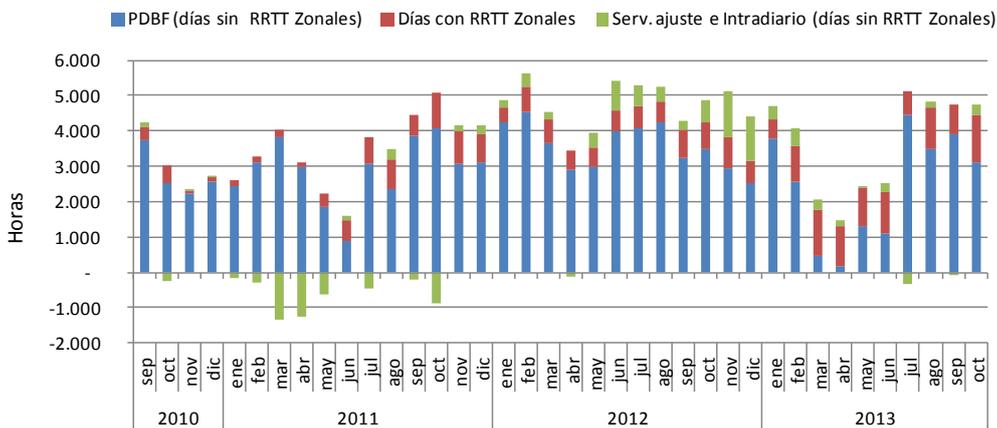
Las horas equivalentes de funcionamiento anual de las centrales de ciclo combinado se mantuvieron estables, en el entorno de las 1.100 horas, pero con un mayor peso del funcionamiento en servicios de ajuste y mercados intradiarios. Similar comportamiento presentaron las centrales de carbón, principalmente en el mes de octubre, aunque con un número de horas equivalentes en el entorno de las 4.800 horas.

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



Fuente: SGIME (CNMC)

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 acusó un notable descenso de su cuota en el mes de octubre originado principalmente por la caída de la generación de sus centrales de carbón. Iberdrola experimentó un descenso de generación neta debido a la indisponibilidad de su central nuclear de Cofrentes, aunque el descenso de demanda hizo que su cuota no experimentara grandes variaciones durante los meses

de estudio. Gas Natural Fenosa mantuvo estable su volumen de generación neta, lo que se tradujo en un ligero aumento de cuota respecto a los meses precedentes. Hidrocantábrico experimentó un aumento de su cuota de generación en ambos meses de estudio, ayudado por el incremento de funcionamiento de sus centrales térmicas (tanto ciclos combinados como carbones), mientras que E.On presentó un comportamiento dispar en septiembre y octubre, conforme al nivel de funcionamiento de sus centrales de carbón.

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

Años	Mes	END	IB	GN-UF	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%

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.

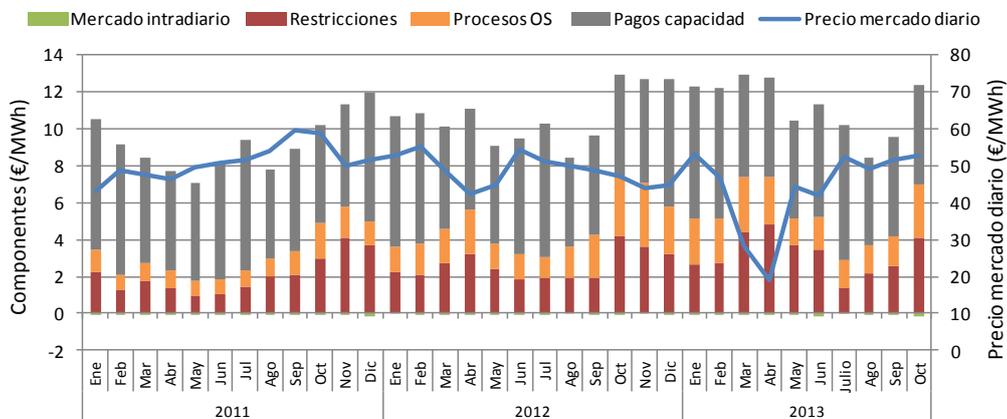
**Cuadro 3 – Evolución del precio horario final de la demanda nacional
(distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre +
consumidores directos a mercado libre).**

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

Fuente: SGIME (CNMC)

El precio medio final correspondiente al mes de octubre fue de 64,9 €/MWh, lo que supone el valor más alto alcanzado desde el mes de enero. Sin embargo, a diferencia de lo ocurrido en ese mes, la componente asociada a Restricciones alcanzó un valor elevado (4,1 €/MWh). También hay que reseñar el aumento de la componente de otros procesos del Operador del Sistema en el mes de octubre. El alza de ambas componentes (cuyos motivos se analizarán con posterioridad), sumadas al incremento del precio del mercado diario, explicarían este aumento del precio final.

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



Fuente: SGIME (CNMC)

Los precios horarios punta alcanzados durante ambos meses se mantuvieron en el entorno de los 75 €/MWh, registrándose alguna hora de precio superior, cercana a los 80 €/MWh. No se registraron horas de precio cero durante el periodo de estudio.

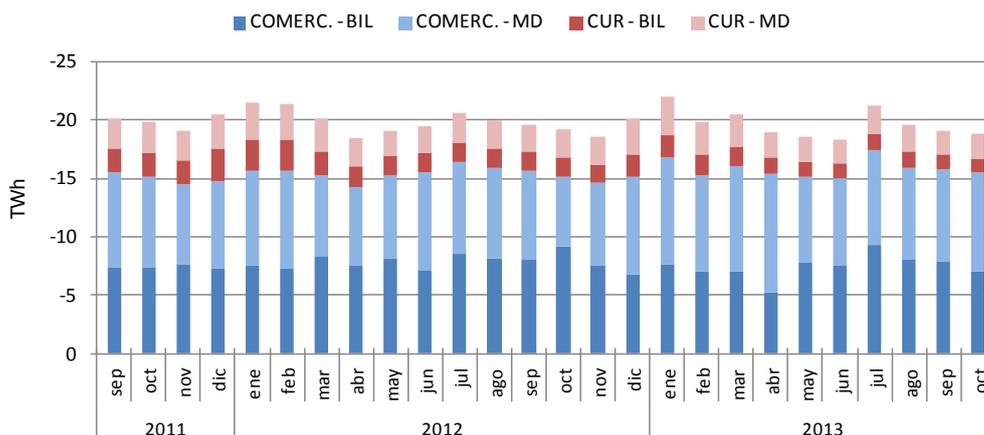
2.3.2 Programa Diario Base de Funcionamiento

Entre las actuaciones precisas a fin de que el MIBEL se encuentre en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (North-West Europe, NWE, que agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia), se encuentran las orientadas a retrasar en dos horas el cierre del mercado diario –hasta las 12:00 CET, en sincronía con la hora de cierre de los mercados citados. Con esta finalidad fueron modificadas las Reglas del Mercado por la Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía. En consecuencia, el día 15 de octubre tuvo lugar el retraso del cierre del mercado diario a las 12:00 horas, no habiéndose producido incidentes ni en el proceso de oferta ni en la casación, habiéndose cumplido sin problemas los horarios establecidos, tanto en el mercado diario como en el intradiario. A este respecto, se recuerda que, como consecuencia del retraso de dos horas en el cierre del mercado diario, se redujo en una hora el horizonte de programación de la primera sesión del mercado intradiario, que ahora abarca 27 horas, entre la 22 del día D-1 y la 24 del día D.

Adicionalmente, coincidiendo con dicho cambio horario, tuvo lugar la entrada en vigor de la prohibición de participación, en la segunda fase del proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF, de las importaciones de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Desde el punto de vista de las compras, la cuota de suministro en mercado libre recuperó su tendencia ascendente durante los meses de estudio, registrando unos porcentajes del 83% y 82,5% en septiembre y octubre respectivamente, frente al 79% y 78,8% 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 en el Programa Diario Base de Funcionamiento por grupo empresarial, no se apreciaron cambios significativos respecto a los meses previos. Cabe destacar el mantenimiento de la línea ascendente de la comercializadora libre de E.On, alcanzando el 3,1% de cuota. Por su parte, la comercializadora libre de Hidrocantábrico también continuó consolidando la recuperación, manteniéndose por encima del 7% de cuota, tras el descenso experimentado en la segunda mitad de 2012 y principios de 2013.

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%

Fuente: SGIME (CNMC)

Desde el punto de vista de las ventas en PDBF, Endesa redujo su cuota, recuperando el nivel de junio, en torno al 25%, tras el repunte estival de sus centrales de carbón. Mientras que Gas Natural Fenosa, mantuvo prácticamente el funcionamiento de sus ciclos en PDBF tras el alza de julio y agosto, incrementando aún más su cuota, la cual llegó a superar el 12% en octubre.

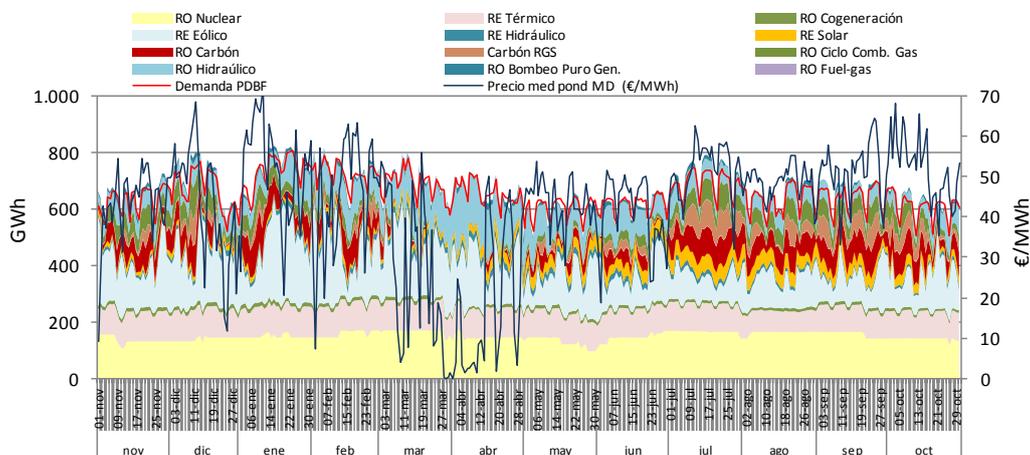
Cuadro 5 – Generación neta mensual por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española.

Años	Mes	END	IB	GN-UF	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%

Fuente: SGIME (CNMC)

El precio medio del mercado diario en los meses de septiembre y octubre se situó en 50,20 €/MWh y 51,49 €/MWh respectivamente, manteniéndose así en niveles similares a los registrados en los meses de julio y agosto (51,16 €/MWh y 48,09 €/MWh), pese a la menor demanda alcanzada, hecho favorecido por la caída de la oferta nuclear y solar, así como por el encarecimiento de la oferta hidráulica. El hueco térmico se situó en el 27% para el mes de septiembre, descendiendo hasta el 23% en octubre.

Gráfico 10 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española. Noviembre 2012 – Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

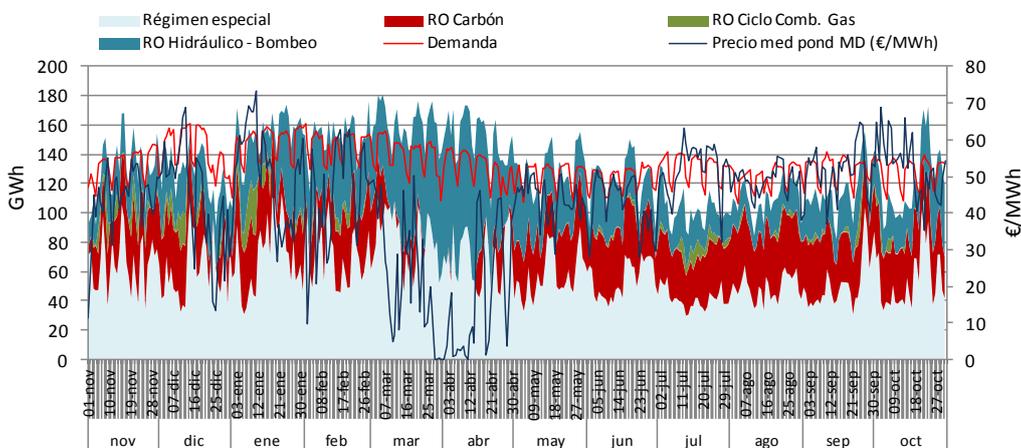
Cuadro 6 – Cuota de generación por tecnología en PDBF.

Año	Mes	RO Nuclear	RO Carbón	Carbón RGS	RO Ciclo Comb. Gas	RE Eólico	RO Hidráulico	RO Bombeo	RE Solar	RO Cogeneración	RE Hidráulico	RE Térmico	RO Fuel-gas
2012	nov	21,13%	8,80%	1,77%	8,48%	26,76%	8,79%	2,27%	2,70%	2,00%	1,88%	15,38%	0,05%
	dic	20,45%	6,65%	2,80%	8,26%	28,75%	9,64%	1,70%	2,80%	2,00%	2,58%	14,31%	0,05%
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%

Fuente: SGIME (CNMC)

El PDBF portugués registró un descenso del hueco térmico tras los elevados valores alcanzados en julio y agosto (38% en ambos meses), alcanzando unos porcentajes del 33,6% y 28,2% en septiembre y octubre respectivamente, situándose el régimen especial en el 45% y 47% del total de la generación respectivamente. El peso de los ciclos combinados continuó en niveles muy reducidos, en el entorno del 2%.

Gráfico 11 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa. Noviembre 2012 – Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

2.3.3 Análisis de ofertas

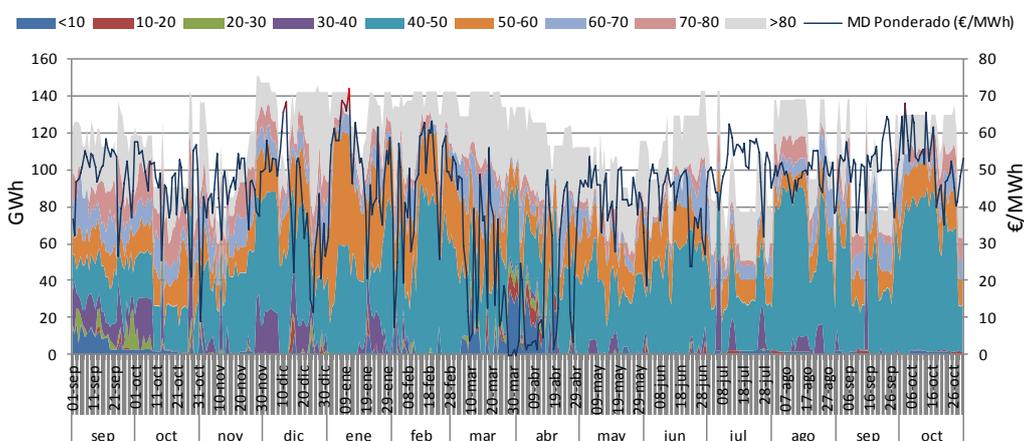
Zona española

Conforme a lo expuesto anteriormente, el mantenimiento del precio medio mensual del mercado diario durante los meses de estudio en niveles similares a los registrados en julio y agosto, pese a la reducción de la demanda, se explica por la aparición de unos mayores precios en el intervalo comprendido entre los días 23 de septiembre y 14 de octubre, solapándose durante dicho periodo con la indisponibilidad programada por

revisión y recarga de la central nuclear de Cofrentes (1.064 MW) entre los días 22 de septiembre y 6 noviembre.

Atendiendo al precio de las ofertas al mercado diario realizadas por las centrales de carbón no adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, éstas no presentaron una variación significativa desde el mes de julio, manteniendo la mayor parte de su energía ofertada en el entorno de los 45-50 €/MWh (bilateralizando parte de esta energía en ciertos momentos).

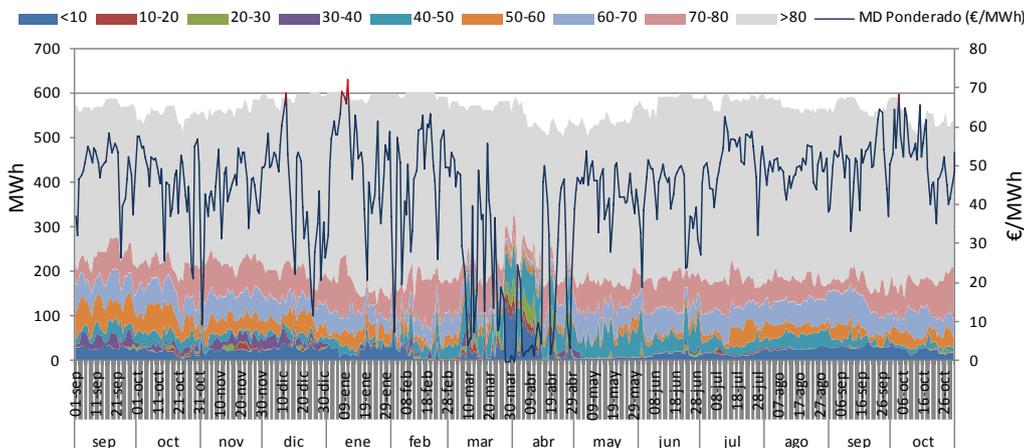
Gráfico 12 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de carbón no RGS.* Septiembre 2012 – Octubre 2013.



(*) 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)

En cuanto a los ciclos combinados, se puede apreciar un ligero incremento de precios a finales de septiembre, que se prolongó a lo largo del mes de octubre.

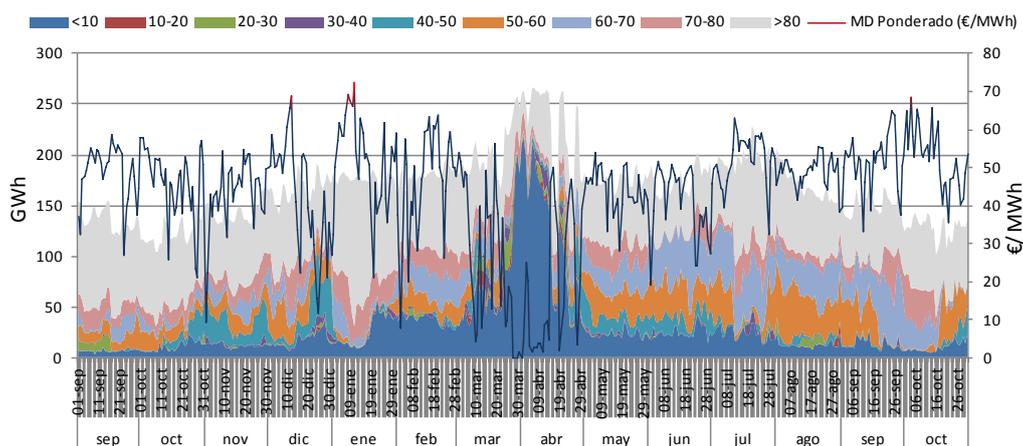
Gráfico 13 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de ciclo combinado. Septiembre 2012 – Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Por su parte, los precios de las ofertas de las centrales hidráulicas presentaron un fuerte incremento desde el 28 de septiembre hasta mediados de octubre, así como a primeros de diciembre, donde, por ejemplo, el día 8 de diciembre 167,5 GWh se ofertaron a precios por encima de 80 €/MWh, mientras que tan sólo 40,5 GWh se ofertaron por debajo de ese valor:

Gráfico 14 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas en régimen ordinario. Septiembre 2012 – Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Zona portuguesa

Cabe reseñar que desde el pasado día 10 de octubre de 2013, el gobierno de Portugal ha propiciado la entrada en vigor de un nuevo impuesto a la generación por valor de 2 €/MWh producido en los periodos valle y 3 €/MWh en los periodos punta-llano. Quedarían exentas de dicho impuesto las centrales que tienen retribución regulada (CAES) y los ciclos combinados con un funcionamiento anual inferior a 500 horas. En consecuencia, en 2013 solo resultaría de aplicación en la práctica a las centrales hidráulicas de generación.

Adicionalmente se ha introducido en la Ley de Presupuestos Generales del Estado de Portugal una nueva tasa del 0,8% sobre el valor de los activos de los productores de electricidad y almacenamiento de gas.

2.3.4 Análisis de costes

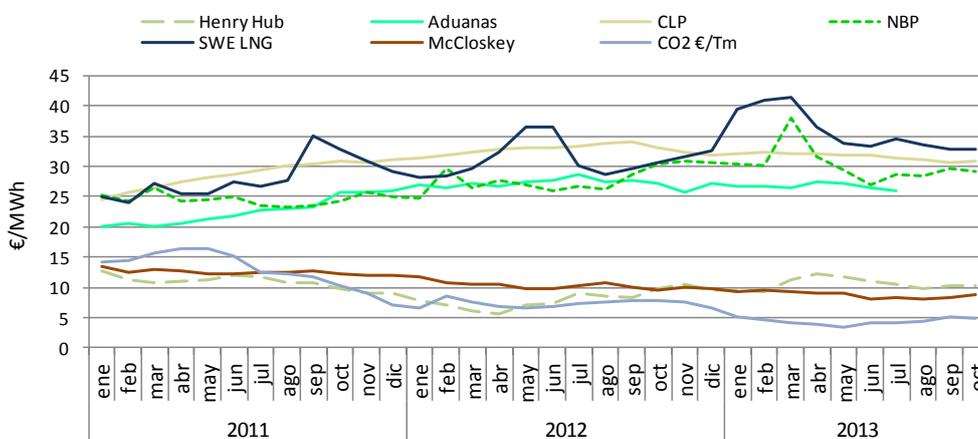
Las referencias de gas natural NBP y SWE continuaron con su tendencia convergente hacia la referencia de gas de largo plazo CLP, marcando unos valores medios mensuales para el mes de octubre situados en la horquilla 29-33 €/MWh.

La referencia Henry Hub de Estados Unidos ascendió levemente respecto al mes de agosto, situándose en ambos meses de estudio en un valor medio ligeramente por encima de los 10 €/MWh.

La referencia de carbón McCloskey repuntó levemente durante ambos meses de estudio, alcanzando un valor medio en octubre de 8,85 €/MWh.

Por su parte, los derechos de emisión de CO2 también ascendieron levemente respecto a los meses inmediatamente anteriores, situándose en el entorno de los 5 €/Tm.

Gráfico 15 - 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 septiembre y octubre fue de 50,20 €/MWh y 51,49 €/MWh respectivamente, mientras que en zona portuguesa fue de 50,68 €/MWh y 51,58 €/MWh, recuperando así los valores registrados en julio.

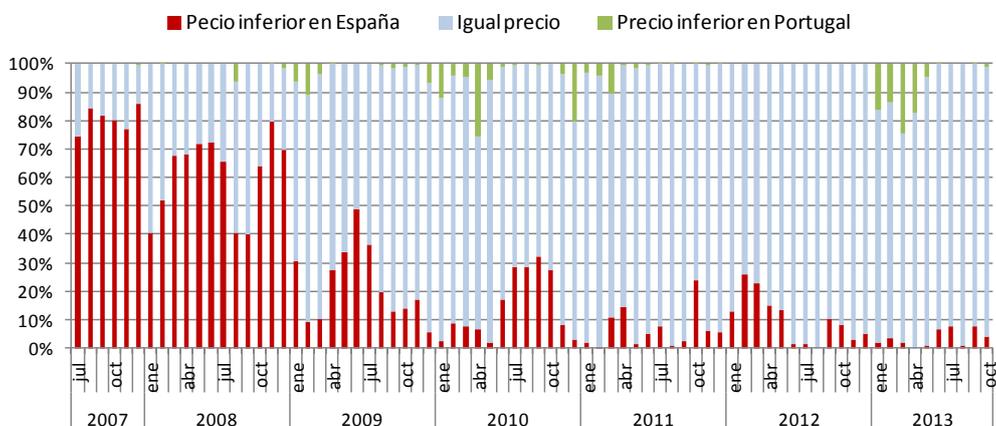
Gráfico 16 – Separación de mercados: evolución horaria del spread de precios entre la zona española y portuguesa.

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

Fuente: SGIME (CNMC)

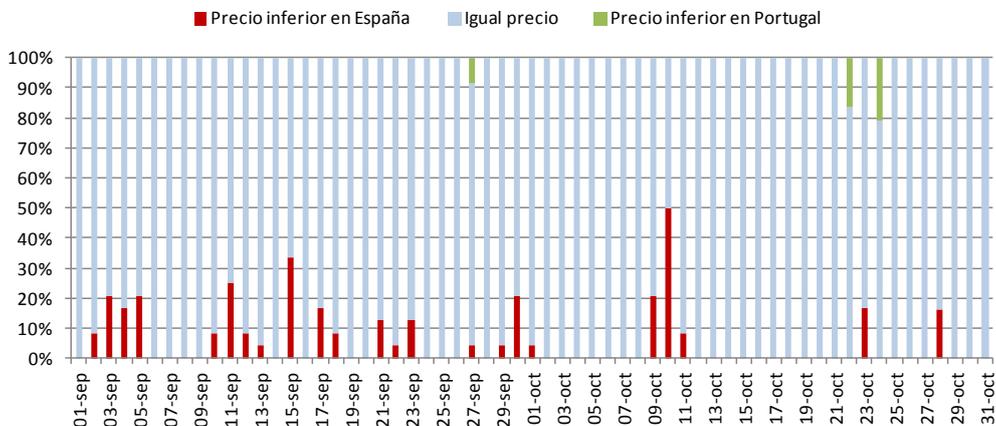
El acoplamiento medio del MIBEL alcanzó el 92% y 95% en septiembre y octubre respectivamente, apareciendo precio inferior en zona española en la mayor parte de las horas de desacoplamiento de ambos meses (7,6% y 3,8% respectivamente).

Gráfico 17 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 18 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Septiembre y Octubre 2013.



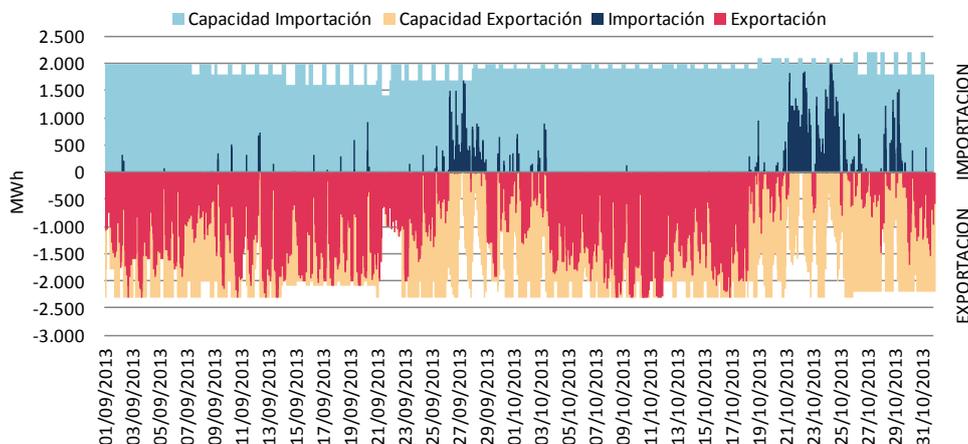
Fuente: SGIME (CNMC)

Durante los meses de septiembre y octubre se fue reduciendo el uso de la interconexión con Portugal, en sentido exportador principalmente. La utilización en sentido importador fue muy reducida, con porcentajes prácticamente nulos en ambos meses. El saldo neto resultó exportador en ambos meses por valor de 709 GWh y 530 GWh en septiembre y octubre respectivamente.

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 17% y 21% del total de horas de los meses de septiembre y octubre, representando una reducción total de 87,4 GW y 140,6 GW respectivamente.

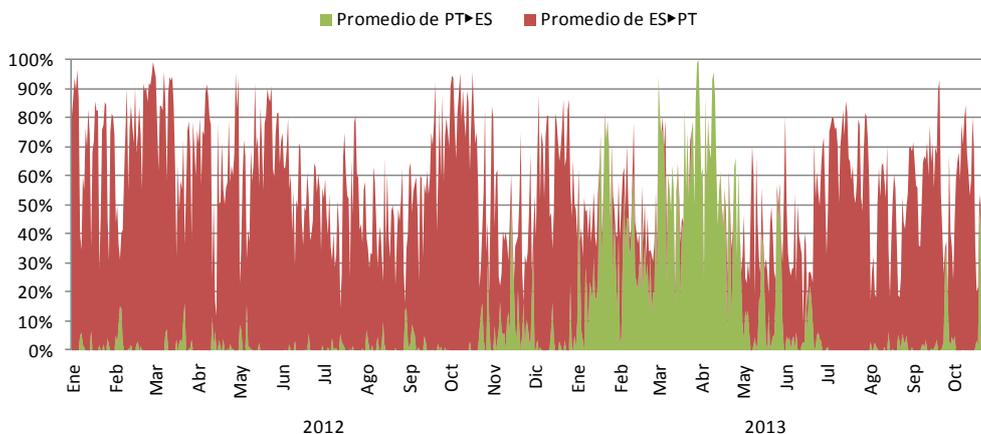
No se han llevado a cabo reducciones de la capacidad de interconexión con Portugal por seguridad del sistema eléctrico español durante el periodo de estudio.

Gráfico 19 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Septiembre y Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 20 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Portugal por sentido de flujo.

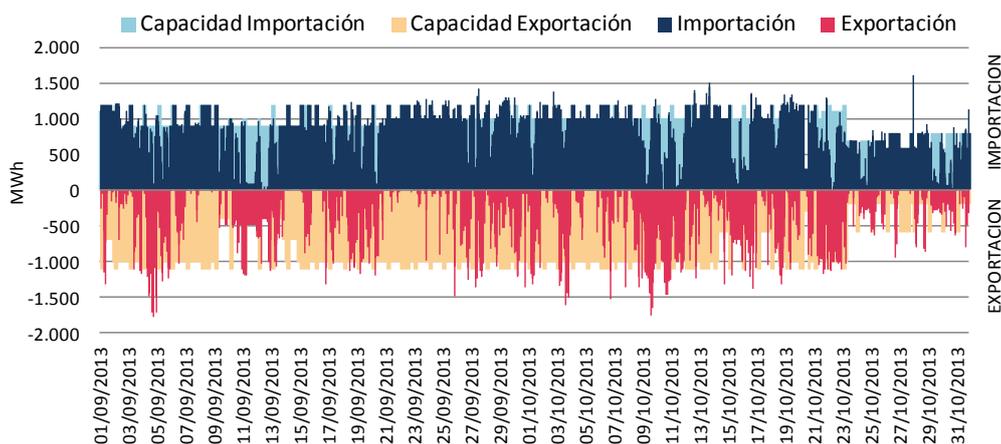


Fuente: IESOE

El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de septiembre y octubre fue de 43,20 €/MWh y 44,54 €/MWh respectivamente, en el entorno de 7 €/MWh inferiores a los valores registrados en el mercado español. La diferencia entre ambos mercados resultó menos pronunciada que en los meses de julio y agosto, reduciéndose así el uso de la interconexión en sentido importador, alcanzándose unas cuotas de utilización en este sentido del 67% y 65% en septiembre y octubre respectivamente. Las cuotas de exportación continuaron presentando niveles bajos (6% y 12% respectivamente), aunque muy superiores a los de los dos meses precedentes. Esto se tradujo en unos saldos netos mensuales importadores de 397 GWh y 285 GWh respectivamente.

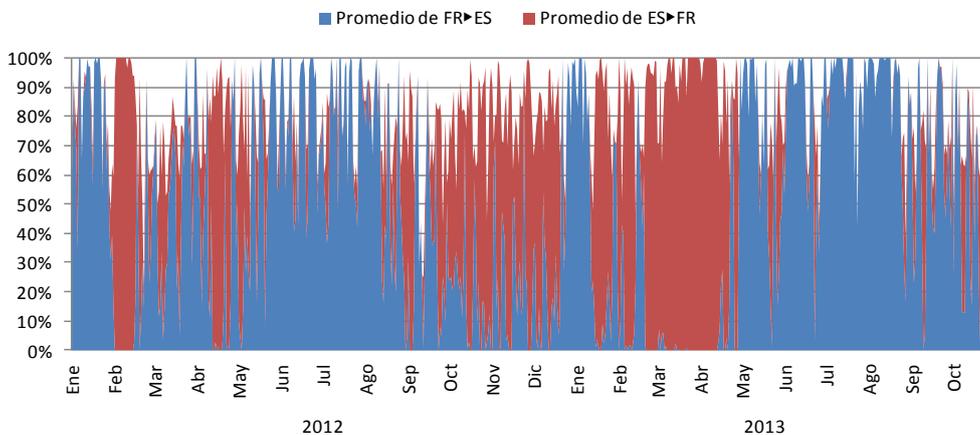
El resultado de las subastas mensuales explícitas en sentido FR→ES fue de 11,61 €/MW y de 3,67 €/MW, mientras que en sentido ES→FR fue de 0,43 €/MW y 3,01 €/MW respectivamente.

Gráfico 21 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Septiembre y Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

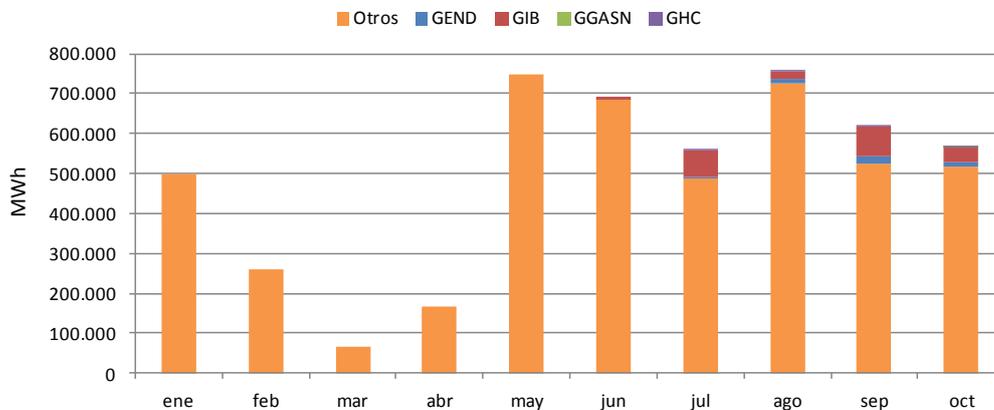
Gráfico 22 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Francia por sentido de flujo.



Fuente: IESOE

El volumen de energía importada por los operadores dominantes (Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa y EDP/Hidrocantábrico) respecto al volumen total importado continúa resultando poco significativo.

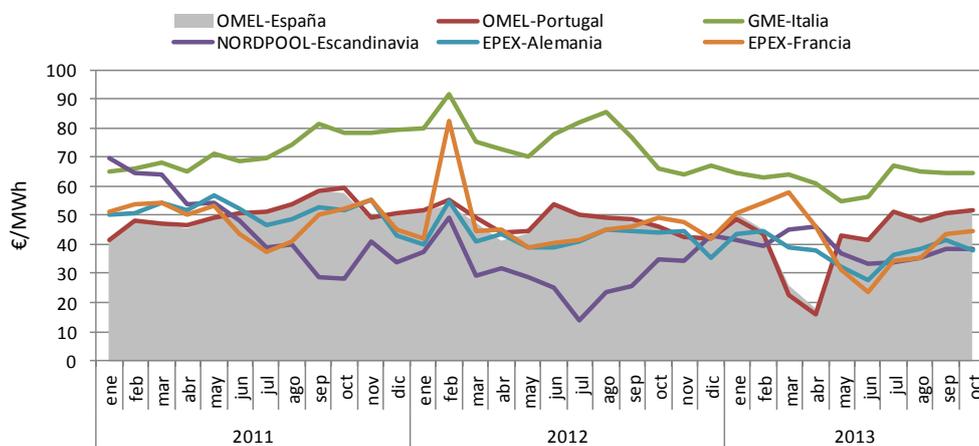
Gráfico 23 - Evolución mensual de las importaciones desde Francia por grupo empresarial. Año 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Durante los meses de estudio se registró un ascenso generalizado de las principales referencias europeas a excepción del GME italiano, que experimentó un ligero descenso durante dicho periodo.

Gráfico 24 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



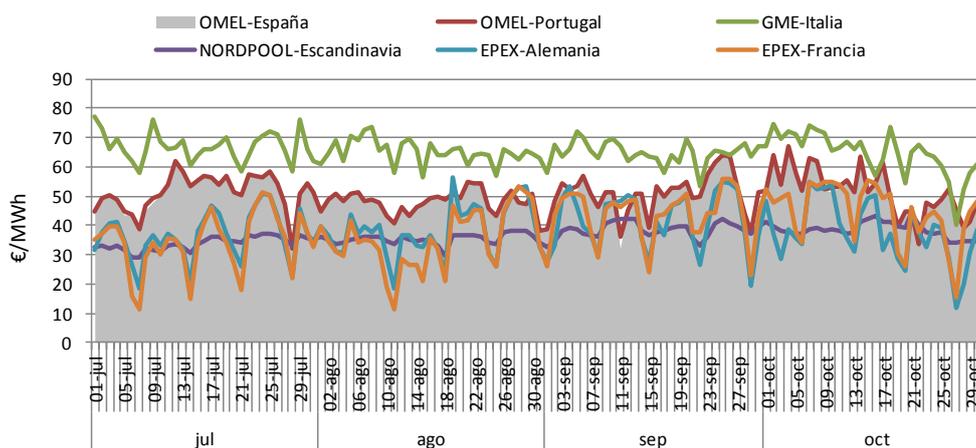
Fuente: OMEL

De acuerdo con información publicada por Platts, durante septiembre el precio EPEX Spot – Alemania se incrementó respecto a meses anteriores como consecuencia de una menor disponibilidad nuclear (con indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas) y de una generación renovable por debajo de la media. En octubre, los precios evolucionaron a la baja, como consecuencia de un elevado número de días con elevada eolicidad (alcanzándose un nuevo máximo de generación horaria), así como una significativa generación solar, además de unas suaves temperaturas. El 3

de octubre, festivo nacional, los precios registraron valores negativos como consecuencia de una generación eólica y solar superior a los 30 GW junto con una reducida demanda. El precio medio en octubre fue de 37,40 €/MWh, reduciéndose por primera vez desde el mes de junio, resultando un 12% inferior al del mes de septiembre

El precio EPEX Spot – Francia se incrementó en septiembre como consecuencia de la baja disponibilidad nuclear, debida a la parada de varias centrales, así como al retraso en el acoplamiento de otras tras su revisión y mantenimiento durante el verano. El 10 de septiembre se registraron precios horarios de hasta 112 €/MWh como consecuencia de la retirada de 2 GW de capacidad nuclear por motivo de una protesta de los trabajadores. Durante octubre, el precio continuó al alza, con una disponibilidad nuclear no recuperada (retrasos en los acoplamientos) y una demanda al alza con unas temperaturas de hasta 4 °C por debajo de los valores medios.

Gráfico 25 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos. Julio – Octubre 2013.



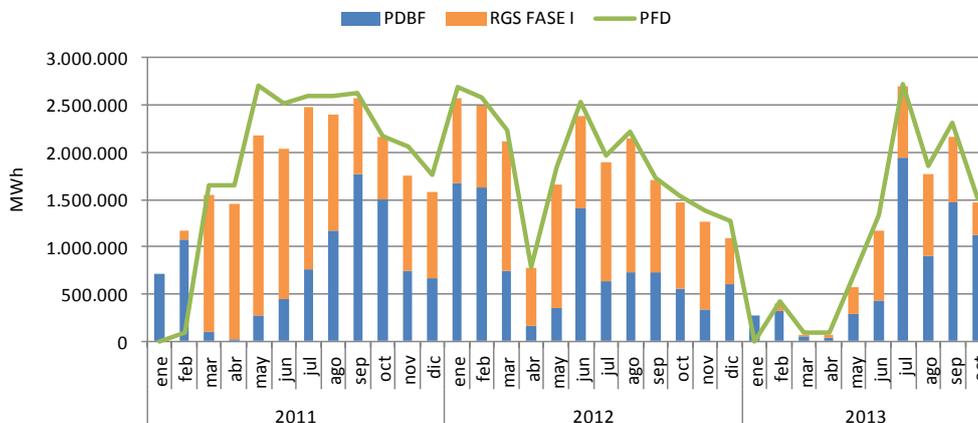
Fuente: OMEL

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.

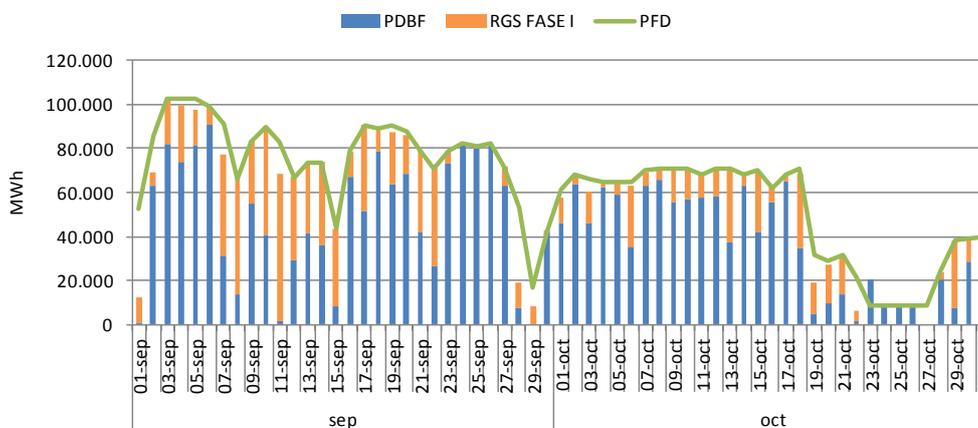
El volumen producido entre enero y octubre de 2013 ascendió a 10,66 TWh (6,2 TWh hasta agosto), lo que supone el 31% del total establecido.

Gráfico 26 - Programación mensual en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 27 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Septiembre y Octubre 2013.

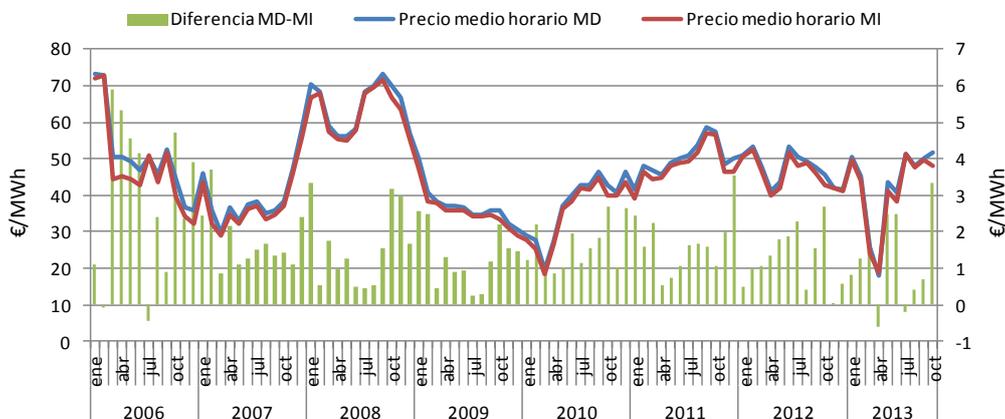


Fuente: SGIME (CNMC)

2.3.7 Mercado Intradiario

El precio medio horario del mercado intradiario fue de 49,51 €/MWh para el mes de septiembre y de 48,17 €/MWh para octubre, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 50,20 €/MWh y 51,49 €/MWh respectivamente. De este modo, la diferencia entre ambos mercados (MD-MI) en el mes de octubre ascendió por encima de los 3 €/MWh.

Gráfico 28 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradía.



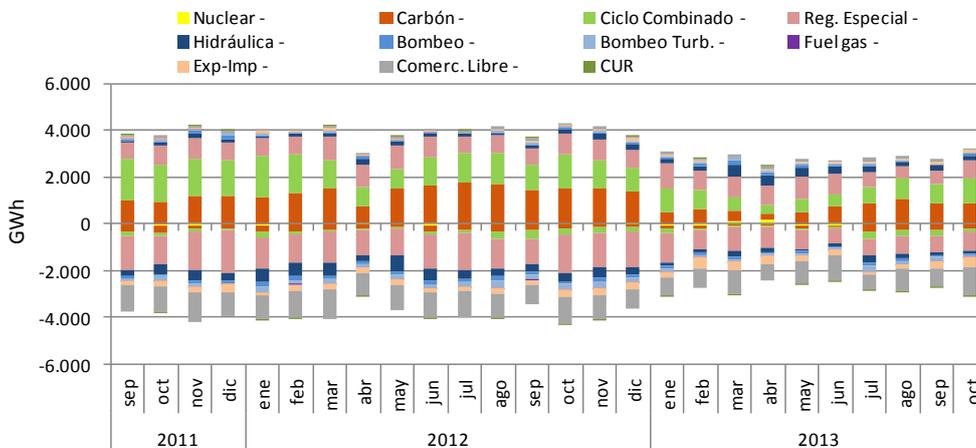
Fuente: SGIME (CNMC)

Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 11,2% y 13,3% en septiembre y octubre (13,6% y 16,3% en 2012) respectivamente de la energía negociada en PDBF, mientras que el incremento neto de generación fue del 4,0% y 6,3% respectivamente (11,2% y 13,3% en 2012).

Similar a lo acontecido en julio y agosto, una mayor programación de las centrales de carbón RGS, respecto a la primera mitad del año, derivó en un aumento de la programación de las plantas de carbón no RGS en el mercado intradiario tras sufrir un mayor recuadre en el proceso de Resolución de restricciones por garantía de suministro.

El volumen de energía negociada en mercados intradiarios continuó situado en niveles inferiores a los previos al Real Decreto ley 2/2013, si bien, en el mes de octubre se registró una mayor participación de las centrales de ciclo combinado, favorecidas por una mayor programación por reserva de potencia adicional a subir, así como un mayor volumen de energía adquirida por los comercializadores libres, impulsados por la mayor diferencia de precio favorable respecto al mercado diario.

Gráfico 29 - 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 septiembre fue de 952 GWh (13,8% inferior a agosto) y 1.588 GWh en octubre (66,8% superior a septiembre), representando un 4,8% y 8,0% respectivamente de la demanda final. Para el mes de septiembre, la mayor parte de la energía correspondió a la regulación terciaria (38%) y secundaria (22%), mientras que para octubre ésta correspondió a la resolución de restricciones técnicas del PDBF (34%) y a la regulación terciaria (29%).

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

		2013									
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct
RGS	Fase I	0	76.640	21.868	42.463	283.620	739.920	741.810	862.362	696.415	344.079
	Fase II	0	76.640	21.868	42.463	283.620	739.920	739.485	840.244	691.460	343.716
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
	Fase I Bajar	4.852	649	1.688	457	1.431	6.018	27.627	56.928	26.093	23.399
	Fase II Subir	4.154	0	0	0	0	0	8.080	1.995	351	158
	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
Reserva Pot. Adic.	Subir	364.804	273.720	347.675	251.085	106.298	0	1.500	43.448	134.692	440.068
Banda Secundaria	Subir	537.403	472.598	518.560	489.111	505.111	487.336	519.327	516.098	479.846	511.017
	Bajar	393.804	353.814	384.128	363.582	376.483	364.563	386.765	379.152	354.126	376.761
Secundaria	Subir	171.797	146.232	176.833	192.210	170.306	149.065	124.773	125.845	111.608	133.014
	Bajar	94.286	81.404	98.454	86.494	76.518	77.888	87.973	92.757	100.824	101.911
Terciaria	Subir	321.348	357.910	221.207	187.133	252.455	215.807	298.550	307.224	235.283	274.087
	Bajar	220.851	135.408	208.670	170.540	153.657	152.213	129.526	93.740	126.330	192.603
Gestión de Desvios	Subir	219.474	231.187	173.435	91.917	121.310	113.451	140.946	235.169	113.088	145.905
	Bajar	181.835	90.775	112.442	124.327	51.114	58.683	58.374	9.600	34.451	110.137
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
	Bajar	99.349	58.030	542.864	559.523	76.332	61.549	13.526	50.755	13.198	45.070

Fuente: REE

Atendiendo al coste mensual de los servicios de ajuste, cabe resaltar el incremento registrado en el mes de octubre por la resolución de restricciones técnicas del PDBF (65 M€), aunque el coste medio unitario experimentó un descenso respecto a meses anteriores. También cabe reseñar el ascenso en el mismo mes del coste de la

resolución de restricciones en tiempo real (18 M€), si bien en este caso el coste medio unitario sí refleja un aumento considerable hasta los 417 €/MWh.

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

	2013									
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct
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
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
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
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
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

Fuente: REE

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

		2013									
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct
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
	Fase I Bajar	63,10	49,71	42,35	14,16	49,05	47,64	59,86	54,24	49,74	54,29
	Fase II Subir	70,79						65,57	65,66	72,69	71,55
	Fase II Bajar	47,20	41,05	18,67	11,68	35,44	31,24	46,45	43,42	43,31	40,17
Reserva Pot. Adic.	Subir	24,49	31,39	49,32	59,92	38,90	---	9,98	26,39	32,15	43,39
Banda Secundaria		32,42	32,67	36,43	28,52	20,78	30,35	26,83	26,29	25,43	30,12
Secundaria	Subir	58,93	53,96	33,56	31,20	49,69	47,04	56,27	52,07	53,20	52,43
	Bajar	35,44	30,16	12,89	10,30	24,81	23,98	35,69	33,57	33,01	29,98
Terciaria	Subir	70,84	62,90	53,13	46,03	54,03	51,64	61,16	60,83	61,54	63,06
	Bajar	22,07	23,06	6,44	5,35	14,18	13,48	24,87	22,70	19,70	15,91
Gestión de Desvíos	Subir	65,48	56,20	51,28	50,20	49,87	47,48	65,34	56,85	58,78	60,29
	Bajar	31,27	25,87	6,83	2,61	21,56	20,48	32,20	25,37	31,33	27,17
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
	Bajar	16,74	18,98	1,53	1,38	30,67	19,95	31,37	34,29	31,34	28,05

Fuente: REE

El sobrecoste añadido por los servicios de ajuste durante los meses de estudio ascendió a 4,18 €/MWh y 6,99 €/MWh en septiembre y octubre respectivamente.

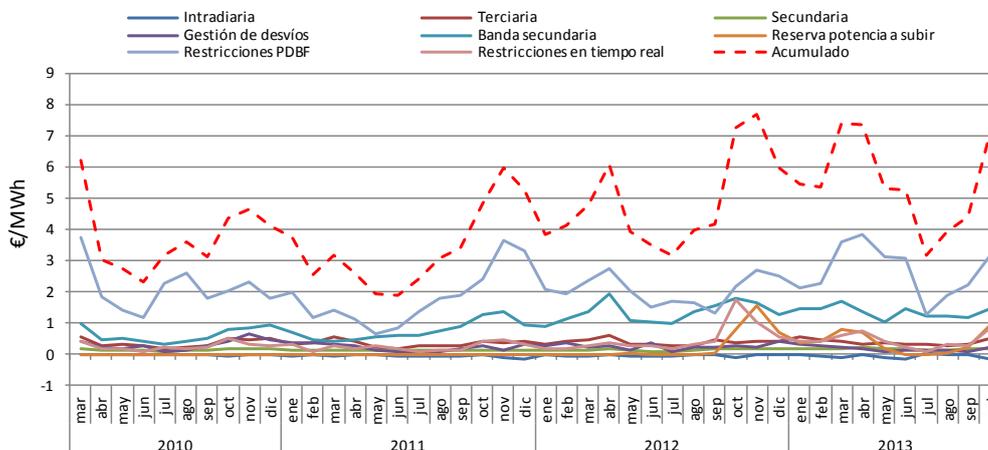
Cuadro 10 - Coste unitario soportado por la demanda por servicios de ajuste (€/MWh).

	2013									
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct
Rest. Téc. al PDBF	2,31	2,42	3,79	4,07	3,26	3,20	1,28	1,88	2,25	3,26
Banda Secundaria	1,55	1,56	1,77	1,44	1,07	1,51	1,23	1,26	1,21	1,51
Rest. Téc Tiempo Real	0,94	0,79	1,16	1,45	0,89	0,64	0,33	0,71	0,85	1,96

Fuente: REE

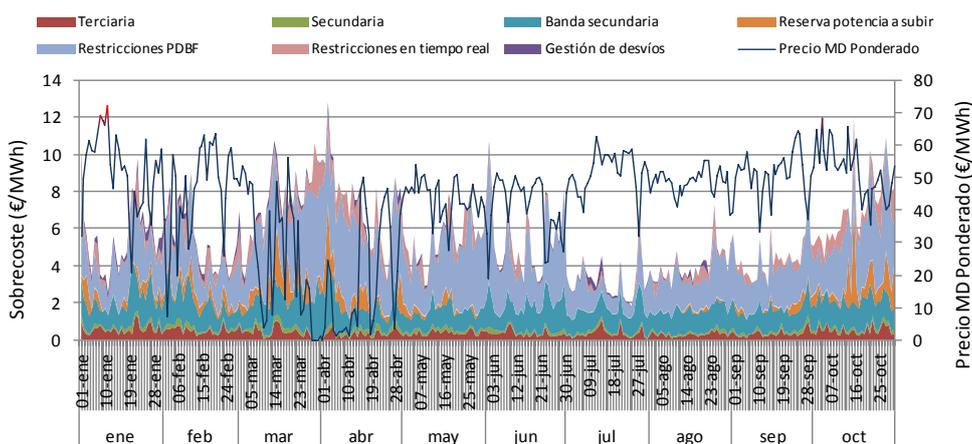
El sobrecoste añadido por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario experimentó un fuerte repunte en el mes de octubre, impulsado por el alza del sobrecoste asociado a restricciones del PDBF, reserva de potencia adicional a subir y restricciones en tiempo real. En contrapartida, el mercado intradiario tuvo un efecto reductor superior al de meses anteriores.

Gráfico 30 – Estimación del promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 31 – Estimación del promedio diario acumulado de sobrecoste ponderado de servicios de ajuste sobre precio del mercado diario. Enero – Octubre 2013.



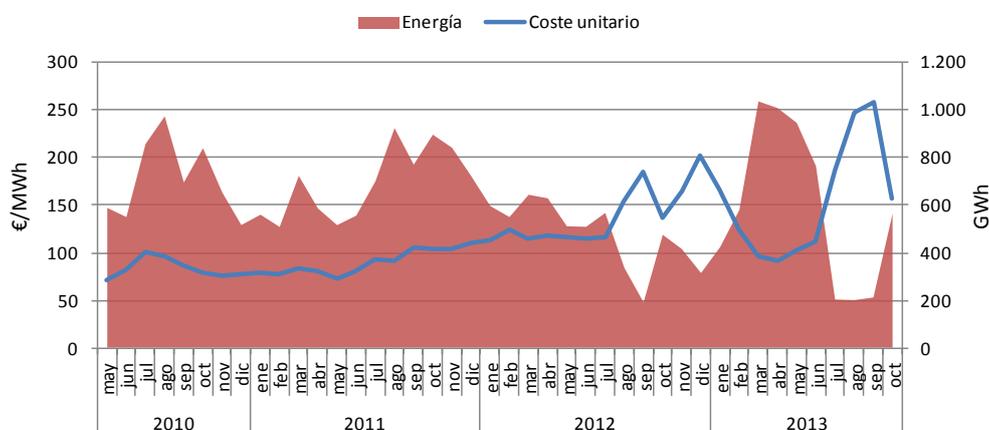
Fuente: SGIME (CNMC)

El coste mensual del proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF en septiembre y octubre ascendió a 44,7 M€ y 65,3 M€ respectivamente. En el mes de septiembre, el 78% 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 Levante Norte (21%), mientras que en el mes de octubre este porcentaje descendió al 73%, estando éstas localizadas mayoritariamente en la zona de Campo de Gibraltar (34%).

El precio medio ponderado mensual que se registró en la Fase I a subir de restricciones técnicas durante los meses de septiembre y octubre fue de 257,13 €/MWh y 156,13 €/MWh respectivamente, alcanzándose así en julio el valor máximo anual. Durante el mes de septiembre y la primera semana de octubre las centrales de

ciclo combinado programadas por restricciones al PDBF lo fueron en su mayoría tras ser programadas en PDBF ligeramente por debajo de su mínimo técnico (de 1 MWh a 5 MWh por debajo), lo que provocó el incremento del precio medio unitario de restricciones al PDBF. Esta tendencia cambió a partir de la segunda semana de octubre, coincidiendo con el descenso del hueco térmico, lo que dificultó la programación en el PDBF de centrales por debajo de mínimo técnico. Todo ello conllevó la programación de centrales por restricciones por la totalidad de su mínimo técnico, aumentando así el volumen de energía programada por este concepto.

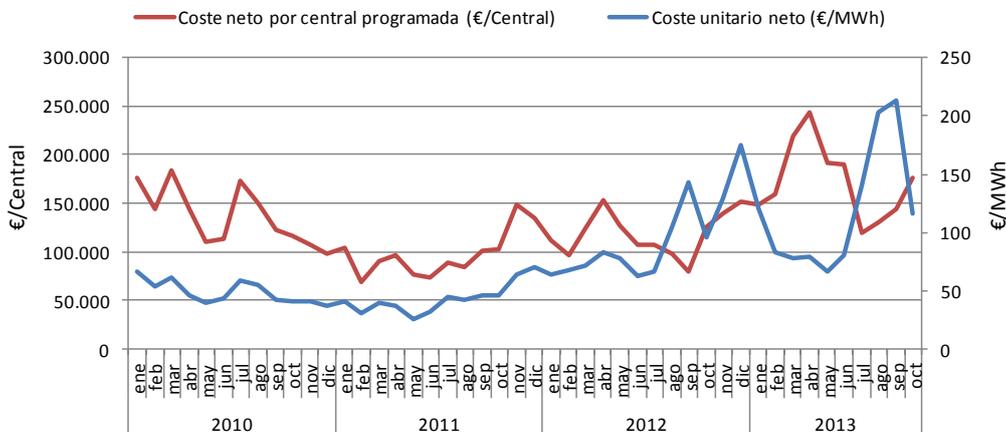
Gráfico 32 – Evolución mensual del coste de restricciones técnicas a subir (transporte y distribución) frente a energía asociada al proceso.



Fuente: SGIME (CNMC)

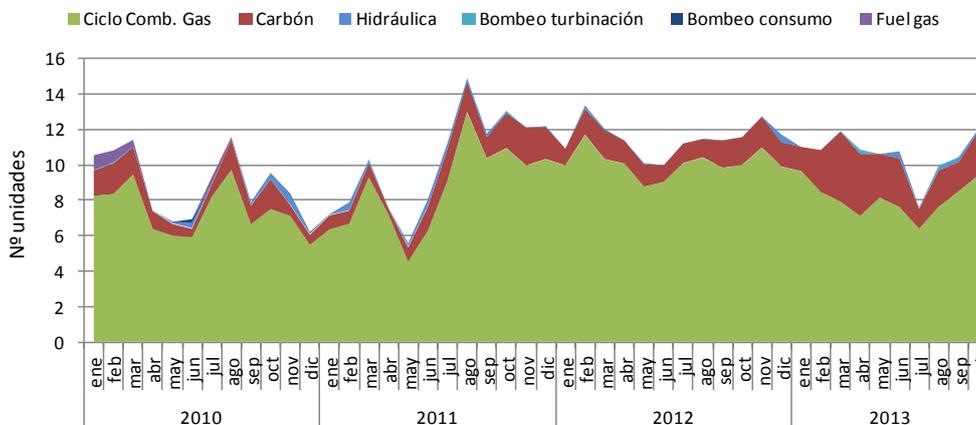
En consecuencia, mientras que el coste neto unitario de restricciones técnicas (€/MWh) se redujo considerablemente en el mes de octubre, situándose en unos 100 €/MWh por debajo de las cifras alcanzadas en los tres meses anteriores, el coste neto por central programada por restricciones técnicas invirtió su tendencia descendente, incrementándose hasta el entorno de los 175.000 €/central en el mes de octubre.

Gráfico 33 – 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)

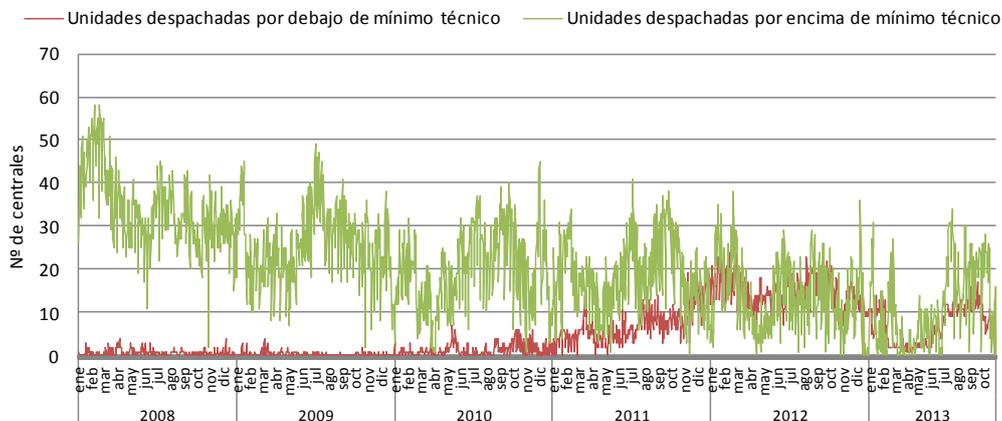
Gráfico 34 – Promedio mensual del número de centrales programadas diariamente por restricciones técnicas (transporte y distribución) por tecnología.



Fuente: SGIME (CNMC)

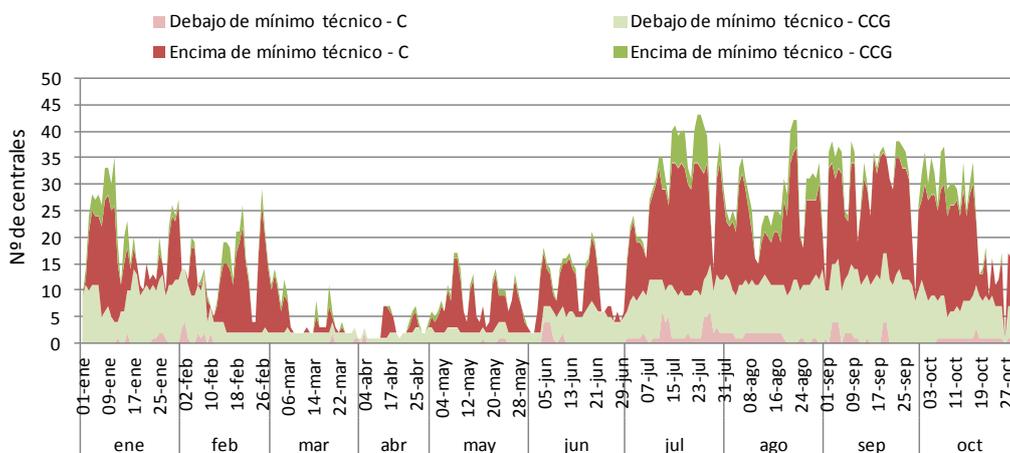
La reducción del hueco térmico acaecida en la segunda mitad de octubre derivó en una reducción drástica del número de centrales térmicas casadas en PDBF en dicho periodo, tanto de centrales de carbón como de ciclo combinado, llegando a no casar ningún ciclo combinado por encima de mínimo técnico de forma habitual. 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 35 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF.



Fuente: SGIME (CNMC)

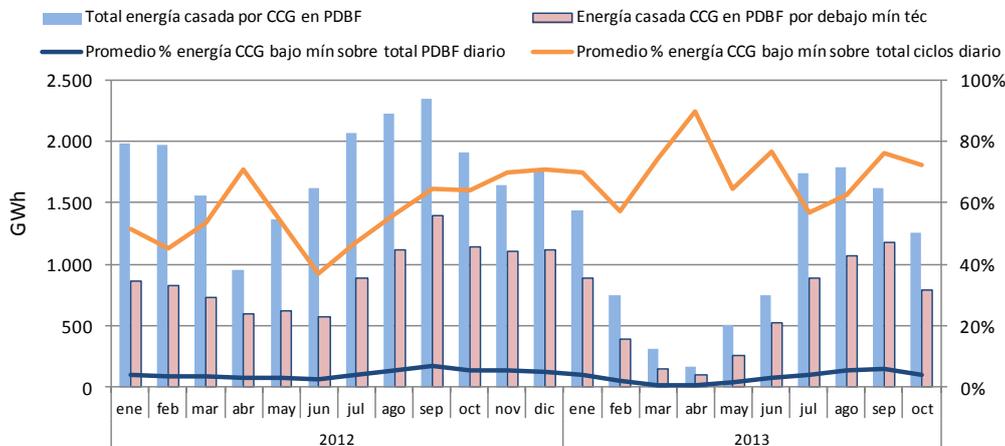
Gráfico 36 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) programadas diariamente en PDBF. Año 2013.



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 incrementó hasta el entorno del 75% en el conjunto de ambos meses de estudio.

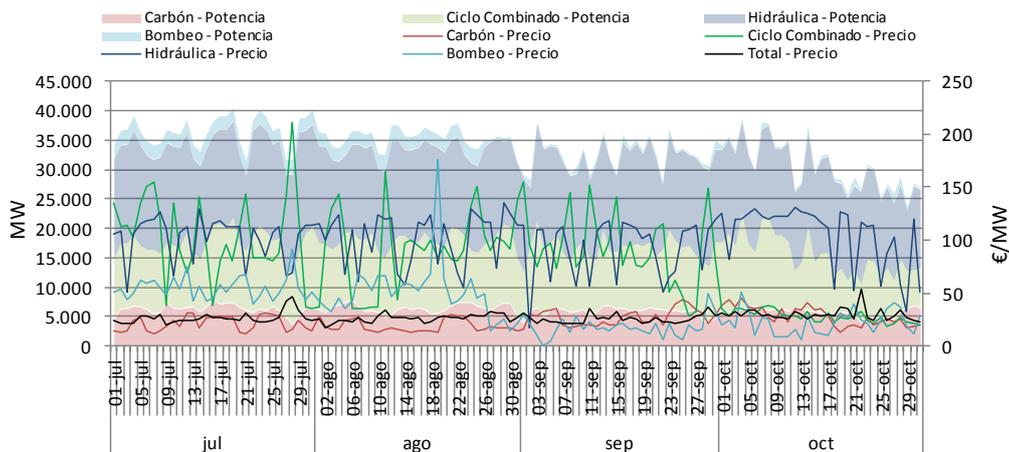
Gráfico 37 – Promedio mensual de la casación diaria de energía de CCG por debajo de mínimo técnico.



Fuente: SGIME (CNMC)

El precio medio ponderado de la Banda secundaria en los meses de septiembre y octubre se situó en 25,43 €/MW y 30,12 €/MW respectivamente, frente a los 26,83 €/MW y 26,29 €/MW de julio y agosto. Atendiendo al precio de la potencia ofertada por tecnología, cabe destacar el descenso correspondiente a la tecnología de ciclo combinado en el mes de octubre, mientras que si se observa el volumen de potencia ofertado por tecnología, se puede reseñar la caída de la potencia de bombeo ofertada durante ambos meses de estudio respecto a los dos meses anteriores.

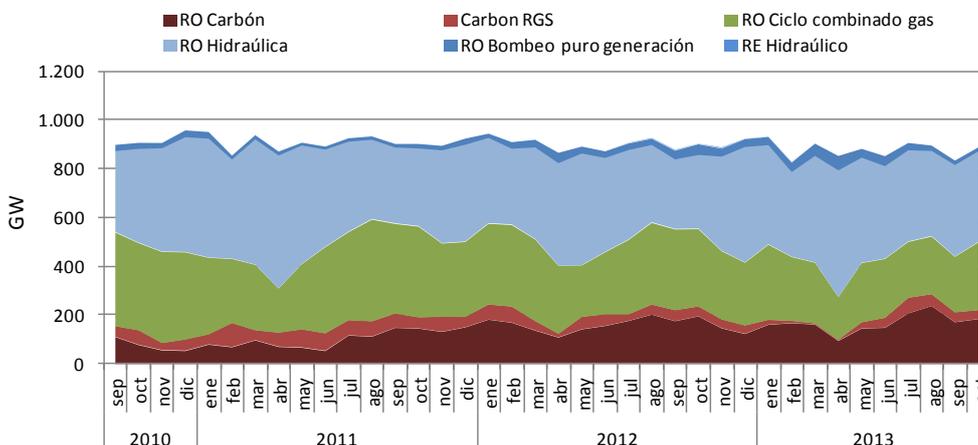
Gráfico 38 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria. Julio - Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Al igual que en los meses precedentes, la tecnología con mayor reserva de regulación secundaria asignada resultó ser la hidráulica, seguida del ciclo combinado.

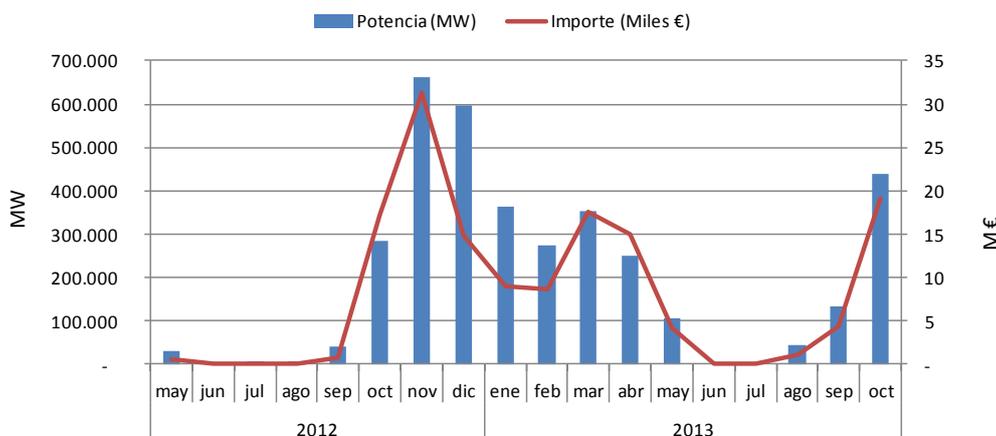
Gráfico 39 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: SGIME (CNMC)

Con respecto al mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir, tanto la potencia asignada como su coste resultó superior con respecto a un año antes. Sin embargo, mientras que en el mes de septiembre de 2013 el coste medio ponderado del mecanismo se situó en 32 €/MW, para el año 2012 éste fue de 20 €/MW. Por el contrario, en el mes de octubre de 2013 el coste medio ponderado del mecanismo fue de 43 €/MW, frente a los 60 €/MW correspondientes al mismo mes del año anterior.

Gráfico 40 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.

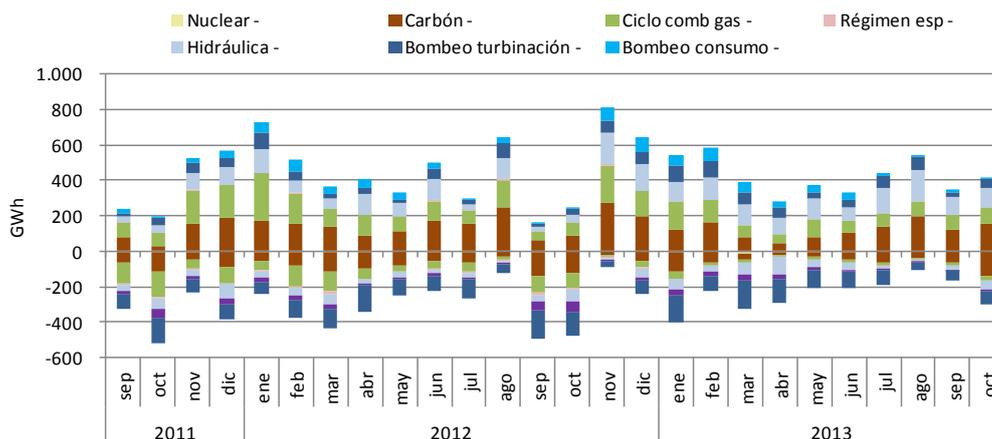


Fuente: REE

El volumen de energía a subir empleada conjuntamente en los procesos de regulación terciaria y de gestión de desvíos durante los meses de estudio resultó inferior al de los

meses anteriores, reduciéndose principalmente la programación de las tecnologías hidráulica y de bombeo, mientras que la energía a bajar se incrementó fuertemente, principalmente en el mes de octubre, con un notable crecimiento de la tecnología del carbón.

Gráfico 41 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.



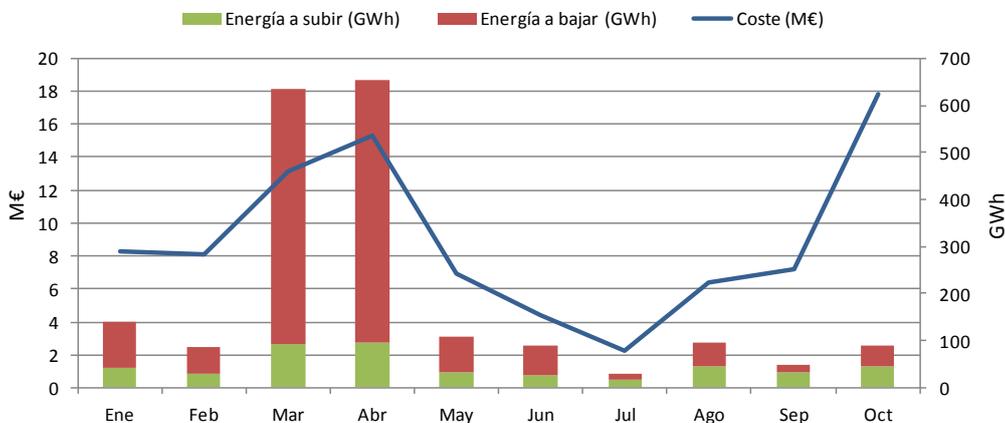
Fuente: SGIME (CNMC)

El precio medio ponderado mensual de la energía asociada a los desvíos a subir fue de 58,78 €/MWh y 60,29 €/MWh en septiembre y octubre respectivamente, mientras que a bajar fue de 31,33 €/MWh y 27,17 €/MWh.

El precio medio ponderado de la energía terciaria a subir se mantuvo en línea con los registrados en los meses anteriores (61,54 €/MWh y 63,06 €/MWh), mientras que a bajar fue de 19,70 €/MWh y 15,91 €/MWh.

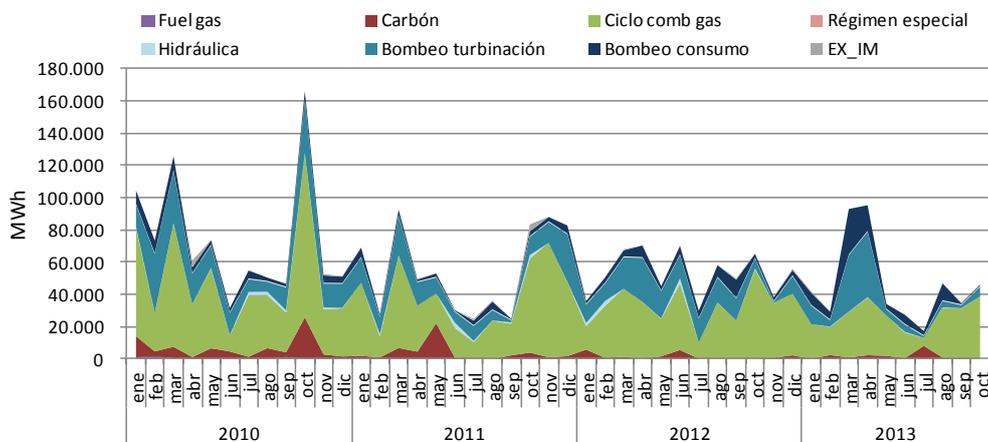
En cuanto al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, la energía total programada en septiembre ascendió a 47 GWh con un coste para el sistema de 7,2 M€, muy por debajo de la del mes de agosto, 97 GWh, aunque el coste total resultó algo inferior en ese mes. Por el contrario, durante el mes de octubre la energía programada ascendió a 91 GWh (mismo volumen a subir que a bajar), si bien el coste total se situó en 17,8 M€, con un precio medio ponderado de energía a subir de 416,81 €/MWh.

Gráfico 42 - Evolución mensual de la asignación de energía y coste de restricciones técnicas en tiempo real. Año 2013.



Fuente: REE

Gráfico 43 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.

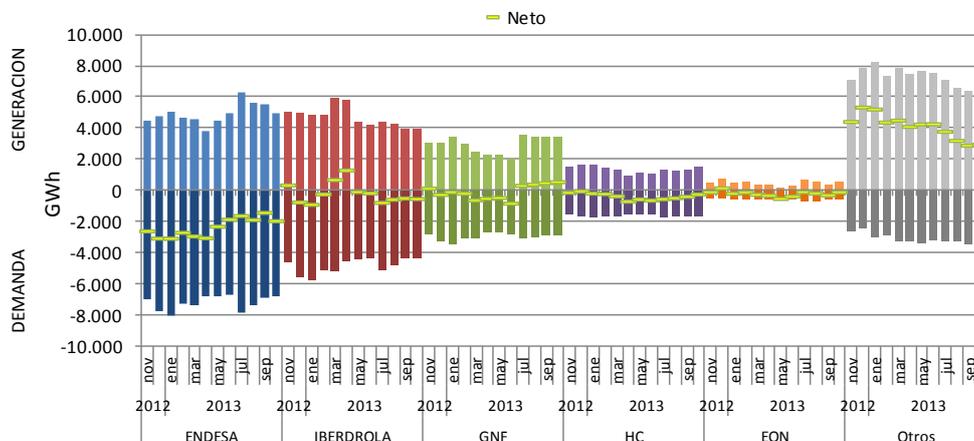


Fuente: SGIME (CNMC)

2.4 BALANCE EMPRESARIAL

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

Gráfico 44 – Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente.



Fuente: SGIME (CNMC)

En el mes de septiembre, el descenso de la demanda de Endesa fue el principal elemento que suavizó su posición compradora en dicho mes. Por el contrario, en el mes de octubre, la fuerte caída de la generación de sus plantas de carbón la devolvió a una posición neta similar a la presentada en los meses de verano.

Durante los meses de septiembre y octubre Iberdrola experimentó un fuerte descenso de su generación nuclear, el cual, compensado por la caída de su demanda, propició el mantenimiento de su posición neta en niveles muy similares a los meses inmediatamente anteriores.

Gas Natural Fenosa mantuvo un volumen de generación muy similar al de los meses de julio y agosto sin grandes variaciones por tecnología de generación, mejorando así su posición neta al reducir su demanda.

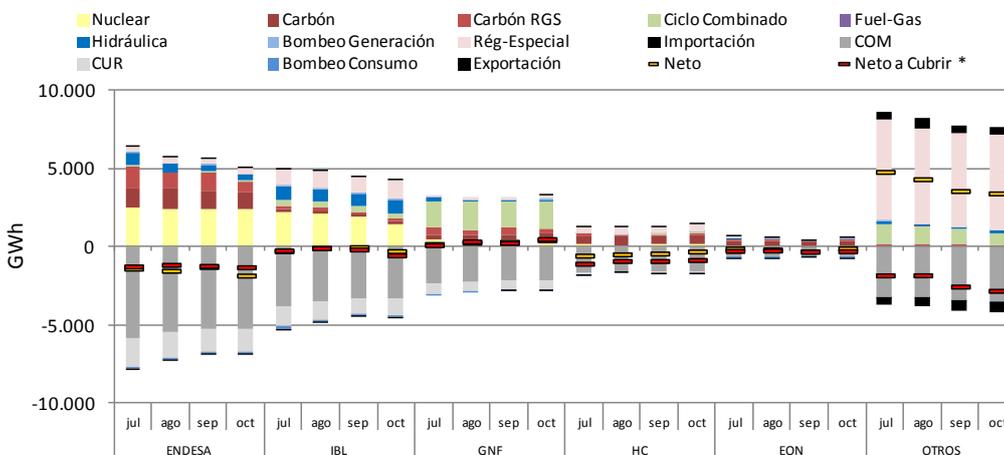
Hidrocarbónico redujo su posición neta compradora durante los meses de estudio incrementando su generación, principalmente en el mes de octubre, gracias a un mayor funcionamiento de sus carbones y su régimen especial.

La fuerte caída de la generación de las plantas de carbón de E.On en el mes de septiembre derivó en una mayor posición neta compradora, contrariamente a lo ocurrido en el mes de octubre, cuando revirtió su situación gracias a la recuperación del funcionamiento de sus plantas de carbón y el aumento de su generación en régimen especial.

Respecto a la posición neta de los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales, ésta continuó siendo vendedora, a pesar del progresivo incremento de sus compras.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución del saldo neto de compras y ventas por agente y tecnología.

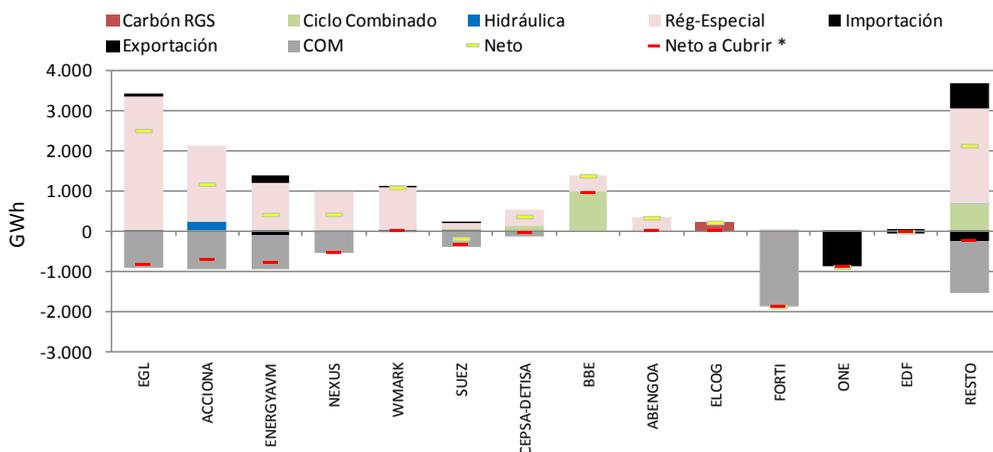
Gráfico 45 - Saldo neto de compras y ventas por agente y tecnología. Julio - Octubre 2013.



* 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, en su mayor parte, llevan a cabo tanto actividades de comercialización como de representación del régimen especial.

Gráfico 46 - Saldo neto de compras y ventas por agente (desagregación de Otros) y tecnología. Septiembre y Octubre 2013.



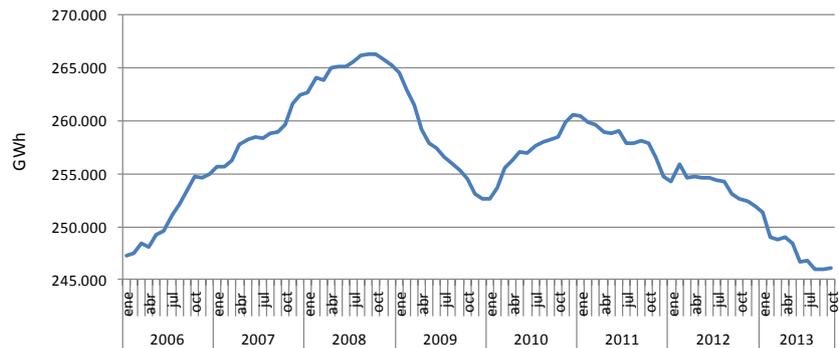
Fuente: SGIME (CNMC)

3 ANEXO II - GRÁFICAS

3.1 ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

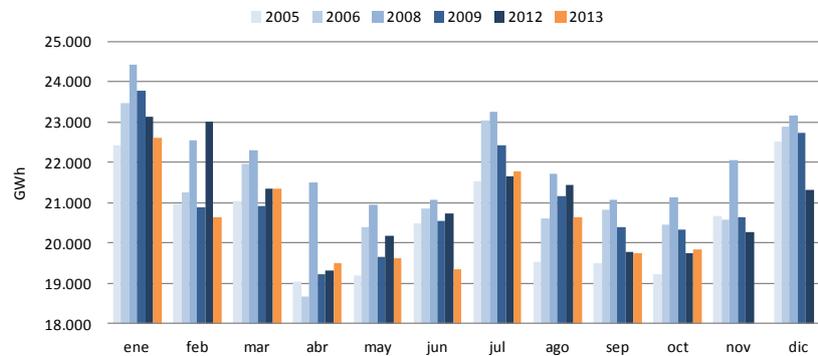
3.1.1 Demanda

Gráfico 47 - Evolución interanual de la demanda.



Fuente: REE

Gráfico 48 - Evolución mensual de la demanda.

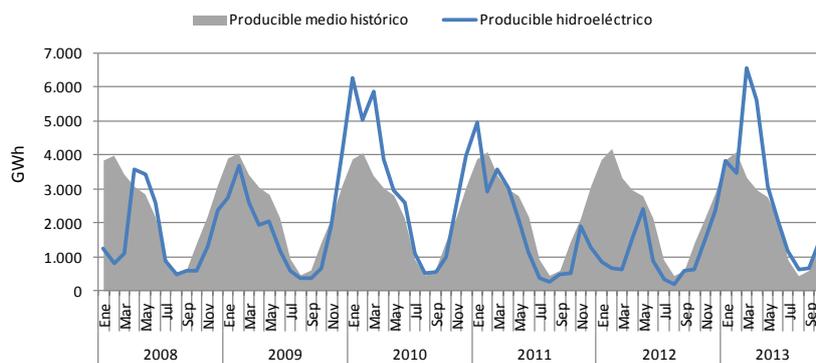


Fuente: REE

3.1.2 Oferta

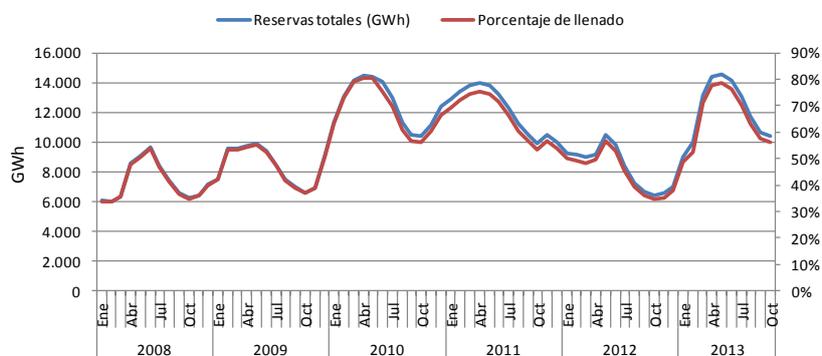
Estado del sistema hidráulico

Grafico 49 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.



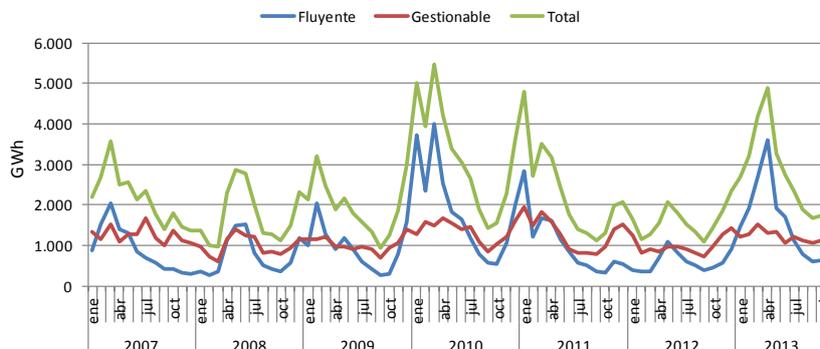
Fuente: REE

Gráfico 50 - Nivel de reservas totales de los embalses con aprovechamiento hidráulico.



Fuente: REE

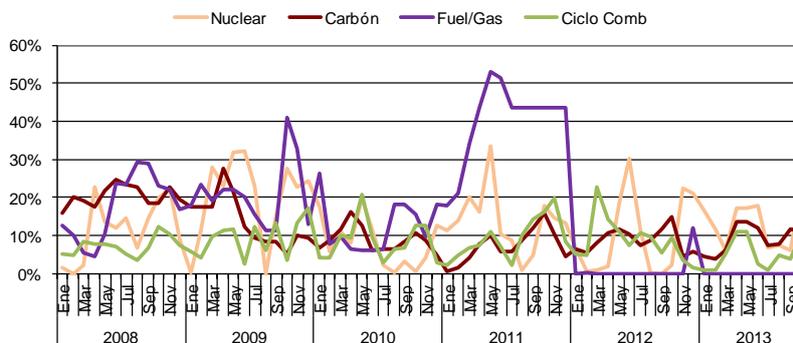
Gráfico 51 – Evolución mensual de la generación hidráulica en P48 (Hidráulica y Bombeo-Turbinación)*.



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

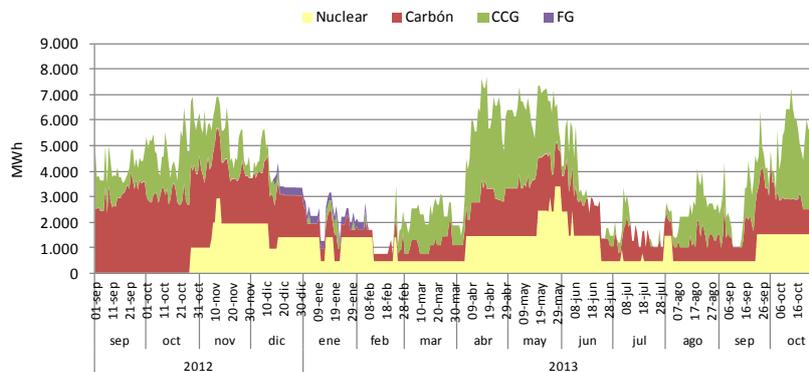
Disponibilidad del parque generador

Gráfico 52 - Evolución de la indisponibilidad media mensual del equipo térmico por tecnología.



Fuente: REE

Gráfico 53 - Evolución diaria de la indisponibilidad del equipo térmico.



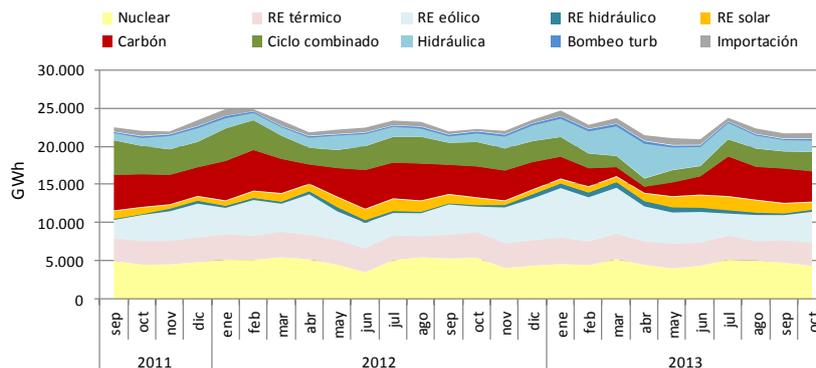
Fuente: SGIME (CNMC)

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



Fuente: SGIME (CNMC)

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

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

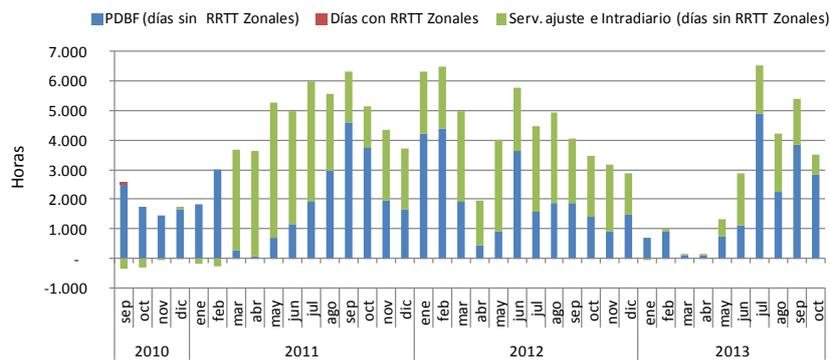
Fuente: CNMC

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

Años	Mes	END	IB	GN-UF	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%

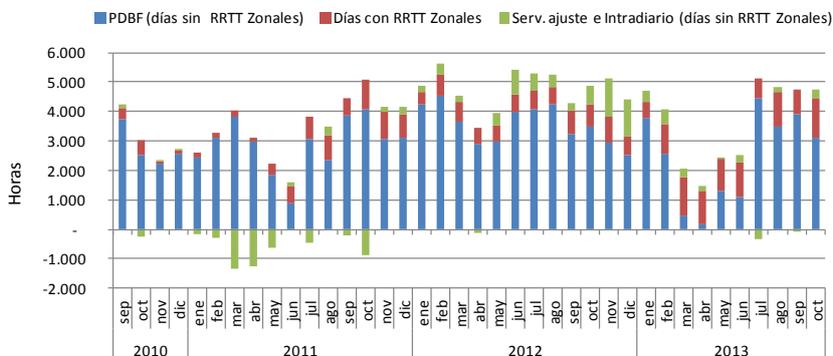
Fuente: CNMC

Gráfico 55 - 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).



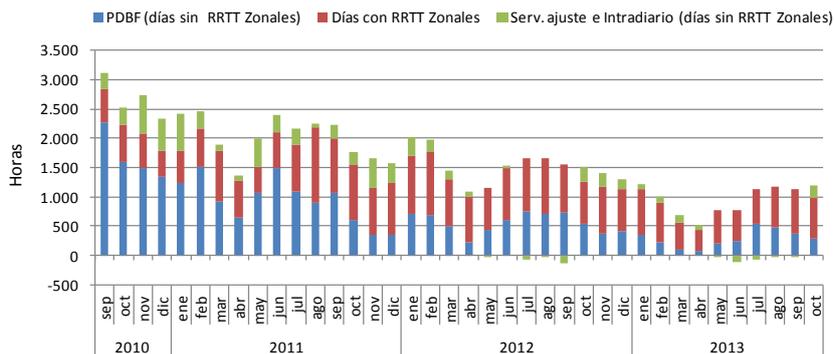
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 56 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de centrales de carbón no RGS.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 57 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.1.2 Distribución de la demanda

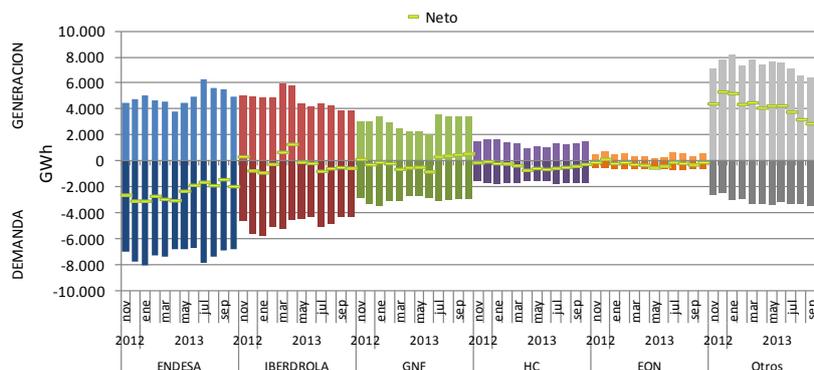
Cuadro 13 - Evolución mensual de la demanda por empresa (P48).

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%

Fuente: SGIME (CNMC)

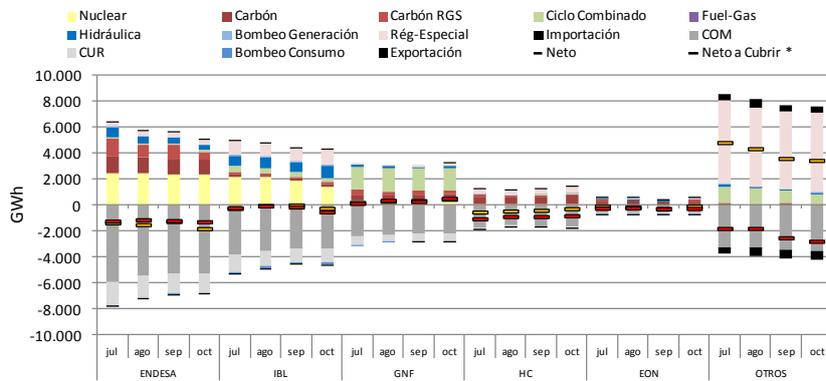
3.2.2 Balance empresarial

Gráfico 58 - Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 59 - Saldo neto de energía por agente y tecnología. Julio – Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.3 Precio Horario Final de la Demanda Nacional

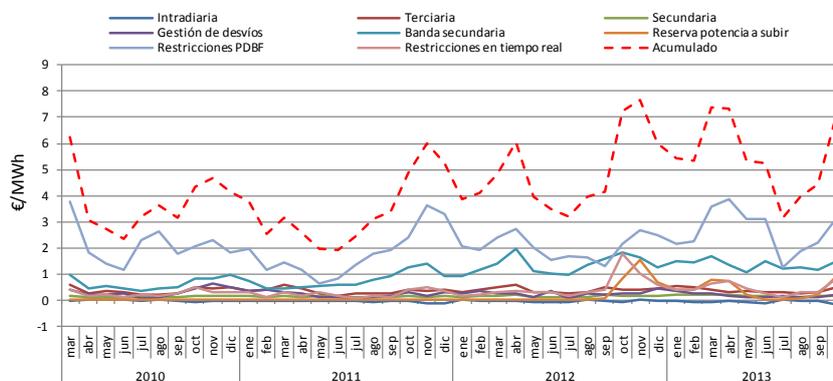
Cuadro 14 - Precio horario final de la demanda nacional (distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).

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

Fuente: CNMC

3.2.4 Sobrecoste por segmento de generación

Gráfico 60 - Promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.

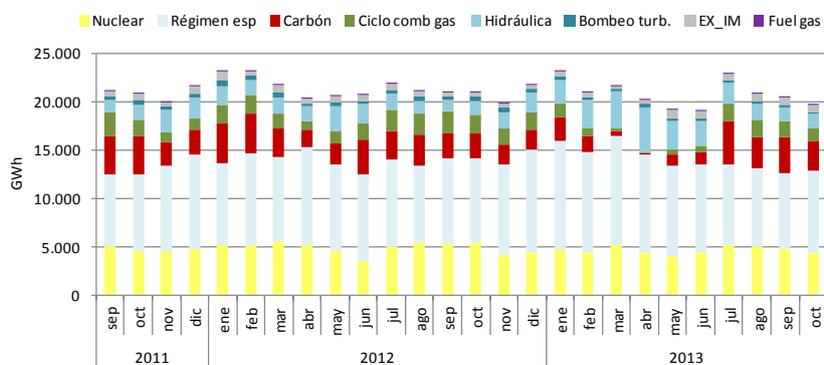


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.5 Mercado Diario y Contratación Bilateral

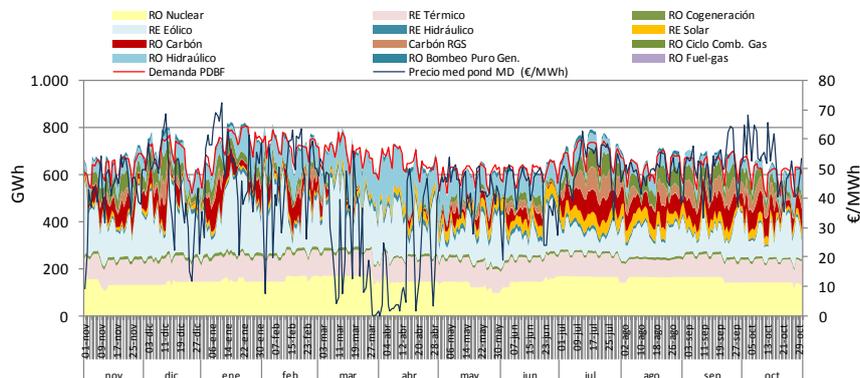
3.2.5.1 Energías

Gráfico 61 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



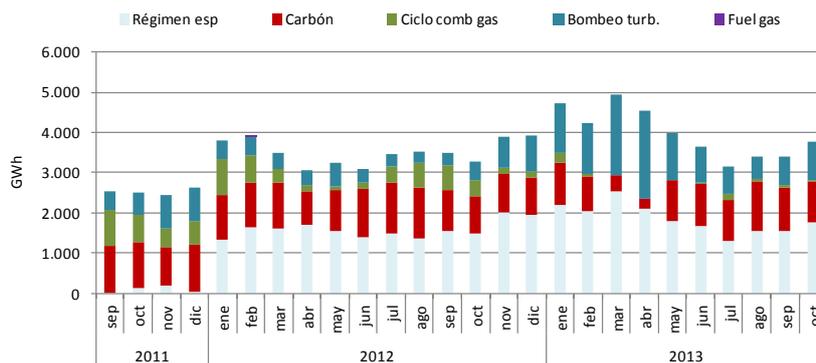
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 62 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española. Noviembre 2012 – Octubre 2013.



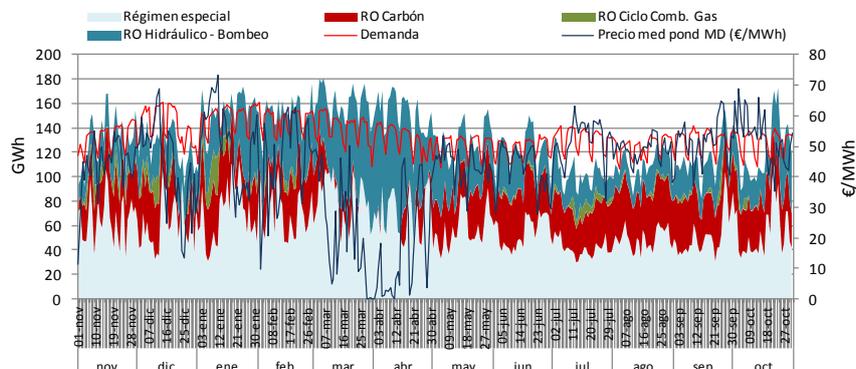
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 63 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona portuguesa.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 64 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa. Noviembre 2012 – Octubre 2013.



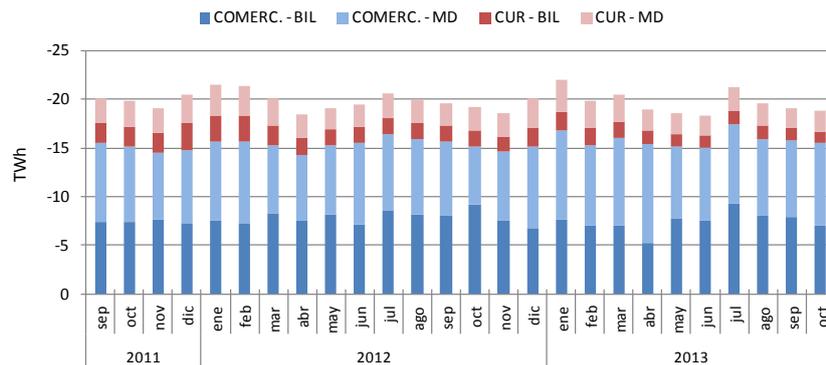
Fuente: SGIME (CNMC)

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

Años	Mes	END	IB	GN-UF	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%

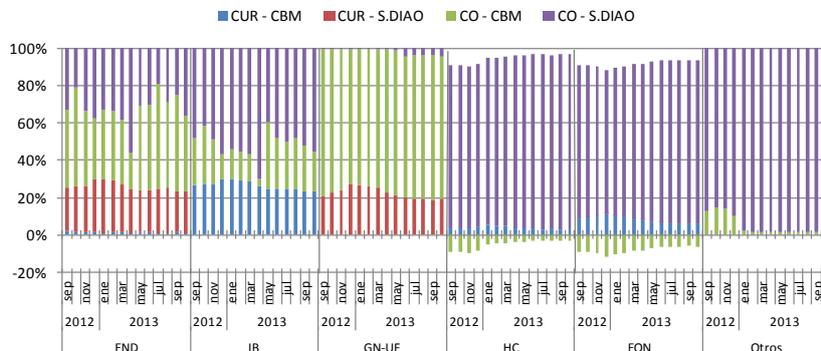
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 65 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 66 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española por empresa.



Fuente: SGIME (CNMC)

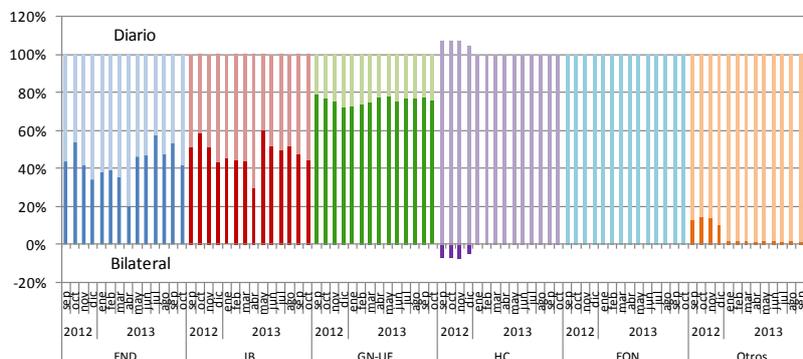
HC y E.On: Sus comercializadoras libres compran en mercado diario para vender a sus respectivas comercializadoras de último recurso en bilateral.

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

COMERCIALIZACION	BILATERAL	M. DIARIO	PDBF
CUR	6,3%	10,9%	17,2%
END	16,8%	11,0%	27,7%
IB	5,2%	12,4%	17,7%
GN-UF	11,6%	0,6%	12,2%
HC	-0,3%	7,9%	7,7%
EON	-0,2%	3,3%	3,1%
Otros	0,2%	14,1%	14,4%
TOTAL	39,6%	60,4%	100,0%

Fuente: CNMC

Gráfico 67 - Evolución del reparto de la demanda total (CUR + Comercializadores libres) en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.

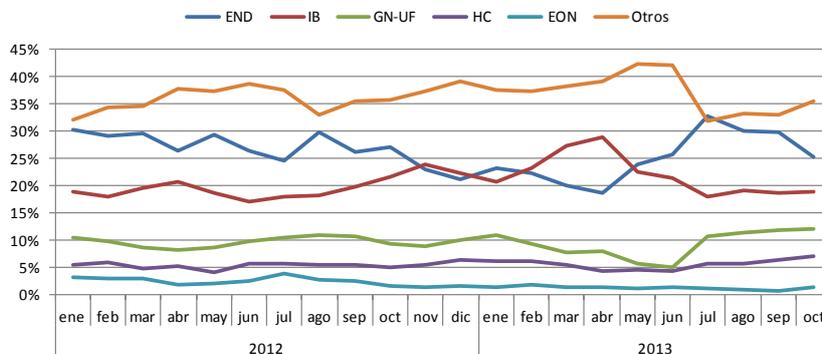


Fuente: SGIME (CNMC)

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

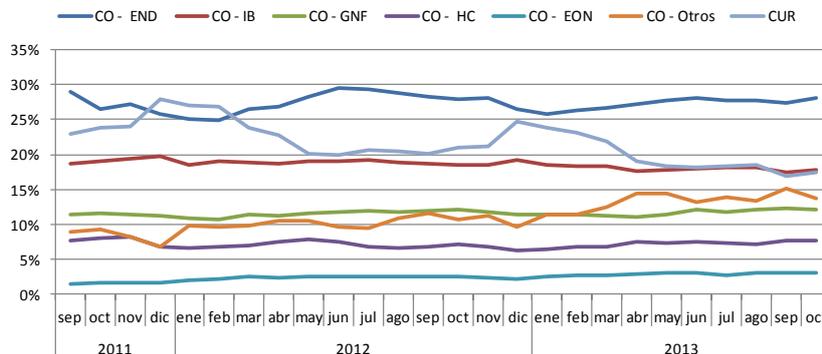
3.2.5.2 Concentración empresarial

Gráfico 68 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Generación).



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 69 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Demanda).

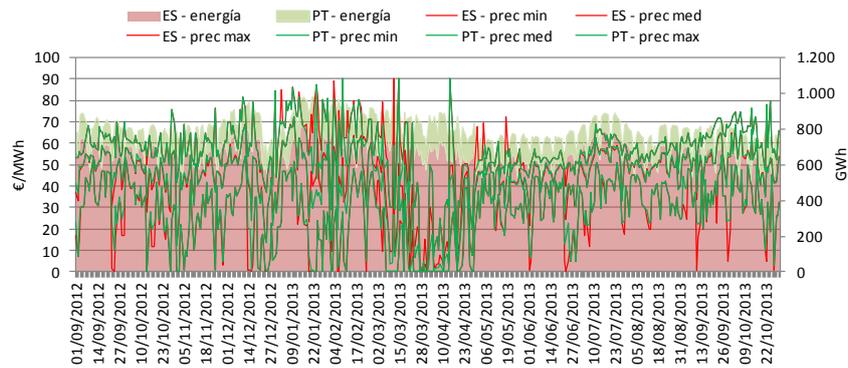


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.5.3 Análisis de precios

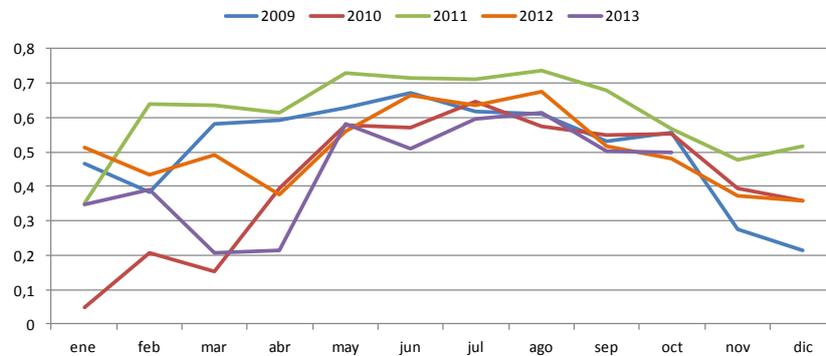
3.2.5.3.1 Precios del MIBEL

Gráfico 70 - Precios Máximo, Medio, Mínimo del Mercado Diario y Energía diaria del PDBF (bilaterales + mercado diario) en zona de precio española y portuguesa.



Fuente: SGIME (CNMC)

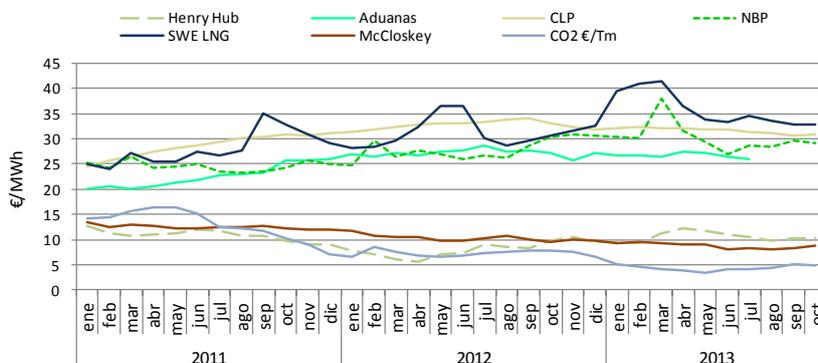
Gráfico 71 - Evolución de la relación en media mensual entre precio mínimo y precio máximo del mercado diario.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.5.3.2 Precios de combustibles y CO2

Gráfico 72 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.

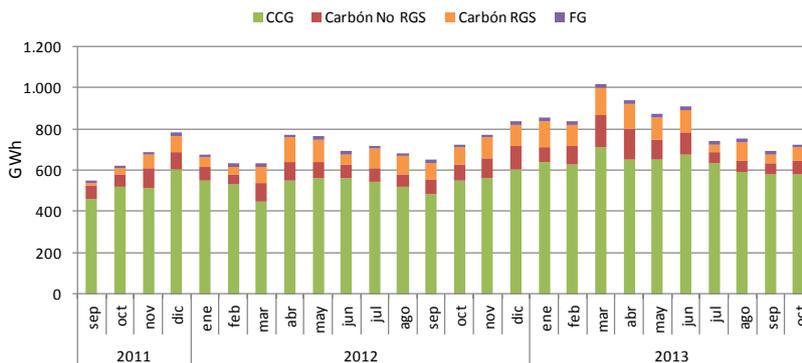


Fuente:
 Valores de gas natural referidos a su PCI (Poder calorífico inferior). Tasa de conversión gas (PCI) = Gas (PCS)/0,9.
 Valores de cotización en el National Balancing Point obtenidos de Paws.
 Valores de cotización en Henry Hub obtenidos de Ycharts.
 Valores de carbón CIF ARA referidos a su PCI (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

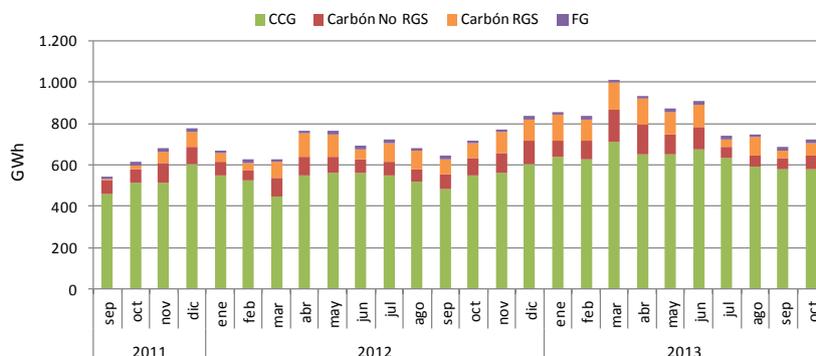
Tecnologías en la oferta remanente

Gráfico 73 - Oferta remanente en la hora 13 (PDBF).



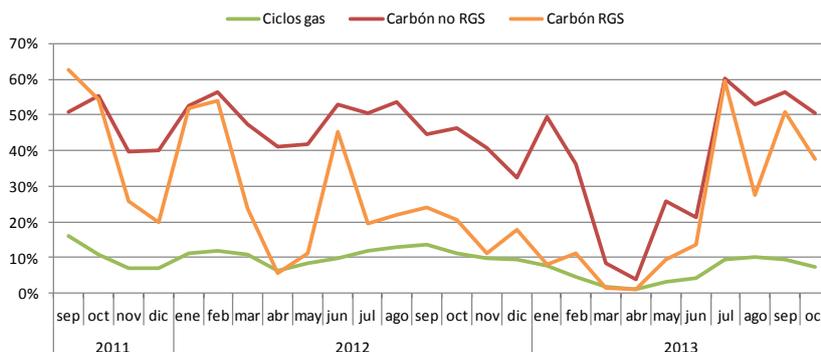
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 74 - Oferta remanente en la hora 22 (PDBF).



Fuente: SGIME (CNMC)

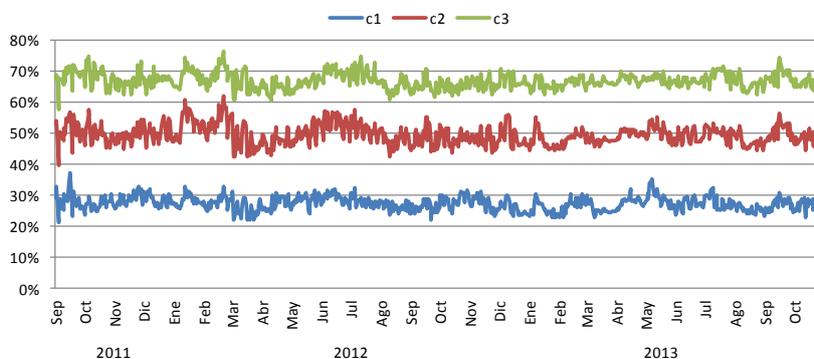
Gráfico 75 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).



Fuente: SGIME (CNMC)

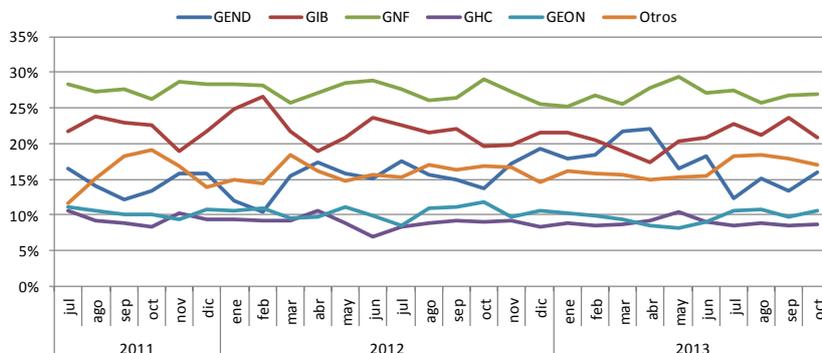
Concentración de la oferta remanente

Gráfico 76 - 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.



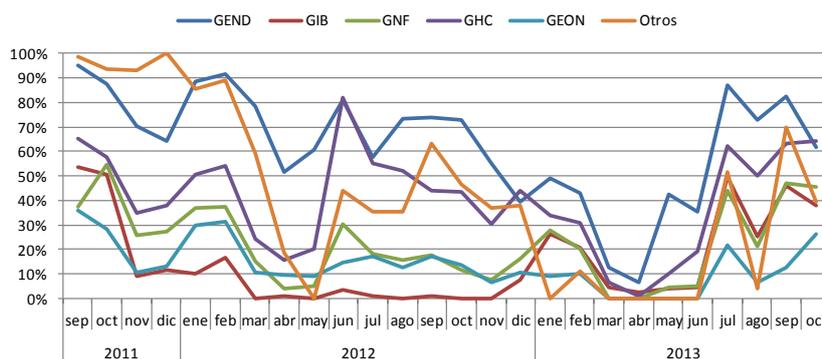
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 77 - Concentración por agentes de la oferta remanente de la tecnología marginal (carbones y ciclos combinados de gas) en zona española hora 22.



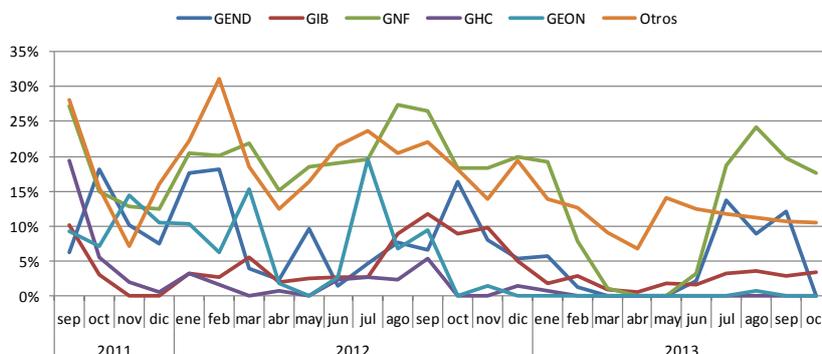
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 78 - Potencia de centrales de carbón despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: SGIME (CNMC)

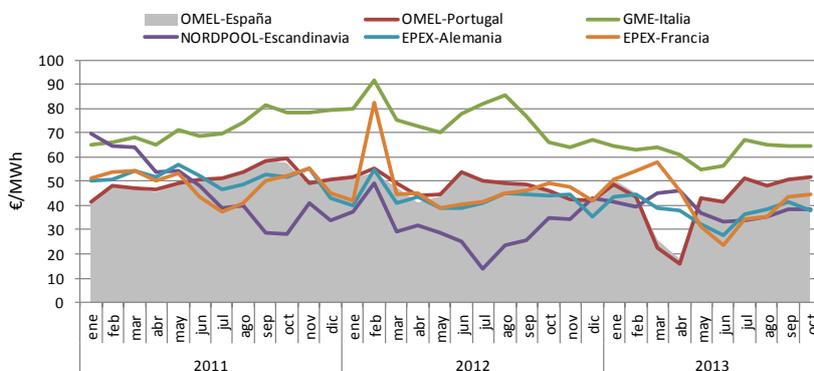
Gráfico 79 - Potencia de ciclos combinados de gas despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.



Fuente: SGIME (CNMC)

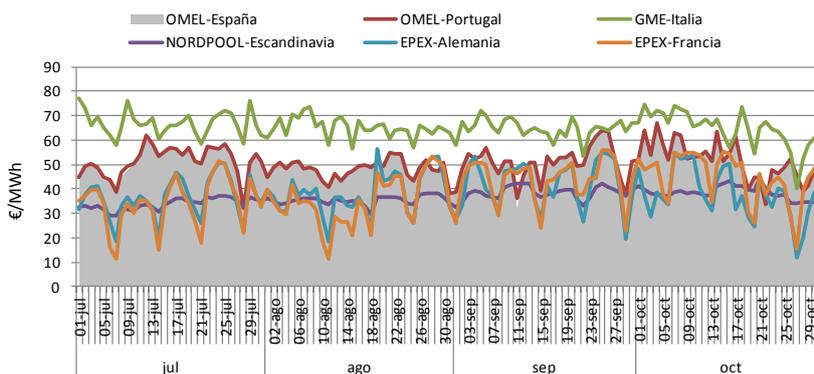
3.2.5.3.4 Precios en los Mercados Europeos

Gráfico 80 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



Fuente: OMEL

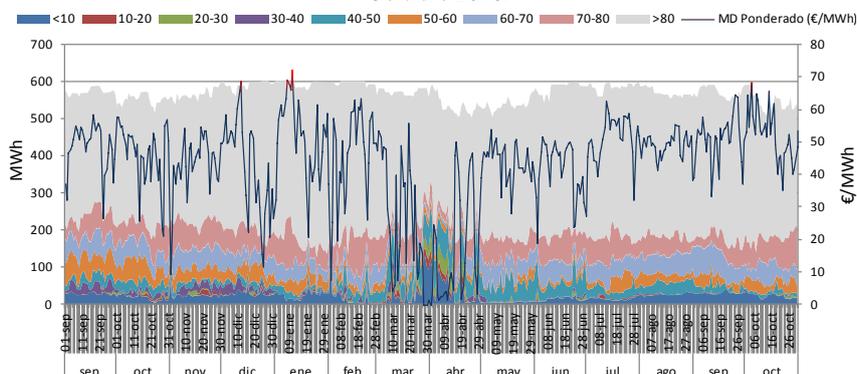
Gráfico 81 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos. Julio - Octubre 2013.



Fuente: OMEL

3.2.5.4 Ofertas al mercado diario

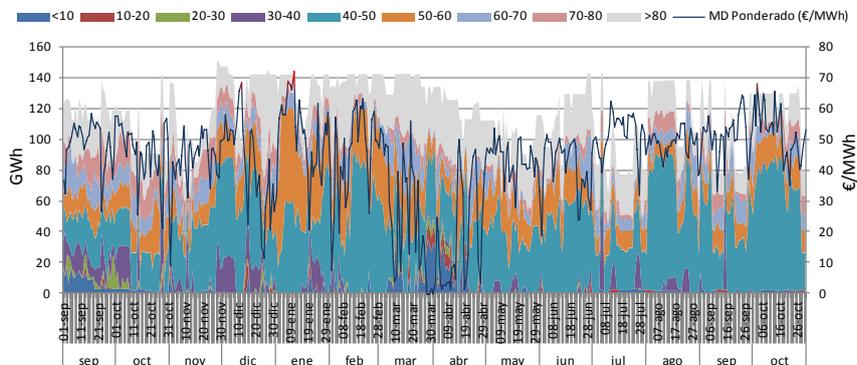
Gráfico 82 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados frente a precio medio ponderado del mercado diario.* Septiembre 2012 - Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

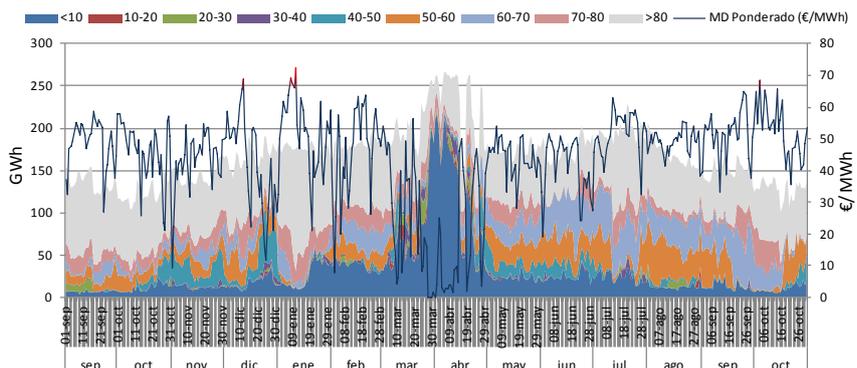
(*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

Gráfico 83 - 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.* Septiembre 2012 - Octubre 2013.



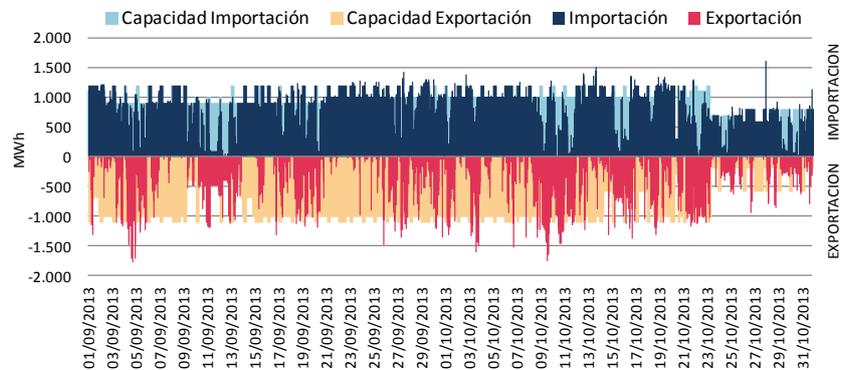
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 84 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas en R.O. frente a precio medio ponderado del mercado diario.* Septiembre 2012 - Octubre 2013.



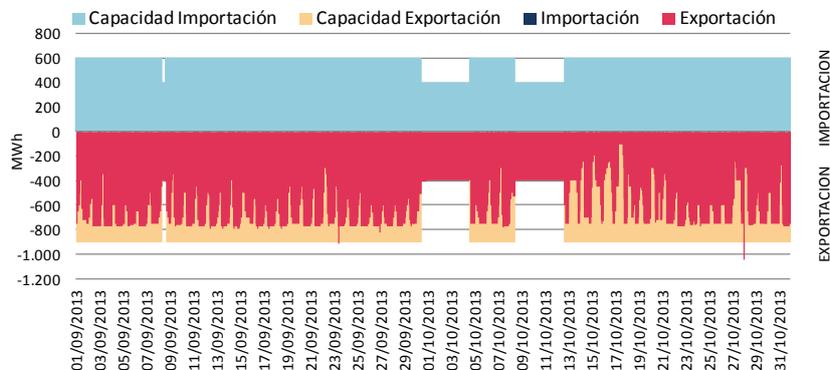
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 85 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Septiembre y Octubre 2013.



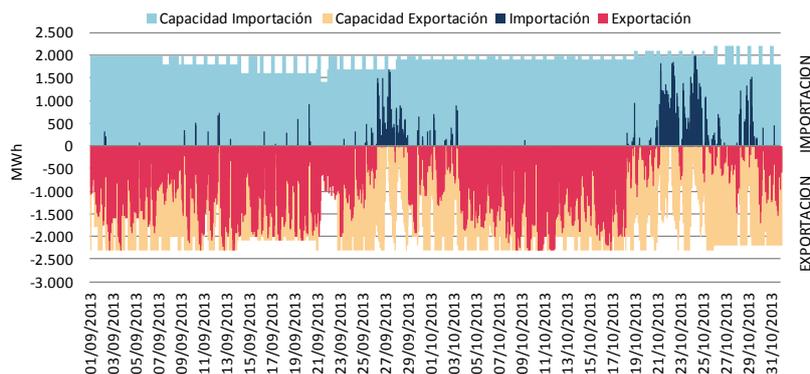
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 86 - Capacidad y uso de interconexión España-Marruecos (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Septiembre y Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 87 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Septiembre y Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

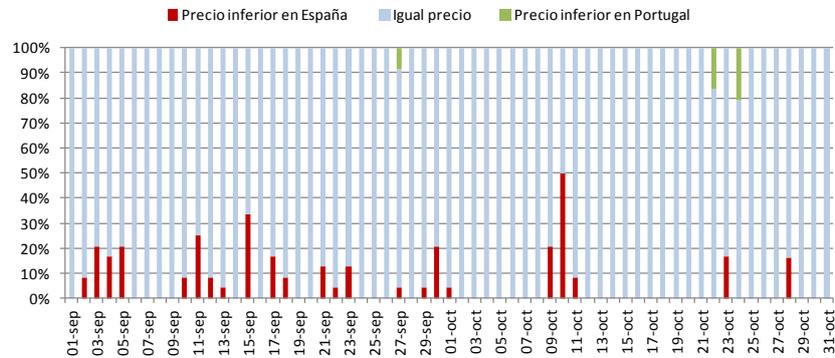
3.2.5.5 Acoplamiento del MIBEL

Gráfico 88 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 89 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Septiembre y Octubre 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	

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. Septiembre y Octubre 2013.

	ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL	HC	E.ON	EGL	ACCIONA	OTROS	Total
PDBF	27,99%	19,98%	10,68%	6,41%	0,88%	8,57%	6,16%	19,33%	100%
P48	25,36%	19,88%	15,29%	6,48%	2,30%	8,02%	5,07%	17,61%	100%

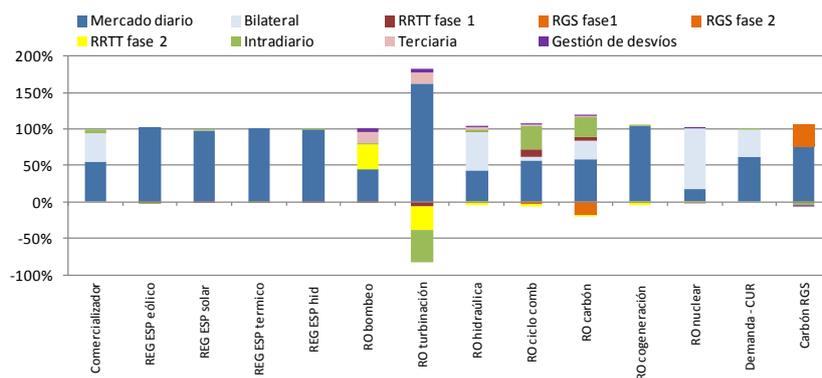
Fuente: SGIME (CNMC)

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

	Nuclear	Carbón	Ciclo comb.	Hidr.	RE Eólico	RE Hidr.	RE Solar	RE Termic.	Bombeo Turb.	Importac.	Fuel-gas	Total
PDBF	22,66%	17,09%	7,11%	7,31%	18,12%	1,57%	5,51%	15,26%	1,25%	4,11%	0,00%	100%
P48	21,05%	19,69%	10,96%	7,14%	16,59%	1,48%	5,24%	14,00%	0,72%	3,14%	0,00%	100%

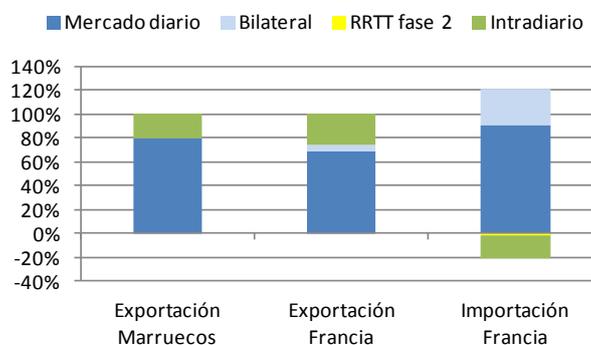
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 90 - Peso de cada uno de los segmentos en el programa de cada tecnología. Septiembre y Octubre 2013.



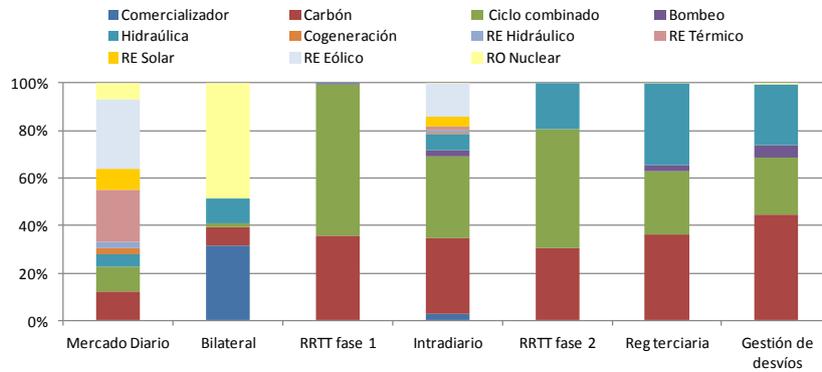
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 91 - Peso de cada uno de los segmentos en las interconexiones. Septiembre y Octubre 2013.



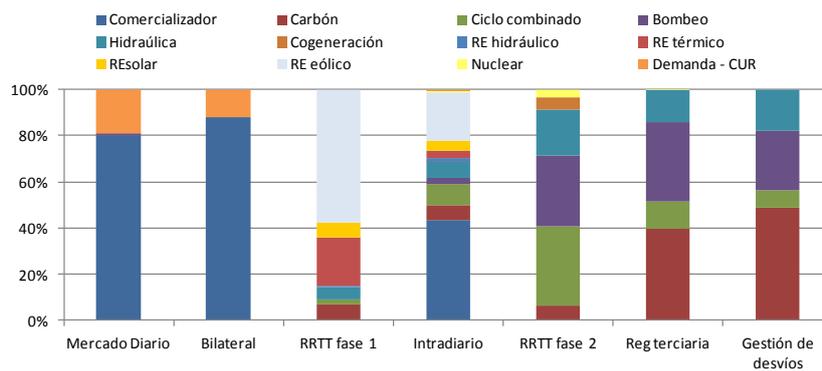
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 92 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a subir (ventas). Septiembre y Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 93 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a bajar (compras). Septiembre y Octubre 2013.

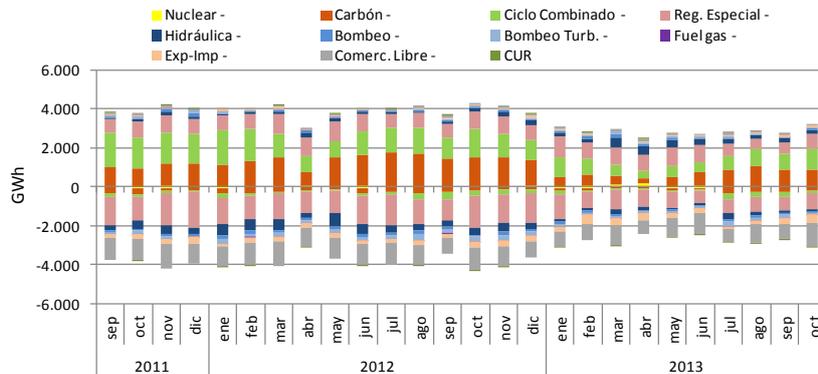


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.7 Mercado Intradiario

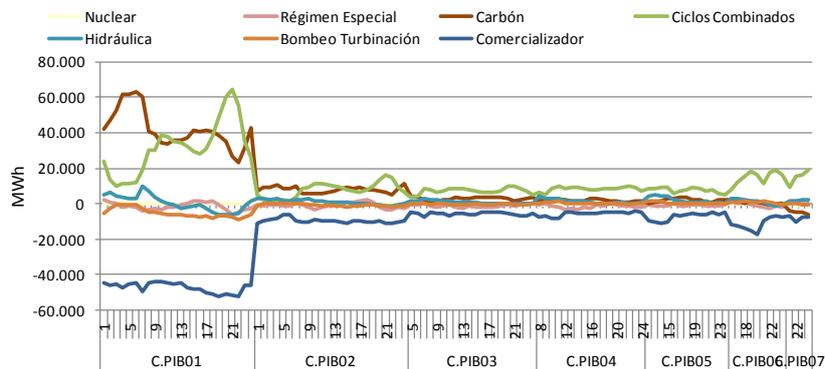
3.2.7.1 Energías

Gráfico 94 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



Fuente: SGIME (CNMC)

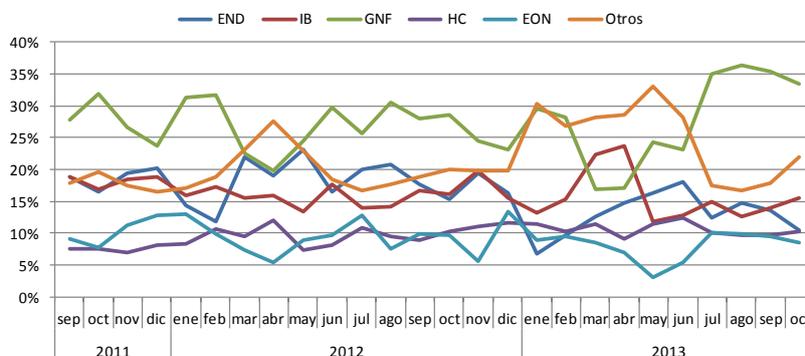
Gráfico 95 - Valores medios horarios del programa neto de cada tecnología en cada una de las sesiones del mercado intradiario. Septiembre y Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

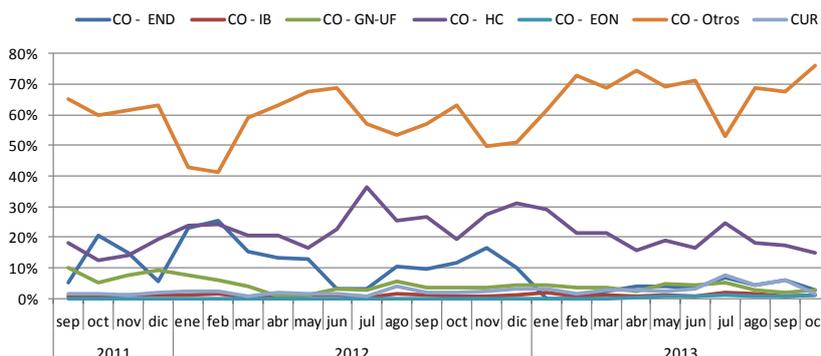
3.2.7.2 Concentración empresarial

Gráfico 96 - Cuotas de ventas en intradiario.



Fuente: SGIME (CNMC)

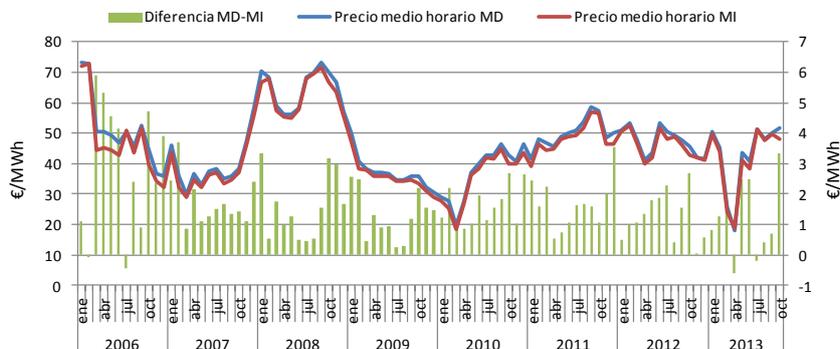
Gráfico 97 - Cuotas de compras en intradiario.



Fuente: SGIME (CNMC)

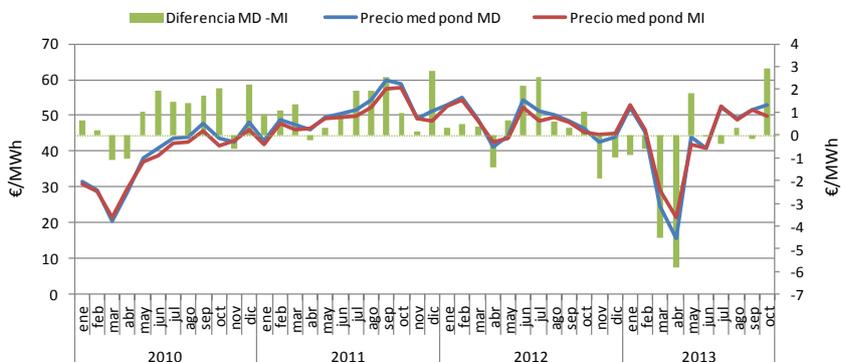
3.2.7.3 Análisis de Precios

Gráfico 98 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradía.



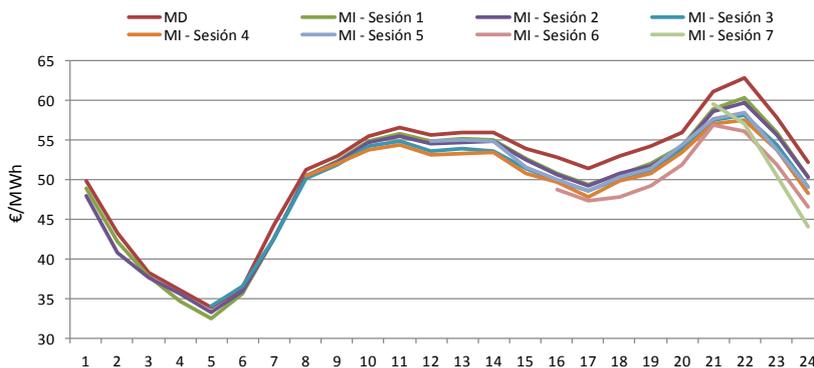
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 99 - Evolución del promedio mensual del precio medio ponderado en los mercados Diario e Intradía en zona española.



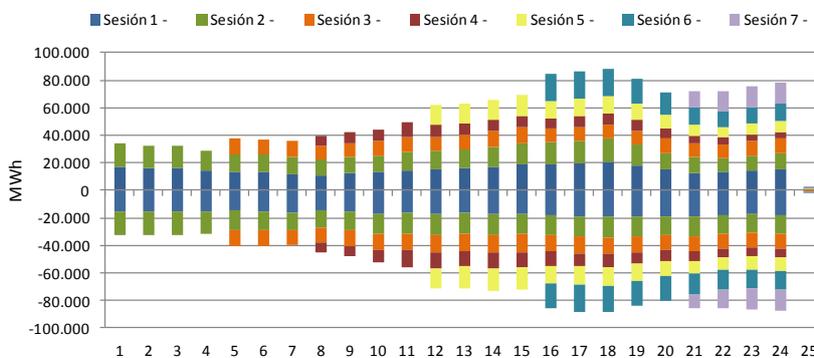
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 100 - Precios medios del mercado intradía para cada sesión. Septiembre y Octubre 2013.



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

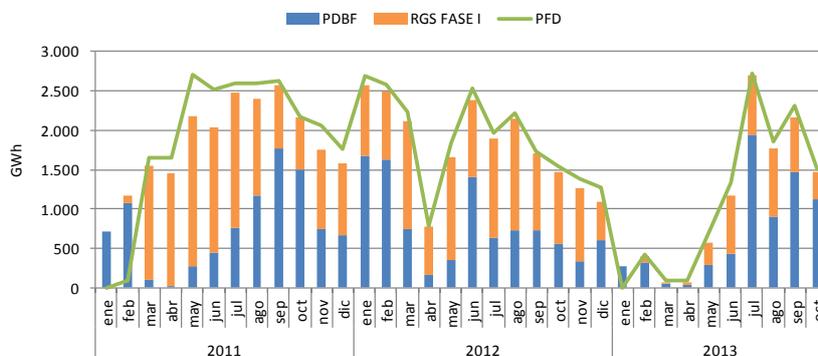
Gráfico 101 - Energía horaria negociada por el régimen especial en cada una de las sesiones del mercado intradía. Septiembre y Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

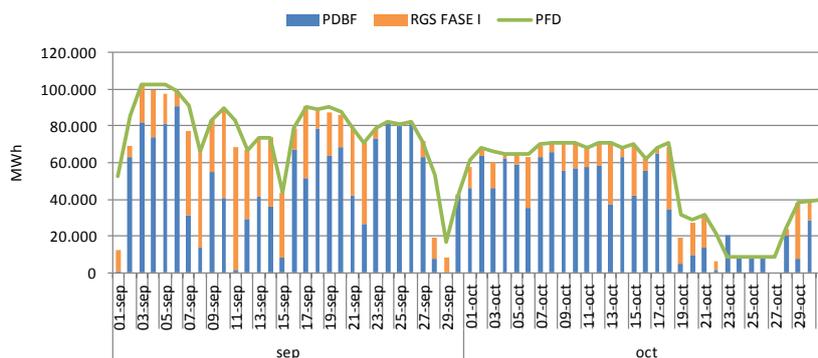
3.2.8 Solución de Restricciones por Garantía de Suministro

Gráfico 102 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.



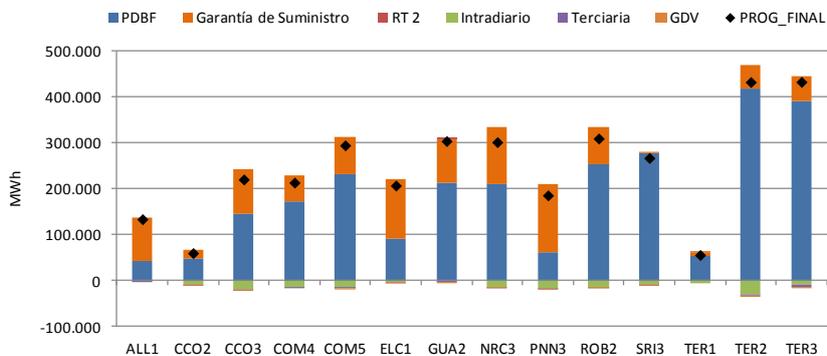
Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 103 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Septiembre y Octubre 2013.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 104 - Participación de las centrales adscritas al RD 134/2010 en los distintos segmentos del mercado. Septiembre y Octubre 2013.



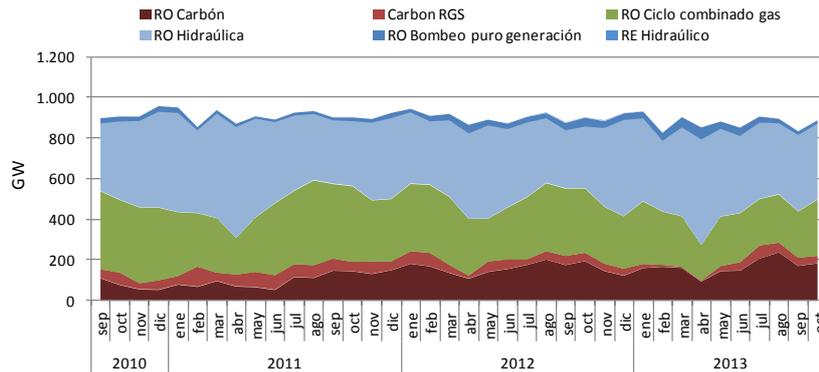
Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9 Mercados de Servicios de Ajuste

3.2.9.1 Banda de Regulación Secundaria

3.2.9.1.1 Tecnologías

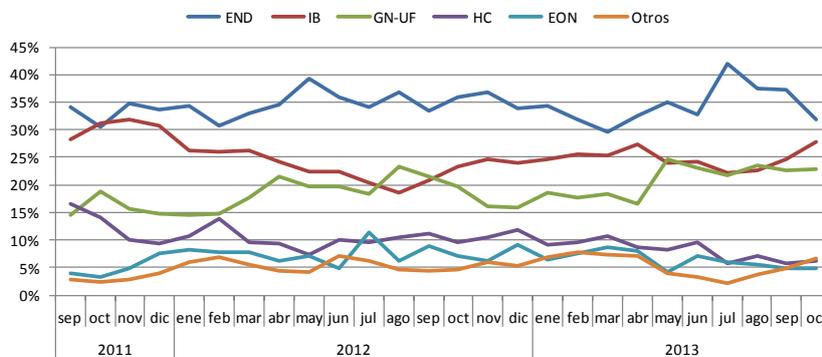
Gráfico 105 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.1.2 Concentración Empresarial

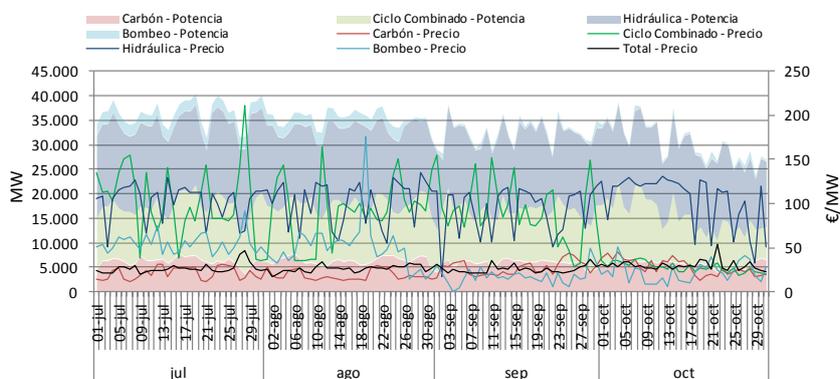
Gráfico 106 - Asignación de banda por grupo empresarial.



Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.1.3 Análisis de precios

Gráfico 107 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria. Julio - Octubre 2013.

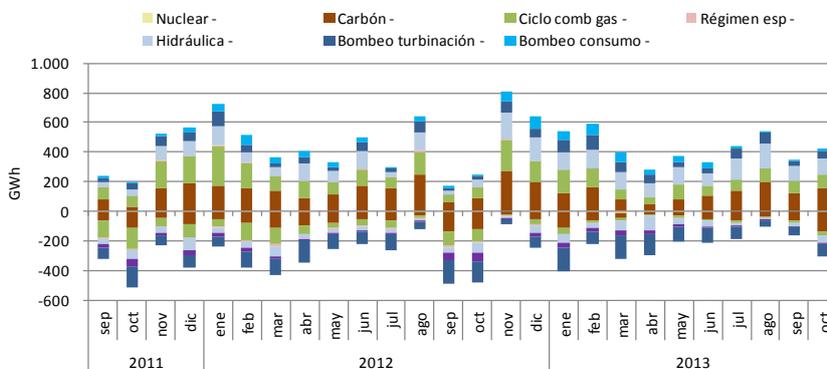


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.2 Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

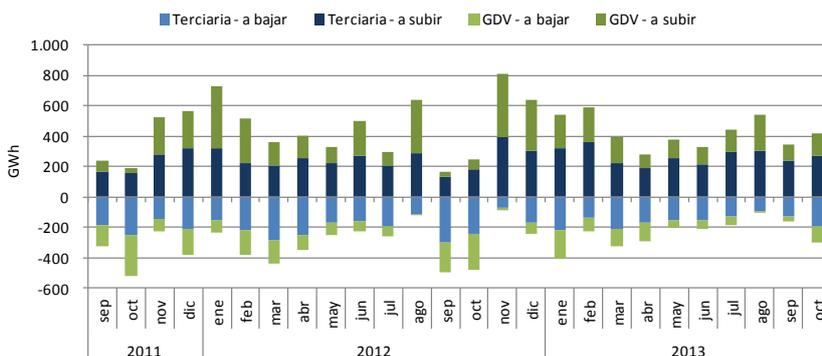
3.2.9.2.1 Energías

Gráfico 108 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 109 - Energía mensual de gestión de desvíos y regulación terciaria.

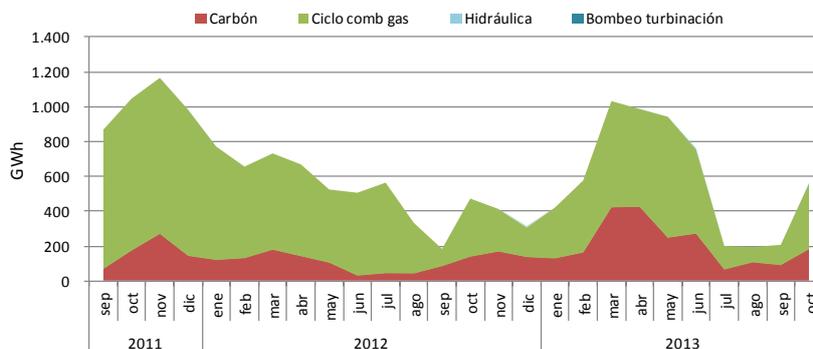


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.3 Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1

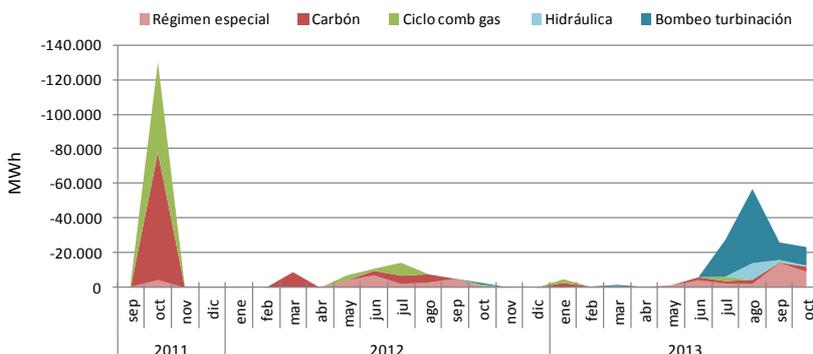
3.2.9.3.1 Energías

Gráfico 110 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a subir.



Fuente: SGIME (CNMC).

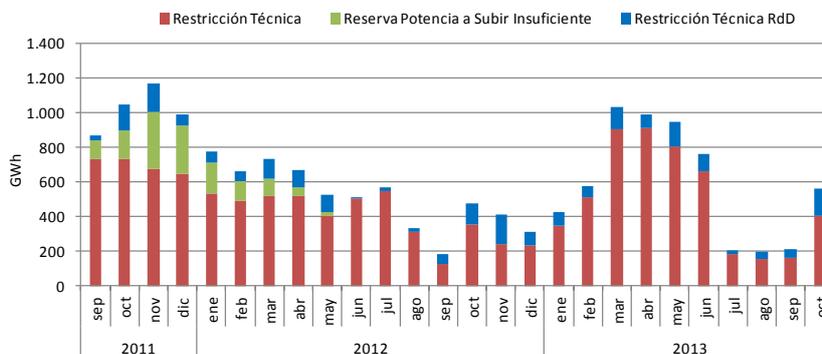
Gráfico 111 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a bajar.



Fuente: SGIME (CNMC).

3.2.9.3.2 Motivos de programación

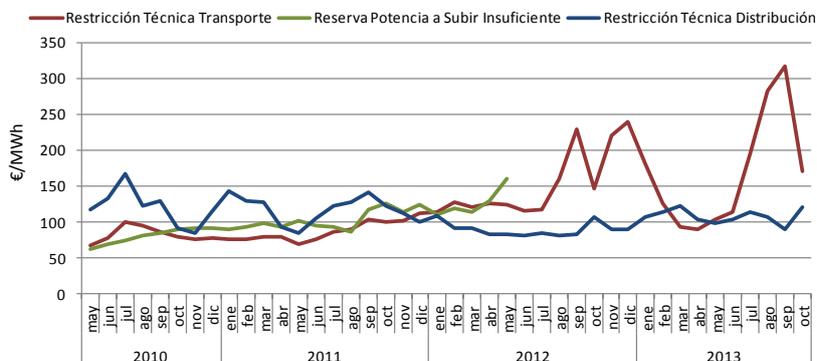
Gráfico 112 - Tipo de redespacho de las restricciones técnicas - Fase 1 a subir.



Fuente: SGIME (CNMC).

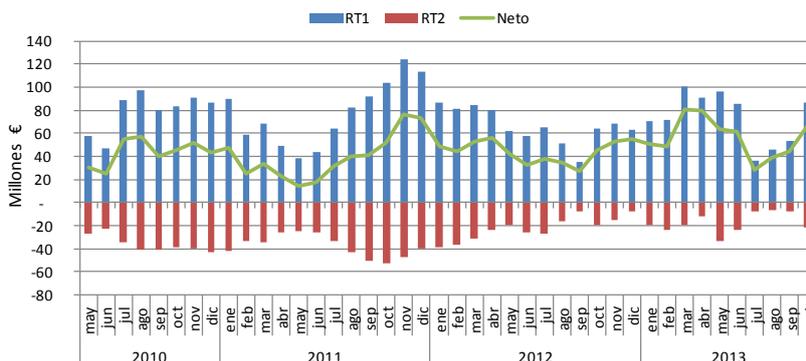
3.2.9.3.3 Análisis de precios

Gráfico 113 - 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 114 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2).

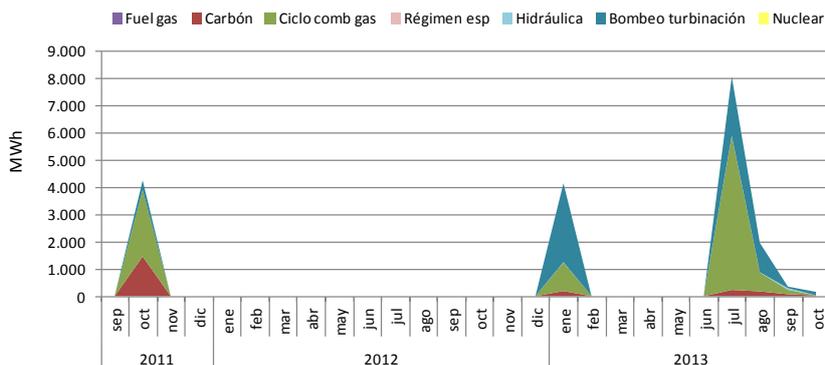


Fuente: SGIME (CNMC)

3.2.9.4 Restricciones técnicas al PDBF: fase 2

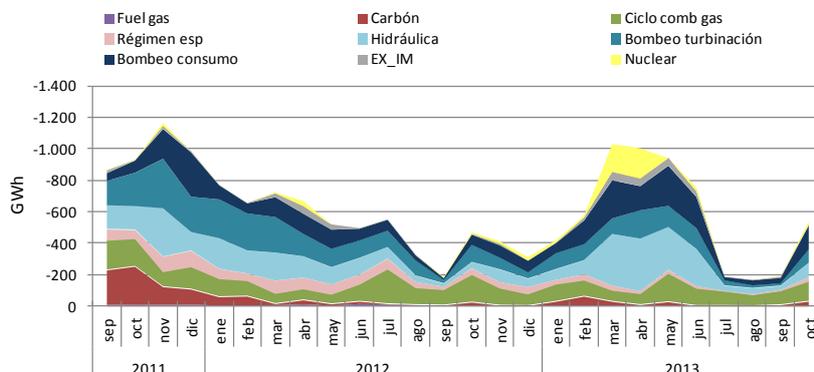
3.2.9.4.1 Energías

Gráfico 115 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

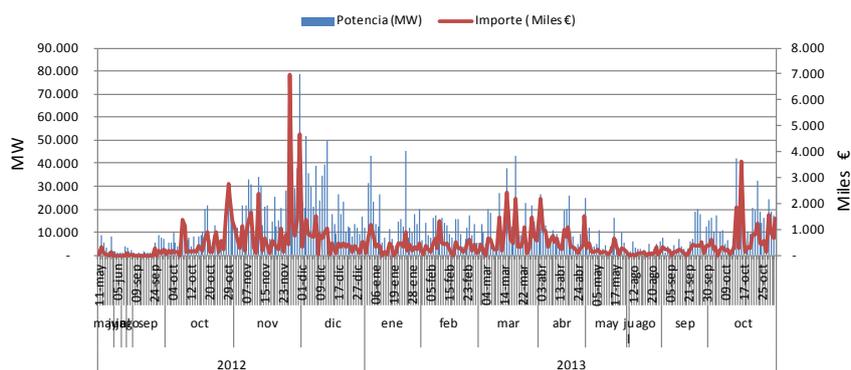
Gráfico 116 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a bajar.



Fuente: SGIME (CNMC)

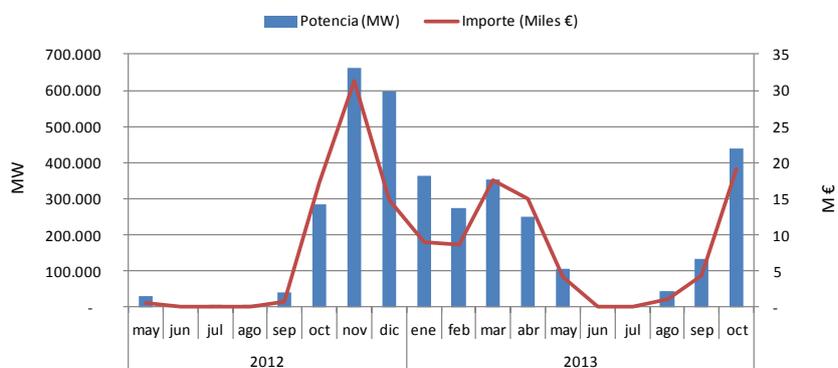
3.2.9.5 Reserva de potencia adicional a subir

Gráfico 117 – Evolución diaria de potencia y coste de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: REE

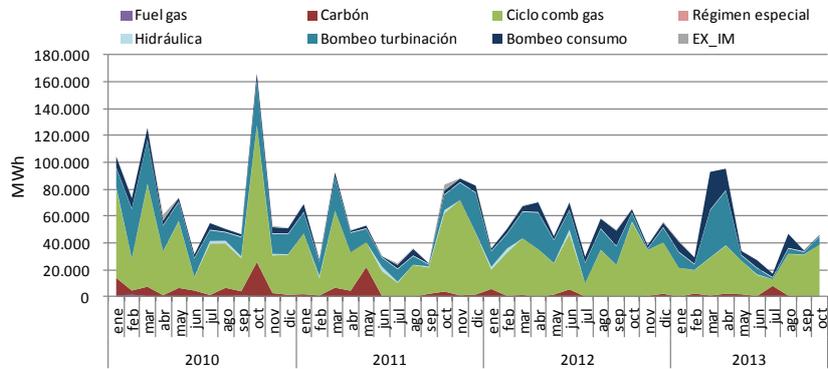
Gráfico 118 – Evolución mensual de la potencia y del coste de asignación de reserva de potencia adicional a subir.



Fuente: REE

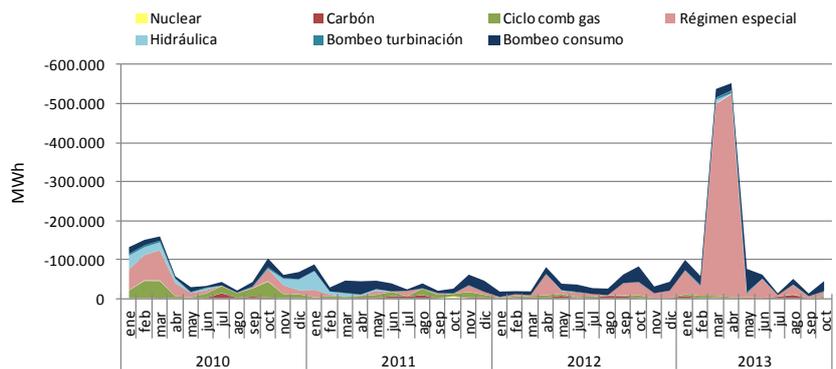
3.2.9.6 Restricciones en Tiempo Real

Gráfico 119 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.



Fuente: SGIME (CNMC)

Gráfico 120 - 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



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

