




COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



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

Mayo y Junio 2013

16 de octubre de 2013

1	RESUMEN EJECUTIVO .....	4
2	ANEXO I - INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD .....	6
2.1	DEMANDA .....	6
2.2	OFERTA.....	7
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 .....	28
2.3.7	Mercado Intradía .....	29
2.3.8	Servicios de ajuste del sistema .....	30
2.4	BALANCE EMPRESARIAL .....	36
3	ANEXO II - GRÁFICAS.....	39
3.1	ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	39
3.1.1	Demanda.....	39
3.1.2	Oferta .....	40
3.2	ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS.....	42
3.2.1	Cobertura de la demanda por tecnologías y mercados.....	42
3.2.1.1	Distribución de la producción .....	42
3.2.1.2	Distribución de la demanda.....	45

3.2.2	Balance empresarial.....	46
3.2.3	Precio Horario Final de la Demanda Nacional.....	47
3.2.4	Sobrecoste por segmento de generación.....	48
3.2.5	Mercado Diario y Contratación Bilateral.....	48
3.2.5.1	Energías.....	48
3.2.5.2	Concentración empresarial.....	52
3.2.5.3	Análisis de precios.....	53
3.2.5.4	Ofertas al mercado diario.....	58
3.2.5.5	Acoplamiento del MIBEL.....	60
3.2.6	Desvío de demanda en el mercado.....	61
3.2.7	Mercado Intradía.....	63
3.2.7.1	Energías.....	63
3.2.7.2	Concentración empresarial.....	64
3.2.7.3	Análisis de Precios.....	64
3.2.8	Mercados de Servicios de Ajuste.....	66
3.2.8.1	Banda de Regulación Secundaria.....	66
3.2.8.2	Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria.....	67
3.2.8.3	Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1.....	68
3.2.8.4	Restricciones técnicas al PDBF: fase 2.....	70
3.2.8.5	Reserva de potencia adicional a subir.....	70
3.2.8.6	Restricciones en Tiempo Real.....	71
3.2.8.7	Solución de Restricciones por Garantía de Suministro.....	72
4	ANEXO III – LISTADO DE CENTRALES DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO Y SUS CÓDIGOS.....	73

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

La demanda interanual de energía eléctrica peninsular en barras de central continuó descendiendo durante los meses de mayo y junio (acercándose a niveles registrados en 2005), lo que supuso un descenso porcentual del 3,2%.

El descenso porcentual de la demanda interanual corregida (temperatura y laboralidad) fue del 2,3%, mientras que la variación interanual del PIB tras el segundo trimestre del año registró un valor de -1,7%. Estos valores, más favorables que los registrados en el trimestre anterior, podrían marcar un punto de inflexión en ambas series, con un menor descenso de la demanda interanual y una mejora del PIB en el próximo trimestre.

Las tecnologías con mayor cuota de generación en P48 en el mes de mayo fueron la eólica y la nuclear, con similar porcentaje (19,1%), mientras que en junio fue la tecnología nuclear la que se situó al frente (20,8%). La cuota de generación hidráulica pasó del 21,5% en abril al 12,2% en mayo. El hueco térmico alcanzó un valor medio en ambos meses ligeramente superior al 17%, con una notable recuperación del funcionamiento de las centrales de carbón adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro. Por su parte, la generación de origen solar alcanzó una cuota record del 7,7% en el mes de junio.

El acoplamiento medio del MIBEL en mayo y junio fue del 94% y 93% respectivamente. En mayo el 5% de las horas de desacoplamiento se resolvieron con un precio superior en zona española, mientras que en junio este hecho no se repitió en ninguna hora, resultando siempre el precio superior en zona portuguesa.

Respecto a la interconexión con Portugal, ésta fue utilizada mayoritariamente en sentido exportador durante ambos meses, contrariamente a lo que venía ocurriendo durante este año. El descenso de la generación de origen eólico e hidráulico sumado al incremento del precio de las ofertas de los ciclos combinados portugueses (desde principios de este año las ofertas de los ciclos combinados españoles resultarían más competitivas que las de los portugueses) serían los causantes de la inversión del sentido de uso de la interconexión.

Respecto a la interconexión con Francia, cabe mencionar que, tras la supresión en la Ley 3/2013, de 4 de junio, los operadores principales pueden llevar a cabo importaciones de energía desde el sistema francés.

El volumen de energía producido por las centrales adscritas al mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro entre enero y junio ascendió a 2,23 TWh, lo que supone el 11% del objetivo anual establecido. De acuerdo con el último plan de producción anual realizado por el OS en el mes de agosto, está prevista la producción del 86% de los valores máximos anuales de producción establecidos para 2013 en la Resolución arriba mencionada.

El precio medio aritmético del mercado diario fue de 43,45 €/MWh y 40,87 €/MWh para los meses de mayo y junio respectivamente, mientras que el precio medio horario del mercado intradiario fue de 40,97 €/MWh y de 38,40 €/MWh, lo que supuso una diferencia de precio en el entorno de los 2,5 €/MWh entre ambos mercados.

Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 11,6% y 11,5% en mayo y junio (14,1% y 15,2% en 2012) respectivamente de la energía negociada en PDBF, mientras que el incremento neto de generación fue del 5,2% y 6,5% respectivamente (5,4% y 5,2% en 2012). Conforme a lo reseñado en el pasado informe, esta menor negociación de energía en el mercado intradiario respondería a una reducida programación mediante RGS y a una menor participación del régimen especial con la entrada en vigor del Real Decreto ley 2/2013.

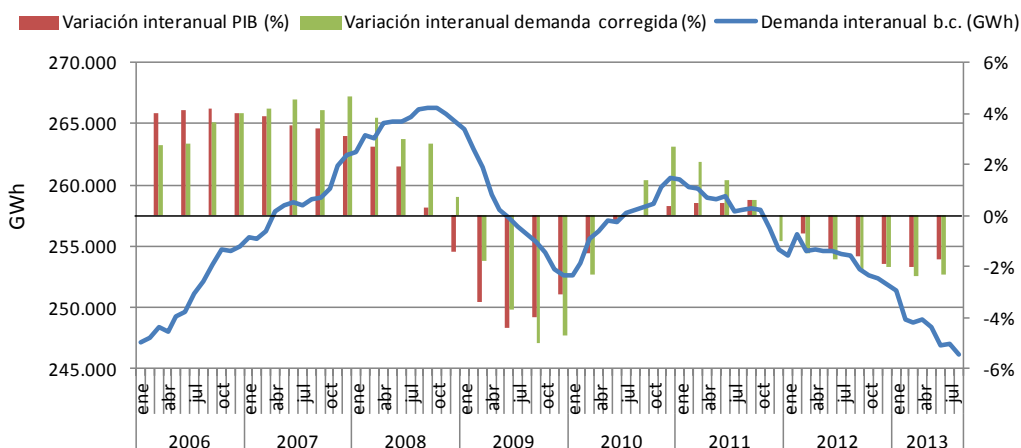
Tras el fuerte aumento del coste de los servicios de ajuste sobre el precio final del mercado experimentado en los meses de marzo y abril, éstos registran un importante descenso en los meses de estudio, si bien el coste de resolución de restricciones se mantuvo en niveles elevados. El coste del mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir sufrió un fuerte descenso en el mes de mayo, hasta situarse en 4,1 M€, mientras que resultó nulo en el mes de junio, al no convocarse ningún requerimiento de potencia en todo el mes, en línea con lo ocurrido en el mismo periodo de 2012. Este hecho es consecuencia de una menor demanda y eolicidad durante estos meses, lo que permite una mayor disponibilidad de potencia para los servicios de ajuste por parte de las centrales térmicas casadas en PDBF, así como de la existencia en 2013 de una elevada reserva hidráulica respecto a años anteriores. Adicionalmente, la mayor programación de centrales de carbón por el mecanismo RGS acarrea la reducción de la programación de otras centrales térmicas hasta su mínimo técnico, aportando así éstas una mayor reserva de potencia al sistema.

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

### 2.1 DEMANDA

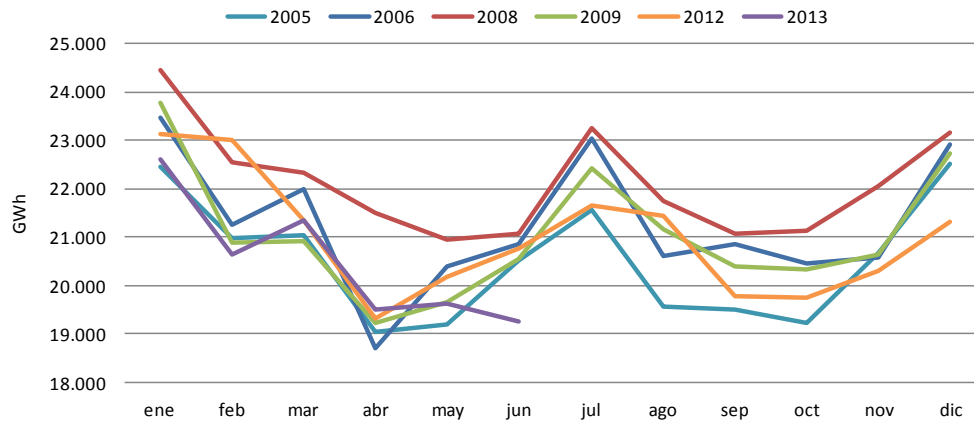
La demanda interanual de energía eléctrica peninsular en barras de central continuó descendiendo durante los meses de estudio (acercándose a niveles registrados en 2005), lo que supuso un descenso porcentual del 3,2%. El descenso porcentual de la demanda interanual corregida (temperatura y laboralidad) fue del 2,3%, mientras que la variación interanual del PIB tras el segundo trimestre del año registró un valor de -1,7%. Estos valores, más favorables que los registrados en el trimestre anterior, podrían marcar un punto de inflexión en ambas series, con un menor descenso de la demanda interanual y una mejora del PIB en el próximo trimestre.

**Gráfico 1 - Evolución de la demanda interanual peninsular en barras de central frente a variación interanual del PIB y demanda corregida (datos trimestrales).**



Según datos de la Agencia Estatal de Meteorología, el mes de mayo resultó más frío de lo normal, con una temperatura media 1,3°C inferior a la media del mes, al igual que junio, con una temperatura media 0,3°C inferior a la media.

**Gráfico 2 - Demanda mensual peninsular en barras de central.**



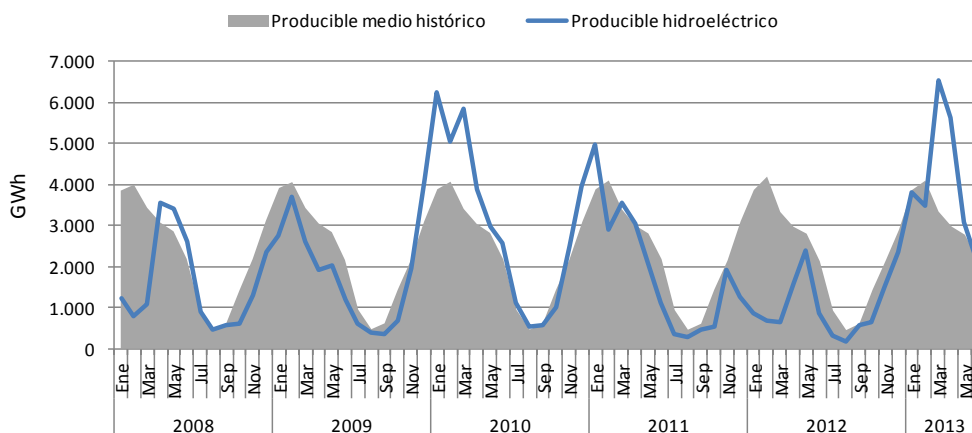
La demanda mensual registrada en barras de central durante los meses de estudio resultó considerablemente inferior a los mismos meses del año anterior, con un descenso del 2,8% en mayo (-1,3% en términos corregidos) y del 7,2% en junio (-2,8% en términos corregidos).

## 2.2 OFERTA

Desde el punto de vista hidrológico, ambos meses resultaron más secos de lo normal, un 25% y 20% menos que el valor medio de los meses de mayo y junio respectivamente, según datos de la Agencia Estatal de Meteorología.

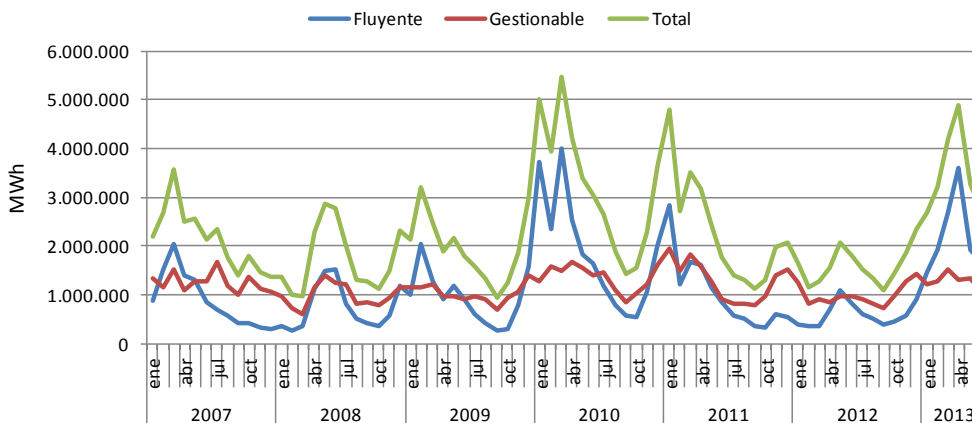
El producible hidroeléctrico, tras los elevados niveles alcanzados en los meses precedentes de marzo y abril, volvió a situarse en niveles próximos a los medios históricos, si bien las reservas hidráulicas continúan situados en los niveles más altos de los últimos años.

**Gráfico 3 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.**



Los valores estimados de generación hidráulica fluyente se redujeron entorno al 50% respecto a los registrados en el mes de abril, aunque siguió siendo superior a la hidráulica gestionable.

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

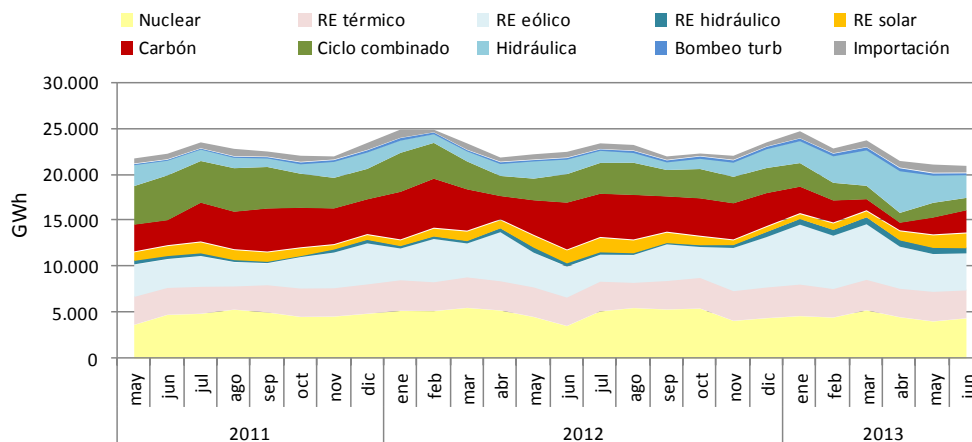


(\*) Producción hidráulica fluyente diaria estimada conforme a una producción horaria constante equivalente a la producción mínima horaria de ese día.

De manera similar, durante ambos meses la producción eólica evolucionó a la baja, reduciéndose un 25% en su conjunto respecto a los dos meses previos, lo que favoreció el incremento del hueco térmico, el cual se había visto reducido a niveles mínimos en los meses de marzo y abril. Este hecho fue aprovechado principalmente por las plantas de carbón, las cuales duplicaron su producción en P48. El incremento de las horas de insolación conllevó un fuerte ascenso de la generación de origen solar.



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



Todo ello se tradujo en un descenso de la cuota de generación hidráulica en P48, pasando del 21,5% en abril al 12,2% en mayo, mientras que la de origen eólico se situó por debajo del 20% en ambos meses. El hueco térmico alcanzó un valor medio en ambos meses ligeramente superior al 17%, con una notable recuperación del funcionamiento de las centrales de carbón adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro. Por su parte, la generación de origen solar alcanzó una cuota record del 7,7% en el mes de junio, superando a la producción de los ciclos combinados.

Las tecnologías con mayor cuota de generación en P48 en el mes de mayo fueron la eólica y la nuclear, con similar porcentaje (19,1%), mientras que en junio la tecnología nuclear se situó al frente (20,8%).

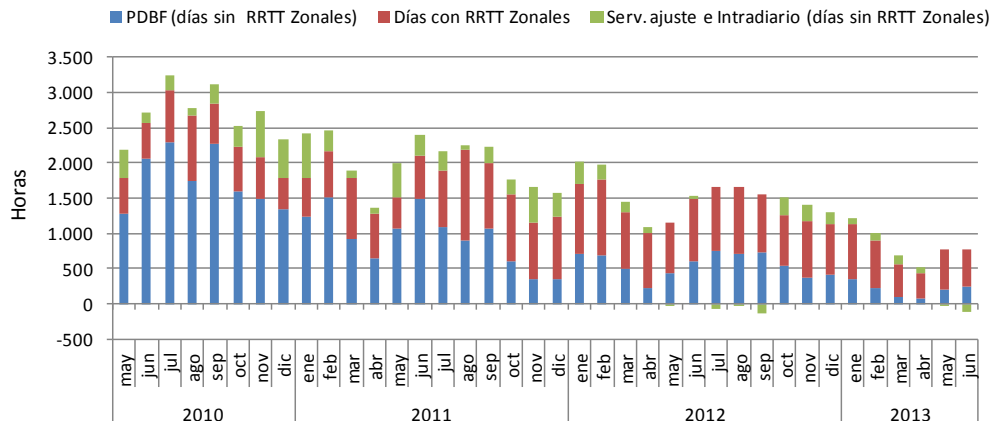
**Cuadro 1 - Generación mensual por tecnología en P48 en zona española.**

Año	Mes	Nuclear	RO 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	ene	18,9%	5,5%	2,7%	20,2%	18,2%	15,4%	2,6%	1,5%	12,6%	1,0%	1,4%
	feb	19,2%	6,7%	4,4%	20,9%	11,5%	17,5%	2,2%	2,4%	13,2%	0,7%	1,4%
	mar	18,2%	6,2%	6,0%	16,4%	13,8%	18,1%	2,6%	2,6%	13,7%	0,9%	1,6%
	abr	21,3%	4,7%	6,7%	13,3%	14,3%	15,9%	2,8%	4,0%	14,9%	0,9%	1,2%
	may	16,8%	4,0%	9,5%	19,3%	10,8%	15,7%	2,2%	4,3%	14,4%	0,5%	2,5%
	jun	21,3%	3,8%	8,5%	21,9%	7,5%	13,7%	1,8%	4,9%	13,5%	0,4%	2,7%
	jul	20,7%	7,9%	10,1%	19,3%	5,5%	13,9%	1,6%	5,1%	12,8%	0,4%	2,7%
	ago	23,3%	8,4%	9,5%	20,7%	5,2%	11,3%	1,3%	4,8%	11,4%	0,5%	3,4%
	sep	22,2%	10,2%	10,7%	20,1%	4,4%	10,3%	1,0%	4,6%	13,5%	0,6%	2,5%
	oct	20,5%	10,5%	9,1%	16,8%	5,0%	15,1%	0,8%	3,9%	14,4%	0,9%	3,0%
	nov	20,7%	10,2%	7,5%	15,2%	8,2%	17,3%	1,8%	2,2%	14,4%	0,9%	1,5%
	dic	20,7%	9,9%	6,3%	14,1%	7,8%	18,9%	1,9%	2,3%	13,9%	1,0%	3,2%
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%

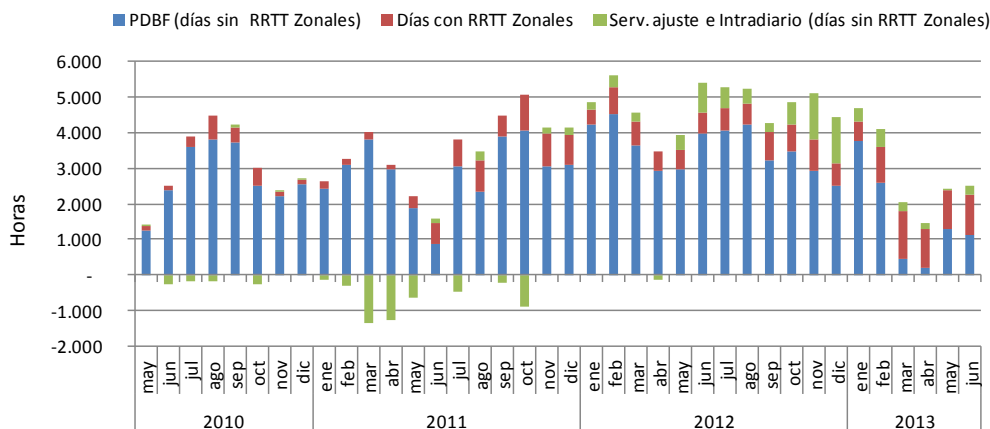
El alza del hueco térmico permitió un ligero aumento de las horas anuales equivalentes de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado, situándose en el entorno de las 750 horas.

De forma similar, las horas equivalentes de funcionamiento durante los meses de estudio de las centrales de carbón no adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro, se vieron incrementadas hasta las 2.500 horas anuales, aún muy por debajo de los valores registrados en los últimos meses.

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



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



En el siguiente cuadro se muestra la evolución mensual del reparto del total de la generación en P48 por grupo empresarial. El aumento del funcionamiento de sus plantas de carbón permite a Endesa recuperar cuota hasta alcanzar el 24,5% en junio. El resto de grandes generadores ven reducidas sus cuotas respectivas, lastrados principalmente por la caída de su generación hidráulica, nuclear y en régimen especial.

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

Años	Mes	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros	
2011	may	24,4%	22,9%	13,2%	4,9%	2,7%	32,0%	
	jun	22,1%	20,2%	15,2%	5,4%	4,4%	32,7%	
	jul	29,0%	18,5%	12,9%	5,0%	4,4%	30,2%	
	ago	26,1%	19,0%	13,7%	6,0%	6,3%	28,9%	
	sep	26,1%	19,2%	14,0%	6,5%	4,7%	29,6%	
	oct	28,9%	17,2%	14,3%	6,6%	3,5%	29,5%	
	nov	25,3%	20,4%	13,9%	5,9%	4,2%	30,4%	
	dic	21,2%	22,1%	13,4%	5,9%	5,1%	32,3%	
	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%	

## 2.3 MERCADO

### 2.3.1 Componentes del precio final del mercado de producción

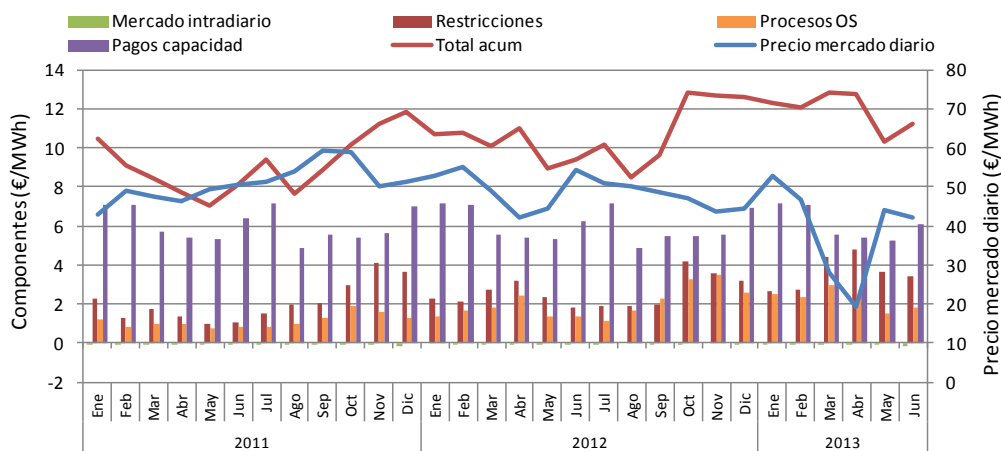
En términos unitarios, los distintos componentes del precio horario final del mercado se reflejan en el siguiente cuadro.

**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
<b>2011</b>							
Enero	23.533.332	42,9	-0,05	2,3	1,2	7,1	53,4
Febrero	21.340.101	48,9	-0,03	1,3	0,9	7,0	58,0
Marzo	22.617.800	47,5	-0,05	1,8	1,0	5,7	55,9
Abril	19.103.449	46,2	-0,01	1,4	1,0	5,4	53,9
Mayo	20.099.458	49,5	-0,04	1,0	0,8	5,4	56,6
Junio	20.619.606	50,6	-0,05	1,0	0,8	6,4	58,7
Julio	21.753.435	51,4	-0,05	1,5	0,8	7,1	60,8
Agosto	21.406.002	54,1	-0,08	2,0	1,0	4,8	61,8
Septiembre	20.869.223	59,5	-0,06	2,1	1,3	5,6	68,3
Octubre	20.079.186	58,8	-0,03	2,9	1,9	5,4	69,0
Noviembre	20.510.186	50,1	-0,11	4,1	1,6	5,6	61,3
Diciembre	21.721.792	51,5	-0,15	3,7	1,3	7,0	63,3
<b>2012</b>							
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
<b>2013</b>							
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

Tras el fuerte aumento del coste de los servicios de ajuste sobre el precio final del mercado experimentado en los meses de marzo y abril, éstos registran un importante descenso en los meses de estudio, si bien el coste de resolución de restricciones se mantuvo en niveles elevados.

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

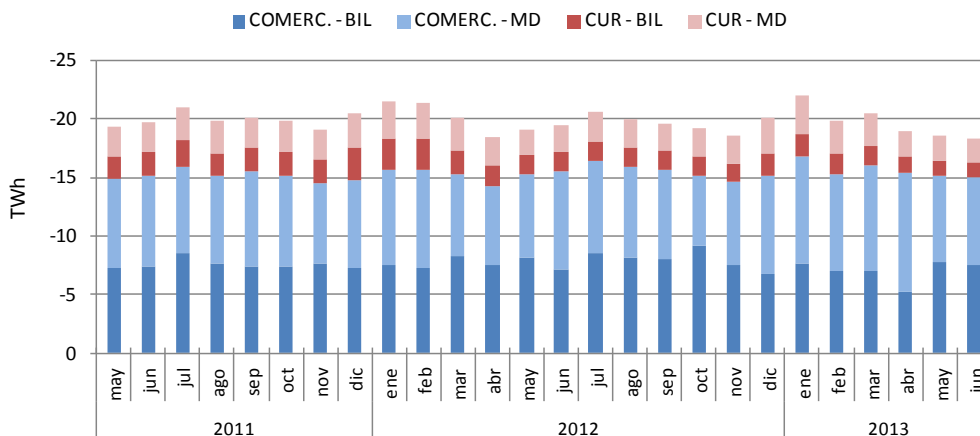


Los precios horarios punta alcanzados durante ambos meses se redujeron respecto a meses anteriores, con valores en el entorno de los 70 €/MWh. Contrariamente a lo acontecido en los meses previos, sólo se registraron 4 horas de precio cero, entre las horas H.3 y H.6 del lunes 24 de junio.

### 2.3.2 Programa Diario Base de Funcionamiento

Desde el punto de vista de las compras, la cuota de suministro en mercado libre prosiguió su evolución al alza iniciada a principios de año, situándose en ambos meses por encima del 81%, alcanzando en junio el 81,82%, prácticamente dos puntos porcentuales por encima del mismo mes del año anterior.

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



Atendiendo a la cuota de demanda en el Programa Diario Base de Funcionamiento por grupo empresarial, continuó incrementándose el peso del conjunto de los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales así como de E.On, quien alcanzó una cuota del 3% en ambos meses de estudio.

**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	ene	24,6%	17,0%	10,8%	6,9%	1,1%	8,1%	31,4%
	feb	24,5%	17,2%	11,0%	8,1%	1,3%	8,2%	29,7%
	mar	25,5%	17,9%	11,3%	7,5%	1,5%	9,0%	27,3%
	abr	26,3%	17,5%	11,3%	8,4%	1,5%	9,7%	25,3%
	may	28,3%	18,2%	11,1%	7,9%	1,5%	9,7%	23,4%
	jun	28,8%	18,5%	11,3%	7,9%	1,5%	9,2%	22,9%
	jul	28,2%	18,7%	11,3%	7,4%	1,5%	8,5%	24,4%
	ago	29,4%	18,5%	11,3%	6,7%	1,5%	8,8%	23,7%
	sep	29,0%	18,6%	11,4%	7,6%	1,5%	8,9%	23,0%
	oct	26,5%	19,0%	11,7%	8,0%	1,6%	9,3%	23,8%
	nov	27,2%	19,4%	11,4%	8,1%	1,7%	8,3%	23,9%
	dic	25,8%	19,7%	11,2%	6,9%	1,6%	6,8%	28,0%
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%

Desde el punto de vista de las ventas en PDBF, cabe reseñar el continuado descenso de Gas Natural Fenosa, cuya cuota se situó en el 5,5% y 5% en mayo y junio respectivamente, originado en la fuerte caída de su producción nuclear e hidráulica, mientras que el conjunto de los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales consiguen incrementar su cuota por encima del 42%, con un volumen de generación muy similar durante los últimos tres meses.

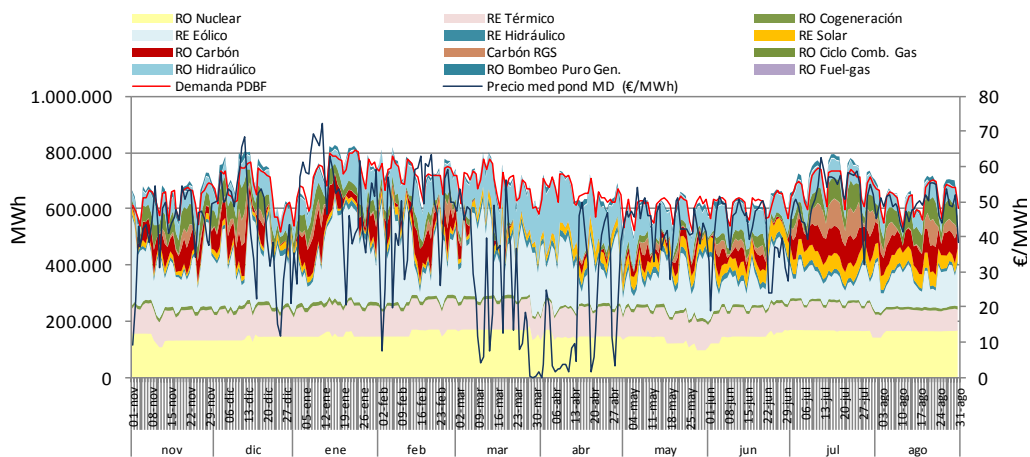
**Cuadro 5 – Generación neta mensual por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española.**

Años	Mes	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros	
2011	may	24,0%	25,0%	8,2%	3,1%	2,1%	37,7%	
	jun	22,0%	22,2%	10,8%	3,6%	3,8%	37,6%	
	jul	28,5%	20,1%	9,7%	3,6%	2,8%	35,3%	
	ago	26,9%	20,6%	9,1%	5,2%	4,7%	33,5%	
	sep	27,7%	19,6%	9,9%	6,5%	3,4%	33,0%	
	oct	32,2%	17,5%	8,9%	6,3%	2,5%	32,5%	
	nov	27,1%	21,6%	8,6%	5,0%	2,6%	35,1%	
	dic	22,1%	23,1%	9,1%	5,5%	3,2%	37,0%	
	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%	

Tras los meses de marzo y abril, caracterizados por una conjunción de elevada eolicidad e hidraulicidad que redujeron el hueco térmico en PDBF al 3,4% y 1,8% respectivamente, en los meses de mayo y junio éste se vio incrementado hasta el 9,3% y 10,8% respectivamente. Si bien la generación hidráulica no alcanzó los niveles de los meses previos, ésta alcanzó cuotas elevadas con un promedio del 15%. De este modo, el precio medio del mercado diario evolucionó al alza en ambos meses, alcanzando valores de 43,45 €/MWh en mayo y 40,87 €/MWh en junio.



**Gráfico 10 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española.**

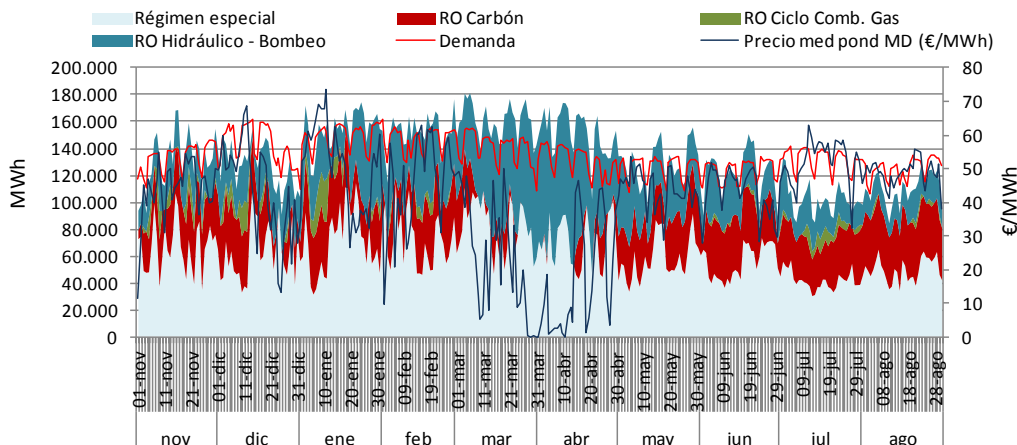


**Cuadro 6 – Cuota de generación por tecnología en PDBF.**

Año	Mes	RO Nuclear	RE Térmico	RO Cogeneración	RE Eólico	RE Hidráulico	RE Solar	RO Carbón	Carbón RGS	RO Ciclo Comb. Gas	RO Hidráulico	RO Bombeo Puro Gen.	RO Fuel-gas
2011	nov	21,13%	15,38%	2,00%	26,76%	1,88%	2,70%	8,80%	1,77%	8,48%	8,79%	2,27%	0,05%
	dic	20,45%	14,31%	2,00%	28,75%	2,58%	2,80%	6,65%	2,80%	8,26%	9,64%	1,70%	0,05%
2012	ene	20,52%	13,81%	1,94%	30,14%	2,45%	2,03%	9,42%	1,22%	6,38%	10,42%	1,62%	0,04%
	feb	21,71%	13,92%	1,80%	28,76%	3,03%	3,02%	6,97%	1,61%	3,65%	14,09%	1,39%	0,05%
	mar	24,39%	14,27%	1,79%	30,50%	3,47%	3,05%	1,70%	0,22%	1,44%	17,93%	1,18%	0,05%
	abr	22,29%	14,73%	1,48%	26,06%	3,64%	5,06%	0,73%	0,19%	0,84%	23,03%	1,91%	0,04%
	may	22,15%	16,31%	1,91%	21,98%	3,94%	6,52%	4,89%	1,61%	2,75%	16,10%	1,78%	0,06%
	jun	23,86%	15,55%	1,77%	21,29%	3,43%	7,84%	4,32%	2,35%	4,08%	13,87%	1,60%	0,06%

De forma análoga, el PDBF portugués también reflejó una recuperación del hueco térmico, si bien éste se fue aprovechado principalmente por las centrales de carbón, presentando los ciclos combinados una muy baja participación, hecho que se explicará con posterioridad en este informe.

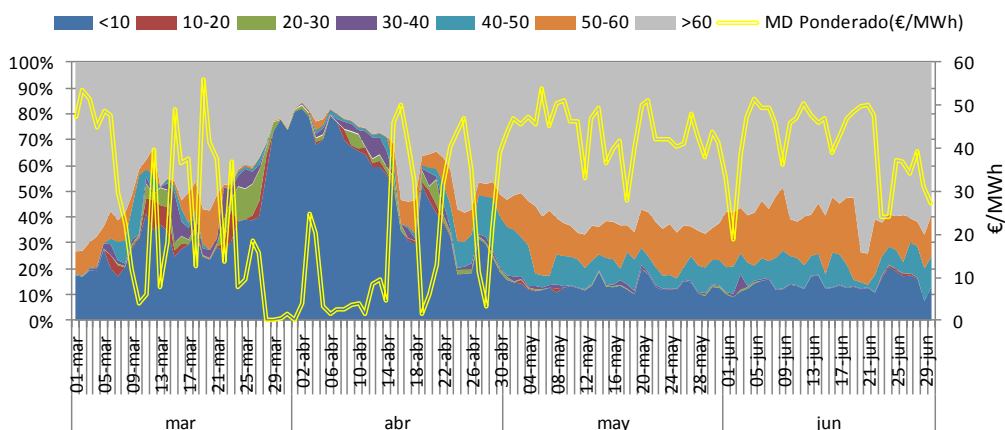
**Gráfico 11 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa.**



### 2.3.3 Análisis de ofertas

La caída de la hidráulicidad se refleja en el alza del precio de las ofertas de las plantas hidráulicas en régimen ordinario. Mientras que en los meses de marzo y abril se alcanzaron días en los que el 80% de la energía hidráulica ofertada lo era a precio cero o muy cercano a cero, en mayo y junio este porcentaje se mantuvo estable en el entorno del 15%, si bien el 40% del total resultó ofertada a precios inferiores a 60 €/MWh. Como se ha comentado con anterioridad, esto se tradujo en una cuota media de participación en PDBF para los meses de estudio en el entorno del 15%.

**Gráfico 12 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas en régimen ordinario. \***

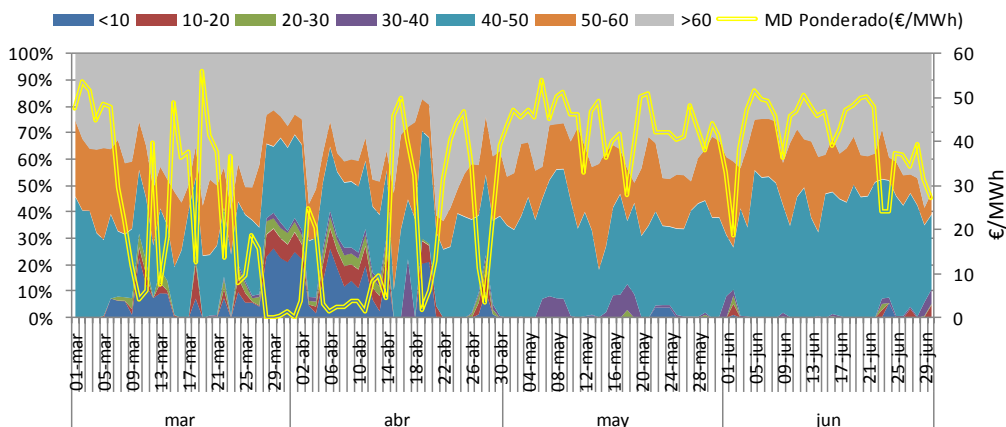


(\*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

Las centrales de carbón (excluidas aquellas adscritas al mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro) registraron un alza de sus ofertas al PDBF,

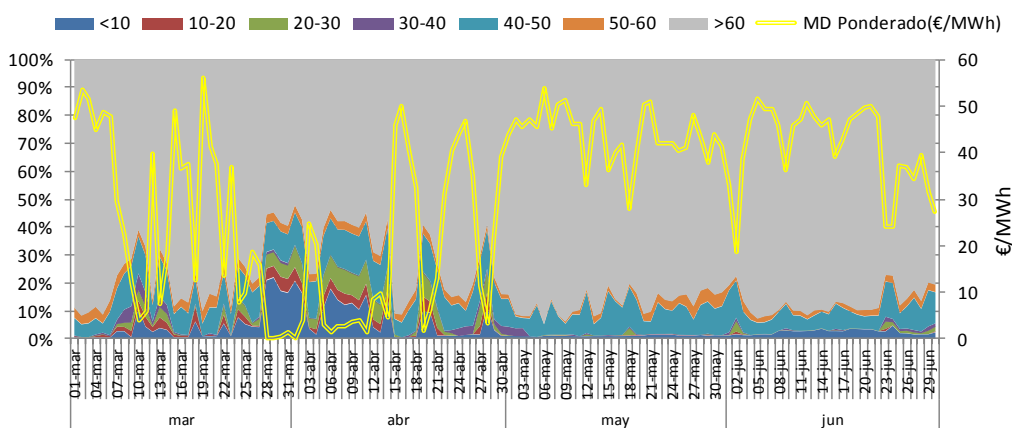
reduciéndose considerablemente el volumen de energía ofertada en el segmento inferior a 40 €/MWh, si bien se mantuvo estable el volumen por debajo de 60 €/MWh.

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



Por su parte, las centrales de ciclo combinado volvieron a la situación de meses anteriores a marzo y abril, con un reducido volumen de energía ofertada a precios inferiores a 60 €/MWh, representando ésta entorno al 10% del total.

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



### 2.3.4 Análisis de costes

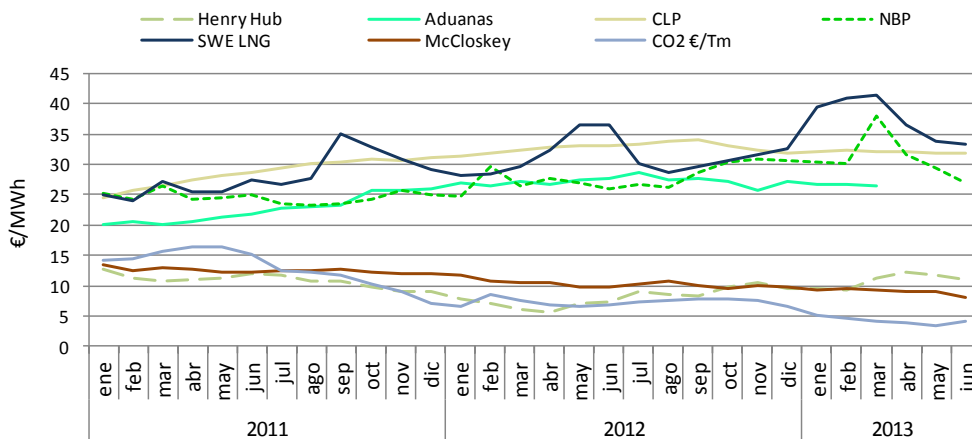
El precio medio de la referencia spot de gas natural NBP, tras el máximo alcanzado en el mes de marzo<sup>1</sup> (38,00 €/MWh), suavizó su tendencia al alza y descendió durante los meses de mayo y junio, marcando en este último un valor medio de 27,01 €/MWh. La referencia de largo plazo CLP presentó cierta estabilidad en los últimos meses, con una leve tendencia a la baja, manteniéndose por encima de los 31 €/MWh. La referencia de gas en la península ibérica (GNL SWE) evolucionó de forma similar al NBP, con un fuerte descenso tras el máximo alcanzado en marzo (41,50 €/MWh), marcando un valor medio en junio de 33,30 €/MWh.

La referencia Henry Hub de Estados Unidos descendió suavemente en ambos meses, alcanzando un valor medio en el mes de junio de 10,59 €/MWh.

La referencia de carbón McCloskey mantuvo su tendencia a la baja iniciada a principios de 2011, alcanzando un precio medio en el mes de junio de 8,19 €/MWh.

El precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, tras siete meses consecutivos de descenso, presentó un alza del 21% en el mes de junio respecto al mes anterior, alcanzando así un precio medio de 4,24 €/Tm en dicho mes.

**Gráfico 15 - Precios medios diarios de combustibles y CO<sub>2</sub>.**

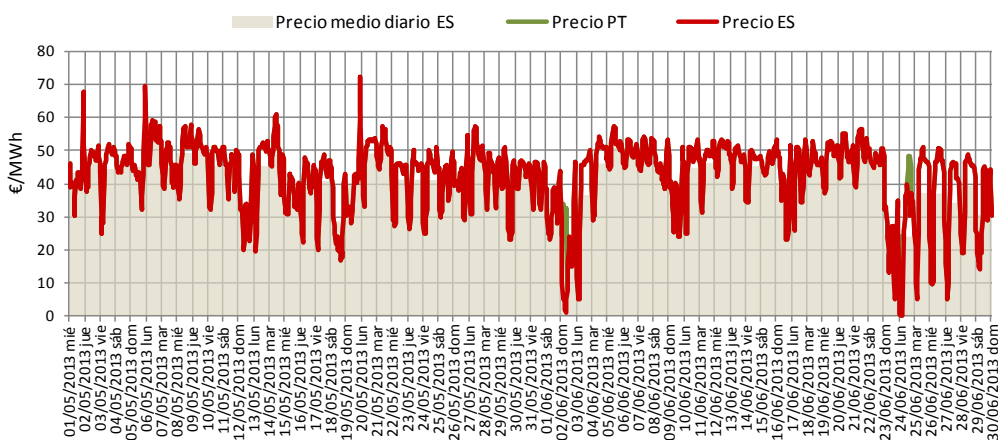


<sup>1</sup> Según WGI, un corte no programado de 8 horas en el gasoducto desde Bélgica (Interconnector UK, IUK), coincidiendo con una caída de los almacenamientos de gas de Reino Unido al 10%, empujaron el precio del NBP al alza.

### 2.3.5 El MIBEL y otros mercados europeos

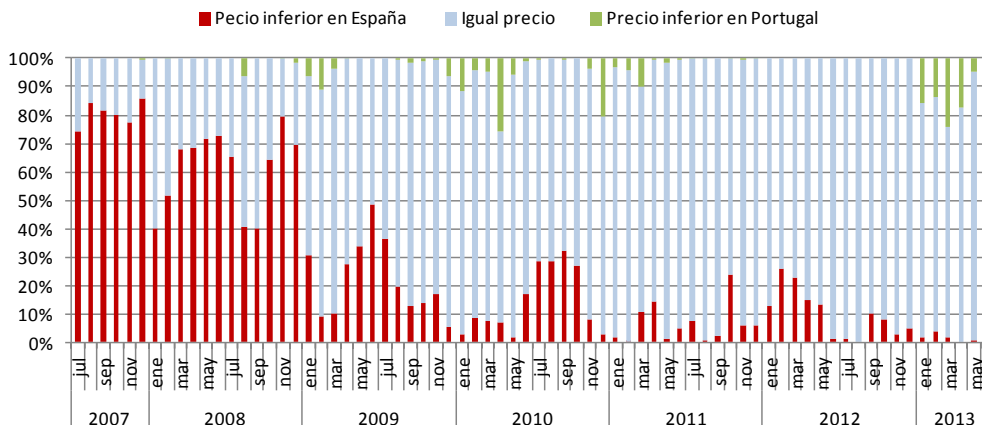
El precio medio mensual del mercado diario en zona española correspondiente a los meses de mayo y junio fue de 43,45 €/MWh y 40,87 €/MWh respectivamente, mientras que en zona portuguesa fue de 43,25 €/MWh y 41,70 €/MWh. De este modo, el precio medio mensual resultó inferior en zona española por primera vez desde la entrada en vigor de la ley 15/2012 el 1 de enero del presente año, hecho favorecido, entre otros factores, por el fuerte descenso de la generación hidráulica en Portugal, como se indica posteriormente.

**Gráfico 16 – Evolución horaria del precio del mercado diario MIBEL. Mayo y Junio 2013.**

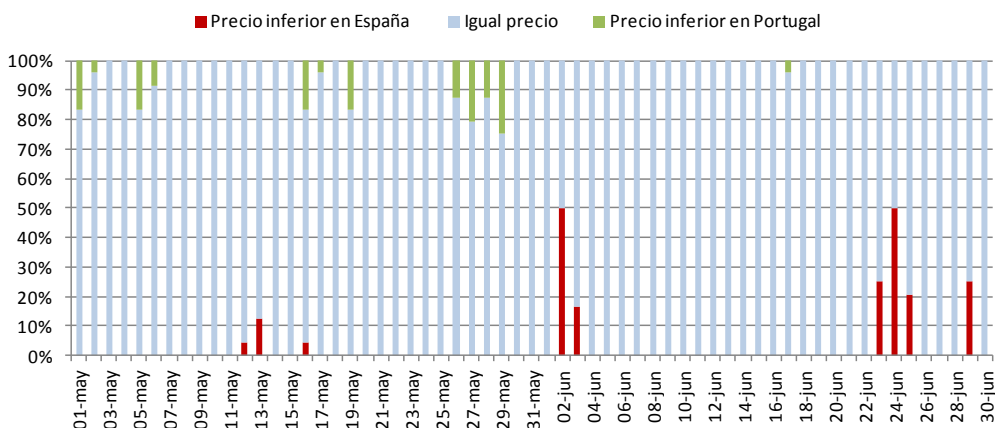


El acoplamiento medio del MIBEL en mayo y junio fue del 94% y 93% respectivamente. En mayo el 5% de las horas de desacoplamiento se resolvieron con un precio superior en zona española, mientras que en junio este hecho no se repitió en ninguna hora, resultando siempre el precio superior en zona portuguesa.

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

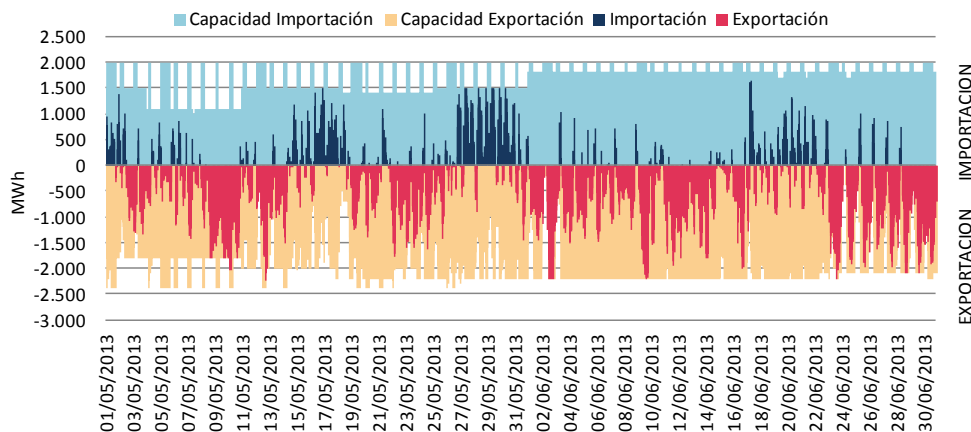


**Gráfico 18 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Mayo y Junio 2013.**

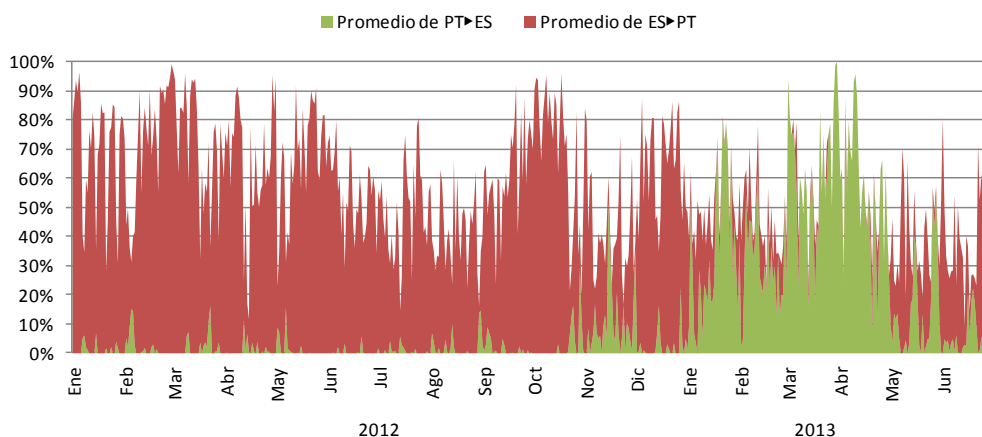


Respecto a la interconexión con Portugal, ésta fue utilizada mayoritariamente en sentido exportador durante ambos meses, contrariamente a lo que venía ocurriendo durante este año. Un 23% de la capacidad total de la interconexión resultó utilizada en este sentido en el mes de mayo, ascendiendo el porcentaje al 37% en el mes de junio. En sentido importador fue utilizada un 15% y 5% del total respectivamente.

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



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



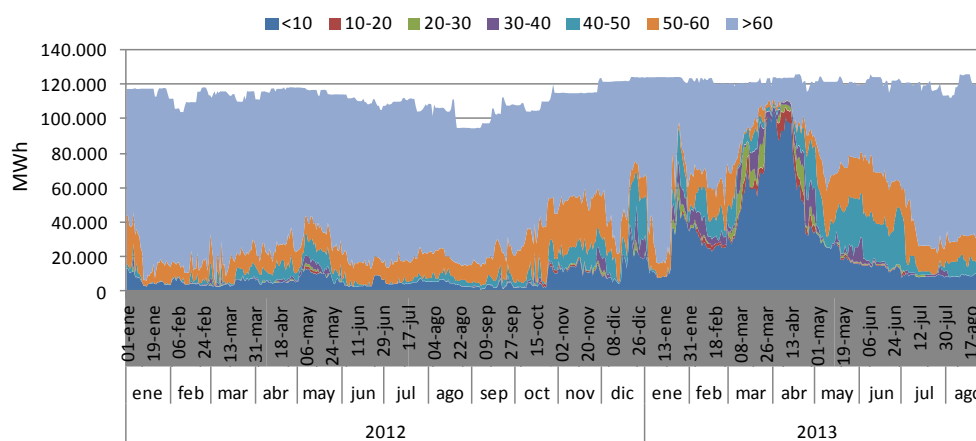
Esta inversión en el sentido de utilización de la interconexión estuvo originada fundamentalmente por dos causas:

- Por una parte, el descenso de la generación de origen eólico e hidráulico en ambas zonas durante los meses de mayo y junio, en comparación con los primeros meses del año, provocando un ascenso considerable del hueco térmico principalmente en Portugal.
- Por otra parte, en Portugal, pese al descenso continuado de las ofertas de las centrales térmicas de carbón experimentado en el último año, lo cual les llevó a casar diariamente un notable porcentaje de su potencia instalada, las centrales de ciclo combinado llevaron a cabo un proceso inverso de alza de sus ofertas al mercado diario, de tal forma que, desde principios de año el volumen de energía ofertado diariamente por dicha tecnología por debajo de 50 €/MWh resulta prácticamente nulo (a excepción de días puntuales de muy bajo precio

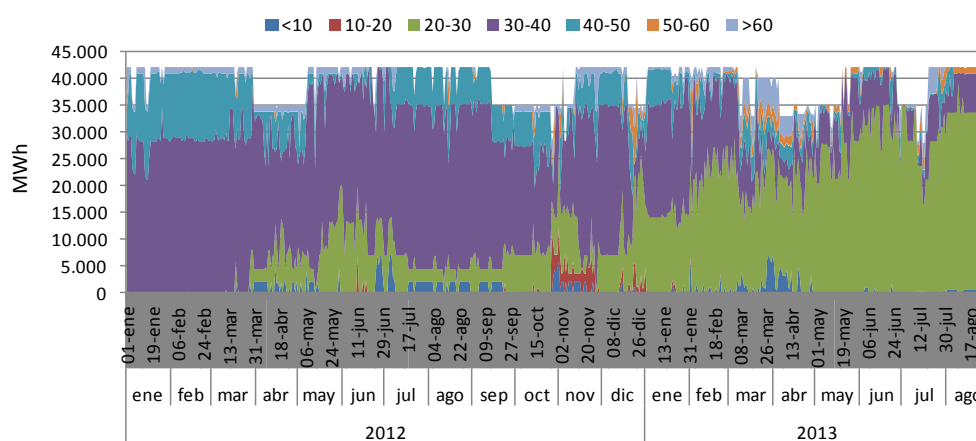
del mercado y a partir de mes de junio, cuando vuelve a aparecer un pequeño volumen de energía ofertada en el intervalo 40-50 €/MWh). Adicionalmente, la oferta hidráulica no fluyente portuguesa estaría reflejando el precio de las centrales lusas de ciclo combinado, en el intervalo 50-60 €/MWh.

En consecuencia, desde principios de este año las ofertas de los ciclos combinados españoles resultarían más competitivas que las de los portugueses, lo que provocaría que al ampliarse el hueco térmico en los meses de estudio, se saturase la interconexión en sentido ES→PT.

**Gráfico 21 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas de Portugal.**

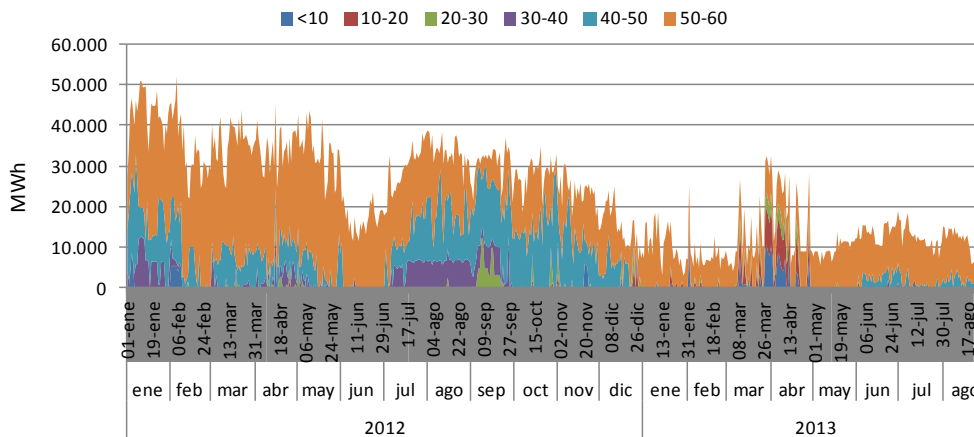


**Gráfico 22 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de carbón de Portugal.**



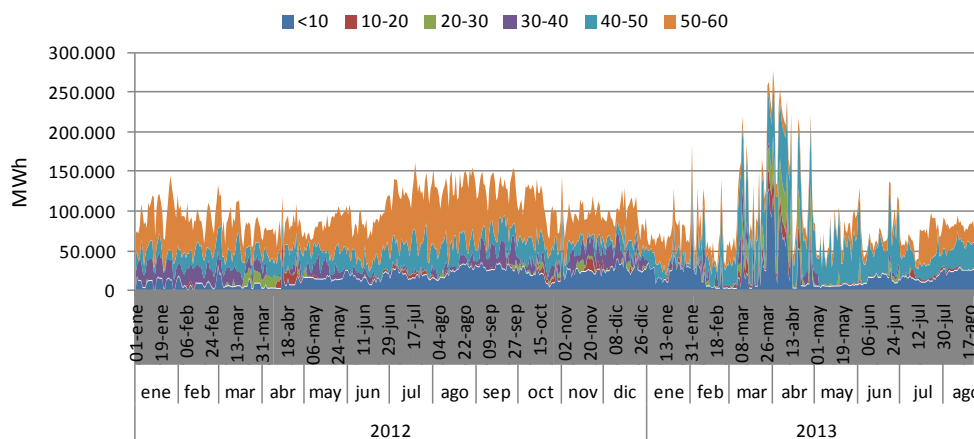


**Gráfico 23 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de ciclo combinado de Portugal.**



En contraposición, a continuación se muestra la oferta de los ciclos combinados españoles por intervalo de precio en los últimos meses.

**Gráfico 24 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de ciclo combinado de España.**

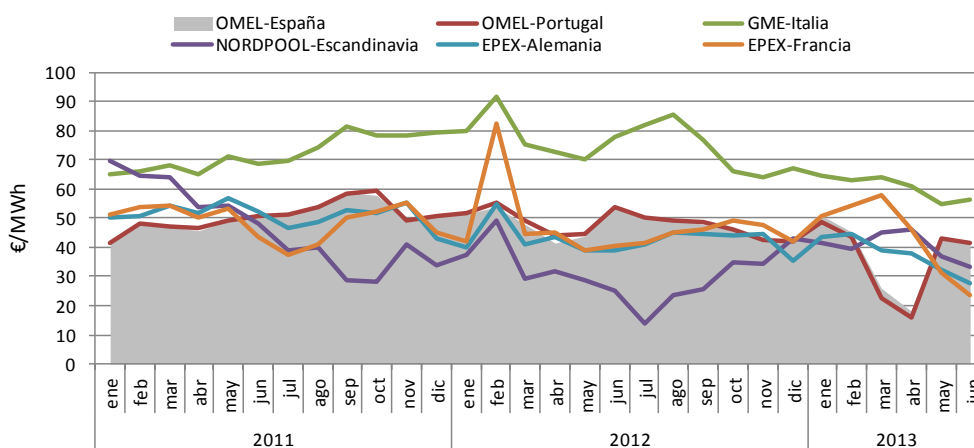


En cuanto a las reducciones de capacidad de la interconexión con Portugal, en respuesta a las solicitudes recibidas en razón de la seguridad del sistema eléctrico portugués, se redujo con anterioridad a la celebración del mercado diario la capacidad comercial de intercambio en la interconexión entre España y Portugal en dirección ES→PT en un 31% y 20% del total de horas de los meses de mayo y junio, representando una reducción total de 189 GW y 141 GW respectivamente.

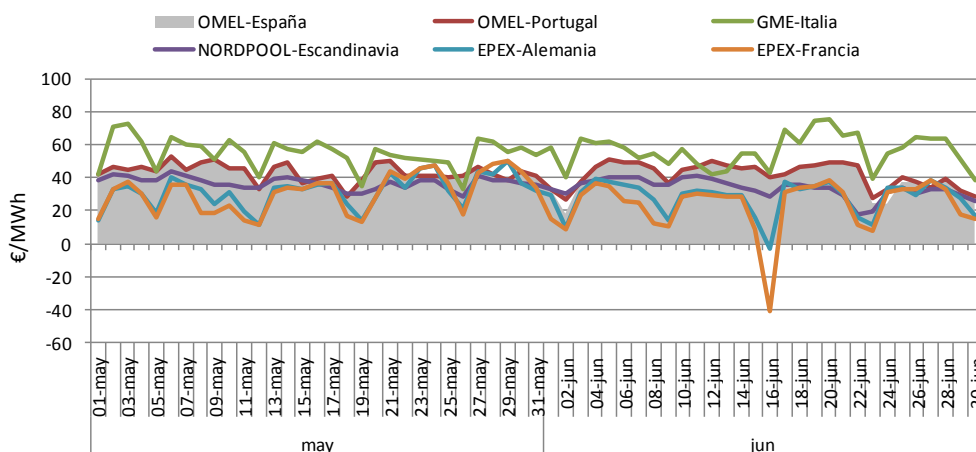
La recuperación de los niveles del precio del MIBEL, hasta los valores previos a los meses de marzo y abril, contrastó con el descenso generalizado experimentado por las principales referencias europeas durante los meses de estudio.

Los precios medios mensuales correspondientes al mes de junio de los mercados alemán y escandinavo registraron un descenso similar respecto al mes de abril, en el entorno del 27%. El descenso del mercado francés resultó aún más relevante, por encima del 49%. De este modo, el precio medio mensual del MIBEL pasó a situarse por encima del de dichas referencias. Por su parte, el descenso del GME italiano fue del 8%, registrado un valor medio en el mes de junio de 56,24 €/MWh.

**Gráfico 25 - Precios medios mensuales OMEL y resto de mercados europeos.**



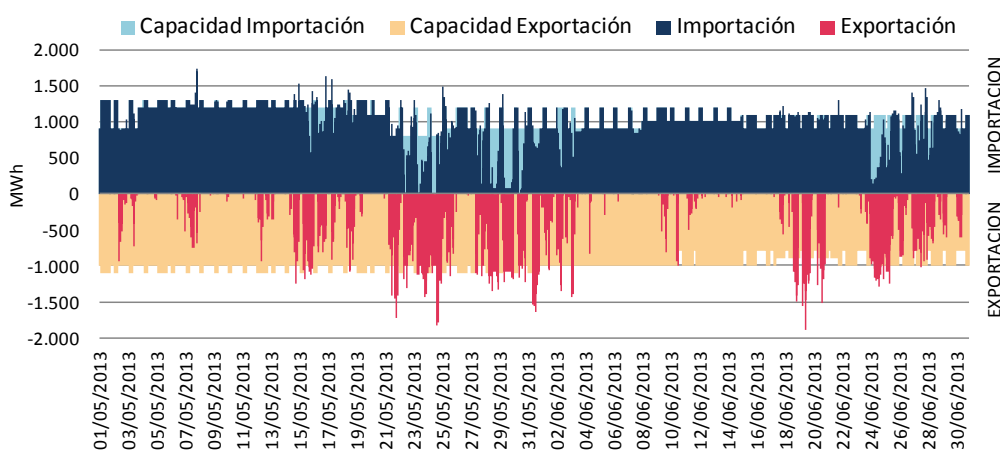
**Gráfico 26 - Precios medios diarios OMEL y resto de mercados europeos. Mayo y Junio 2013.**



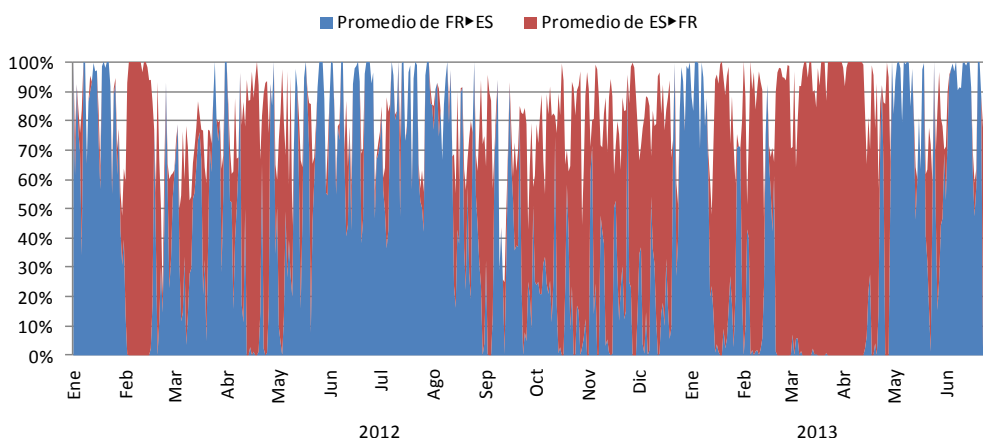
El precio medio mensual del mercado francés durante los meses de mayo y junio fue de 31,18 €/MWh y 23,39 €/MWh. A diferencia de lo acontecido en los dos meses

anteriores, el mayor precio del mercado español derivó en una mayor utilización de la interconexión en sentido importador. De este modo, en el mes de mayo el 70,3% de la capacidad total de la interconexión fue utilizada en sentido Francia-España, mientras que el 14,3% lo fue en sentido España-Francia, obteniéndose un saldo neto importador de 512 GWh. En el mes de junio la capacidad utilizada en sentido importador ascendió al 78,9%, reduciéndose el porcentaje en sentido inverso al 6,2%. El saldo neto de este mes resultó aun superior al del mes anterior, alcanzando los 542 GWh importados.

**Gráfico 27 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Mayo y Junio 2013.**



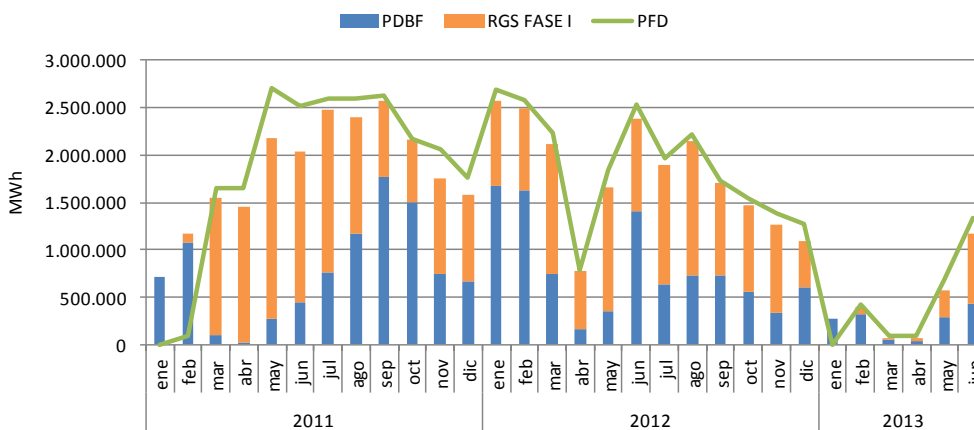
**Gráfico 28 - Porcentaje promedio diario de utilización de la interconexión España-Francia por sentido de flujo.**



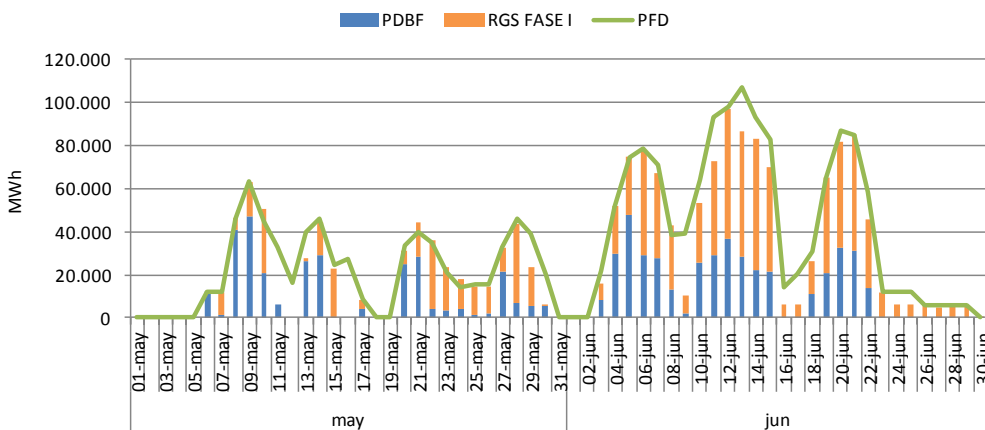
### 2.3.6 Restricciones por Garantía de Suministro

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 junio ascendió a 2,23 TWh, lo que supone el 11% del objetivo anual establecido. De acuerdo con el último plan de producción anual realizado por el OS en el mes de agosto, está prevista la producción del 86% de los valores máximos anuales de producción establecidos para 2013 en la Resolución arriba mencionada.

**Gráfico 29 - Programación mensual en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento.**



**Gráfico 30 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Mayo y Junio 2013.**



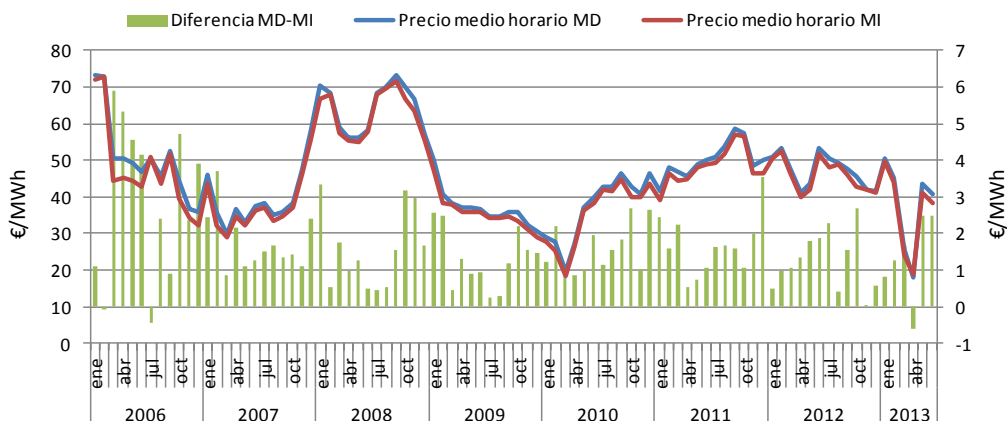
Aunque la programación de las centrales RGS aumentó durante los meses de estudio respecto a los primeros meses del año, esta programación resultó muy inferior a la de años anteriores, haciendo difícil, como se ha comentado anteriormente, alcanzar el objetivo de producción previsto para el presente año.

El coste correspondiente al proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro en el mes de mayo ascendió a 13 M€, superando los 30 M€ en junio. De este modo, el coste acumulado a 30 de junio de 2013 es de 107 M€.

### 2.3.7 Mercado Intradiario

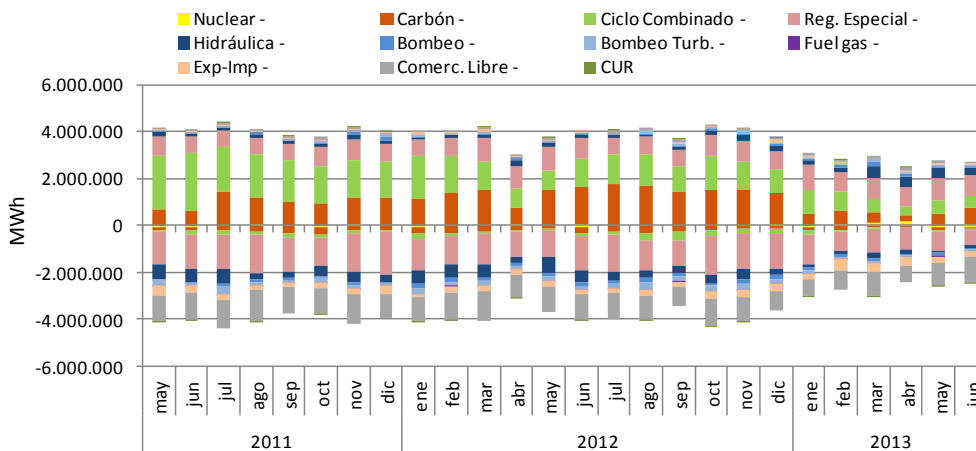
El precio medio horario del mercado intradiario fue de 40,97 €/MWh para el mes de mayo y de 38,40 €/MWh para junio, mientras que el precio medio aritmético del mercado diario fue de 43,45 €/MWh y 40,87 €/MWh respectivamente, lo que supuso una diferencia de precio en el entorno de los 2,5 €/MWh entre ambos mercados.

**Gráfico 31 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario.**



Los volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios representaron el 11,6% y 11,5% en mayo y junio (14,1% y 15,2% en 2012) respectivamente de la energía negociada en PDBF, mientras que el incremento neto de generación fue del 5,2% y 6,5% respectivamente (5,4% y 5,2% en 2012). Conforme a lo reseñado en el pasado informe, esta menor negociación de energía en el mercado intradiario respondería a una reducida programación mediante RGS y a una menor participación del régimen especial con la entrada en vigor del Real Decreto ley 2/2013.

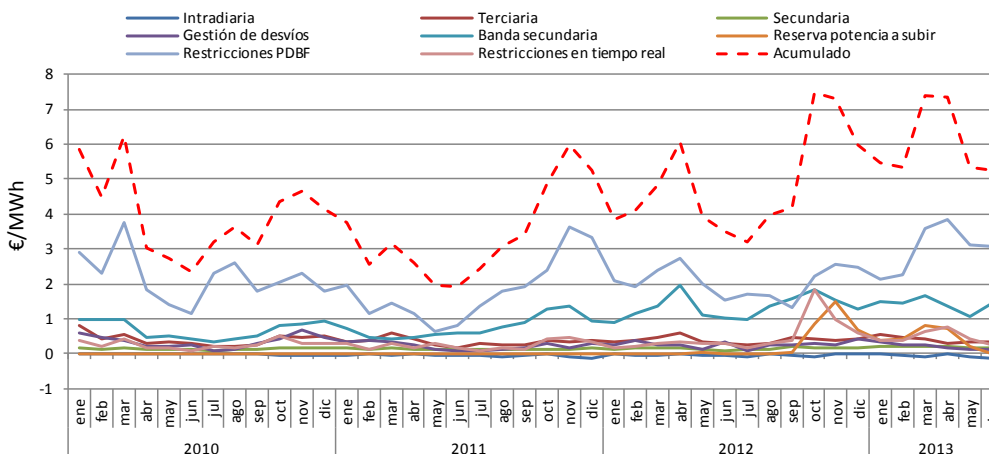
**Gráfico 32 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.**



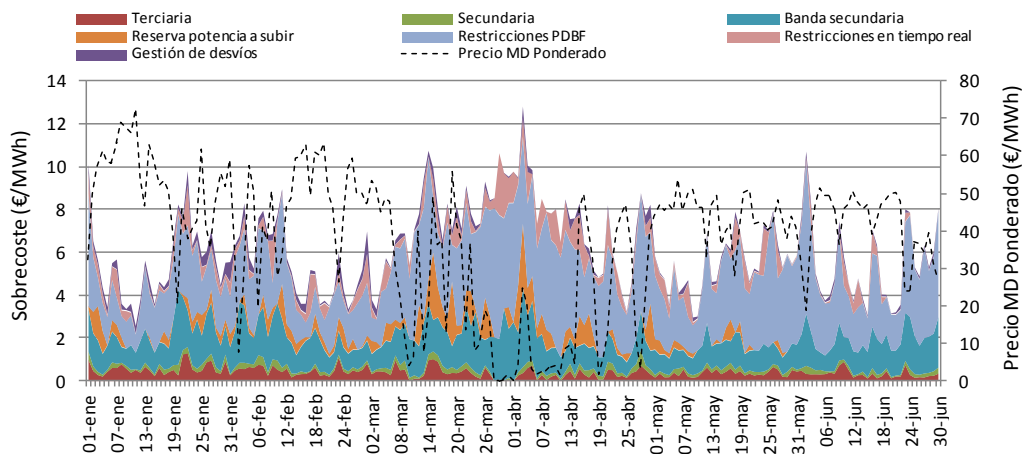
### 2.3.8 Servicios de ajuste del sistema

El sobrecoste añadido por los diferentes segmentos del mercado sobre el precio del mercado diario experimentó un descenso cercano al 30% (2 €/MWh) entre los valores correspondientes a los meses de abril (7,34 €/MWh) y junio (5,26 €/MWh), situándose así en línea con los valores alcanzados en los dos primeros meses del año. Al igual que en los dos meses anteriores, las principales componentes del sobrecoste que explicaron este descenso fueron las restricciones al programa diario base de funcionamiento (-0,76 €/MWh), la reserva de potencia adicional a subir (-0,72 €/MWh) y las restricciones en tiempo real (-0,51 €/MWh). En sentido contrario se comportó la banda secundaria, cuyo sobrecoste añadido ascendió ligeramente, incrementándose en 0,10 €/MWh.

**Gráfico 33 – Promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.**

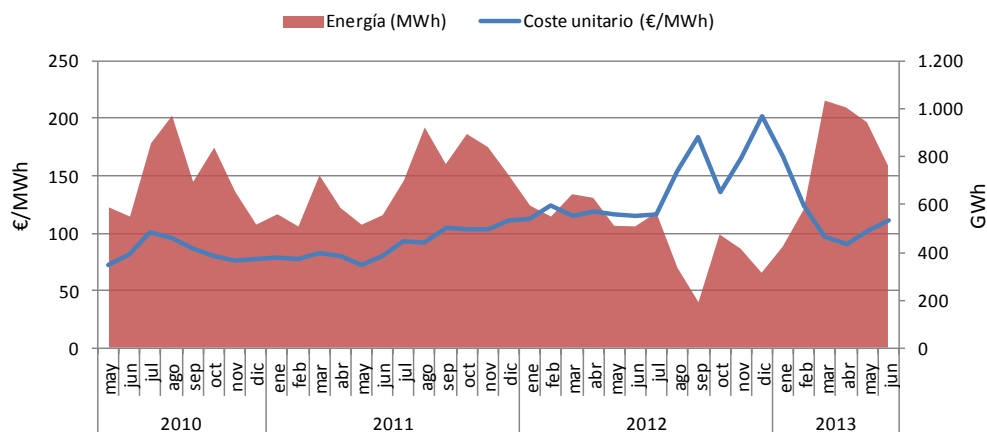


**Gráfico 34 – Promedio diario acumulado de sobrecoste ponderado de servicios de ajuste sobre precio del mercado diario. Enero – Junio 2013.**



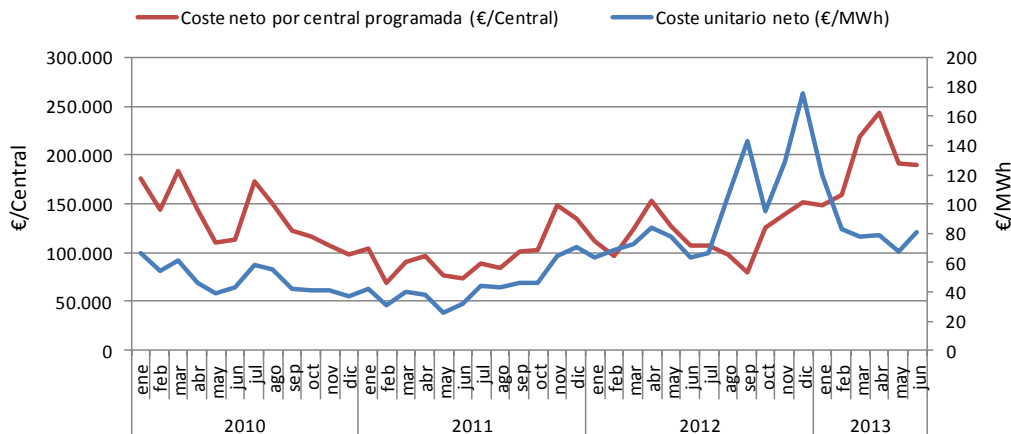
El precio medio ponderado mensual que se registró en la Fase I a subir de restricciones técnicas durante los meses de mayo y junio fue de 102,42 €/MWh y 111,74 €/MWh respectivamente, por encima de los 96,75 €/MWh y 90,72 €/MWh de marzo y abril.

**Gráfico 35 – Evolución mensual del coste de restricciones técnicas a subir (transporte y distribución) frente a energía asociada al proceso.**



El coste neto por central programada por restricciones técnicas se redujo notablemente durante los meses de estudio, pasando de los 250.000 €/central del mes de abril a los 190.000 €/central en mayo y junio.

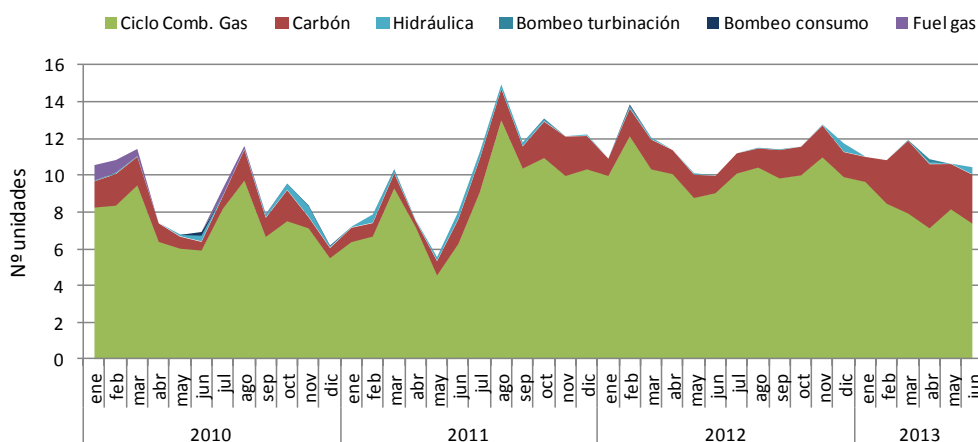
**Gráfico 36 – Evolución mensual del coste neto unitario de restricciones técnicas (transporte y distribución) frente coste por unidad de generación.**



*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.*

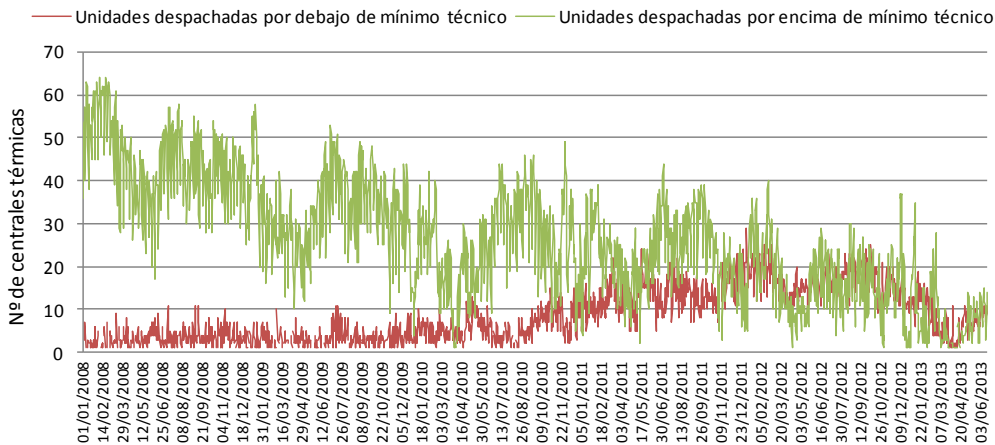
Pese a dicha reducción, fundamentada en un aumento del hueco térmico durante los meses de estudio respecto a los dos meses anteriores (en los que el hueco térmico se mantuvo en niveles mínimos), el coste neto por central se mantuvo en niveles muy elevados, manteniendo su tendencia registrada en 2013. Este aumento del coste de restricciones técnicas podría estar vinculado al aumento progresivo de los costes de generación de los ciclos combinados, los cuales se habrían incrementado de forma notable desde principios de año, especialmente considerando las referencias del precio del gas SWE y NBP, y el impacto de los impuestos a la generación introducidos el 1 de enero de 2013.

**Gráfico 37 – Promedio mensual del número de centrales programadas diariamente por restricciones técnicas (transporte y distribución) por tecnología.**



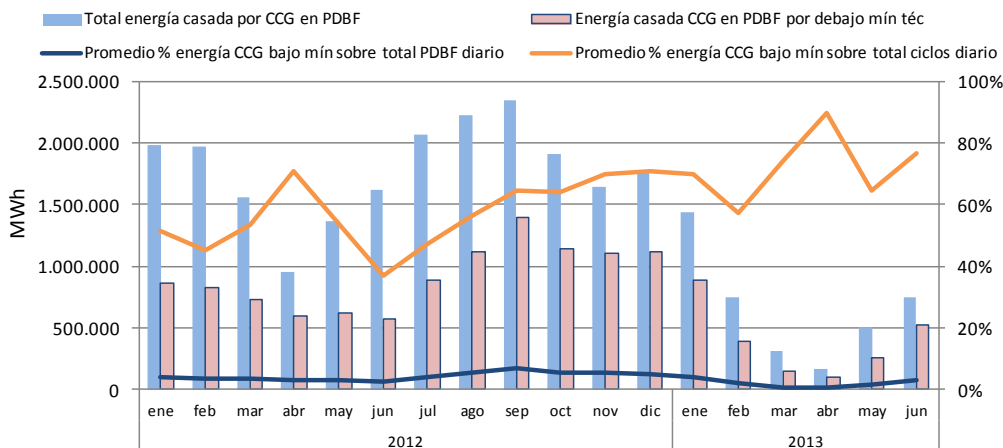


**Gráfico 38 – Evolución del número de centrales térmicas (carbón y ciclos combinados) casadas diariamente en PDBF.**

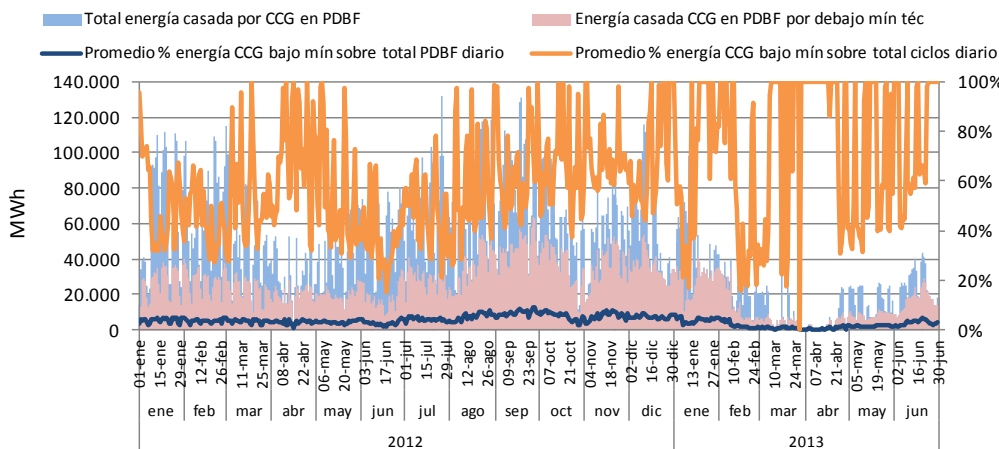


Centrándose en la tecnología de ciclo combinado durante los dos meses de estudio, la media del porcentaje que la energía casada por debajo de mínimo técnico en PDBF representa respecto al total de la energía casada en PDBF diariamente, experimentó un leve descenso tras el máximo del mes de abril, pese a lo cual se mantuvo en valores muy elevados, en el entorno del 70%.

**Gráfico 39 – Promedio mensual de la casación diaria de energía de CCG por debajo de mínimo técnico.**

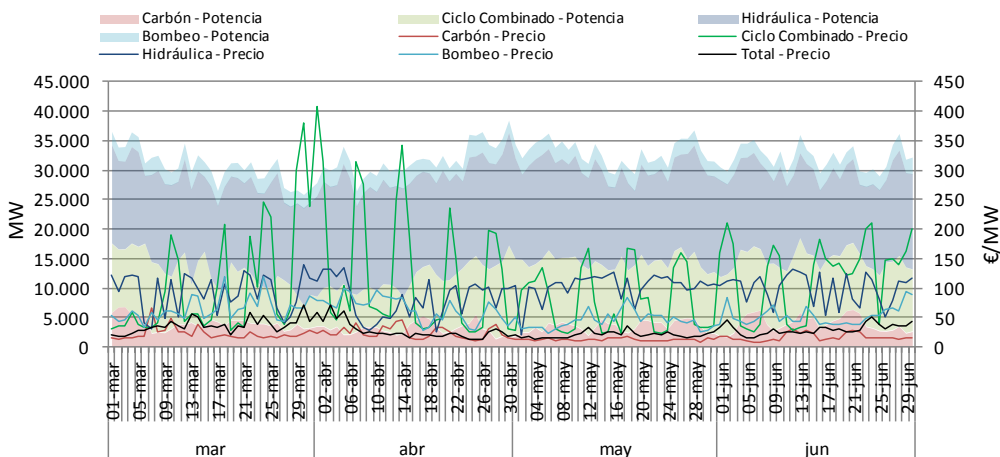


**Gráfico 40 – Energía casada diariamente por los CCG por debajo de mínimo técnico.**



El precio medio de la Banda secundaria en los meses de mayo y junio se situó en 20,78 €/MW y 30,35 €/MW respectivamente, frente a los 36,43 €/MW y 28,52 €/MW de marzo y abril. Tras los elevados precios alcanzados por las ofertas de los ciclos combinados en este segmento en los meses previos, éstos volvieron a estabilizarse durante los meses de estudio.

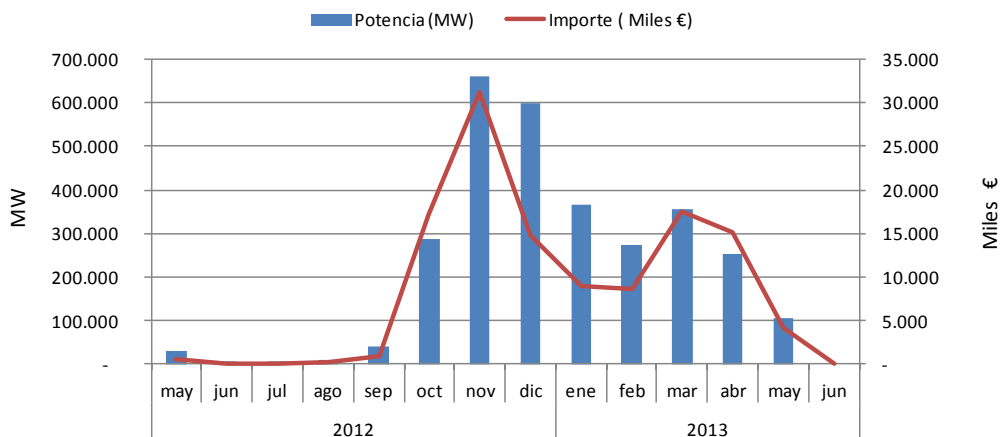
**Gráfico 41 - Evolución diaria de la oferta de potencia de banda de secundaria. Enero - Abril 2013.**



El coste del mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir sufrió un fuerte descenso en el mes de mayo, hasta situarse en 4,1 M€, mientras que resultó nulo en el mes de junio, al no convocarse ningún requerimiento de potencia en todo el mes, en línea con lo ocurrido en el mismo periodo de 2012. Este hecho es consecuencia de una menor demanda y eolicidad durante estos meses, lo que permite una mayor disponibilidad de potencia para los servicios de ajuste por parte de las centrales térmicas casadas en PDBF, así como de la existencia en 2013 de una elevada reserva

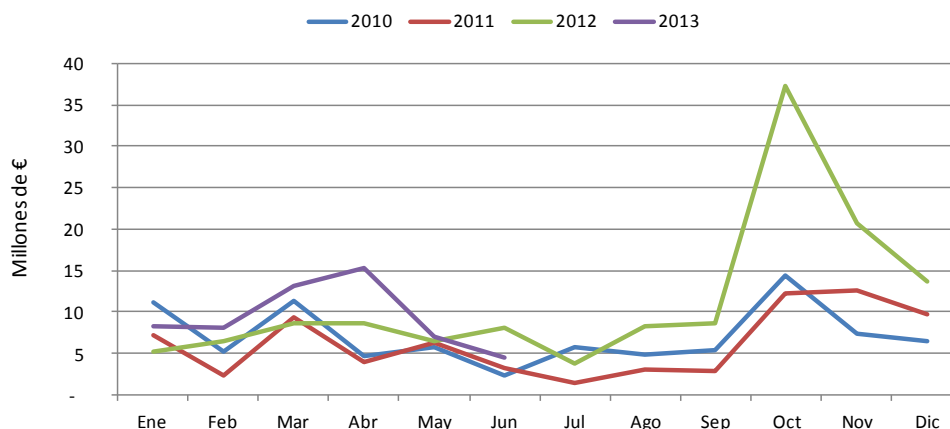
hidráulica respecto a años anteriores. Adicionalmente, la mayor programación de centrales de carbón por el mecanismo RGS acarrea la reducción de la programación de otras centrales térmicas hasta su mínimo técnico, aportando así éstas una mayor reserva de potencia al sistema.

**Gráfico 42 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.**



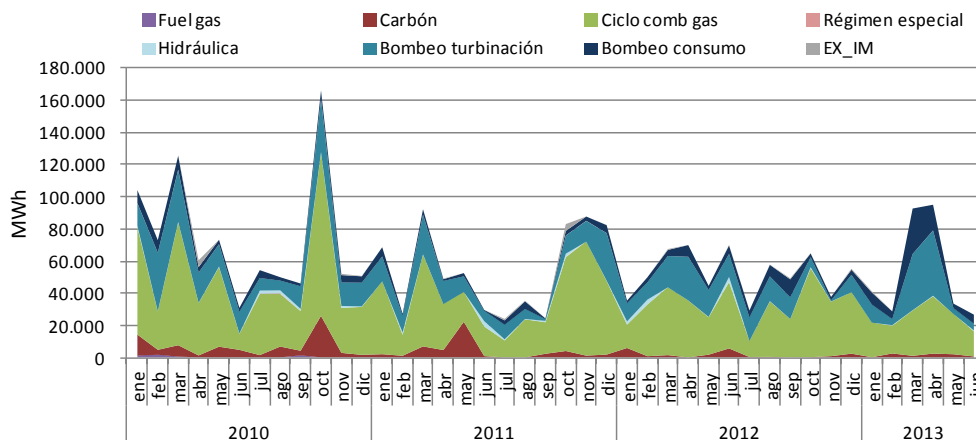
Similar a lo acontecido con la banda secundaria, el mayor número de centrales térmicas acopladas permitió que los costes asociados al servicio de restricciones técnicas en tiempo real también se vieran reducidos durante los meses de estudio, situándose en niveles similares a los mismos meses de años anteriores.

**Gráfico 43 - Evolución mensual del coste del proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real.**

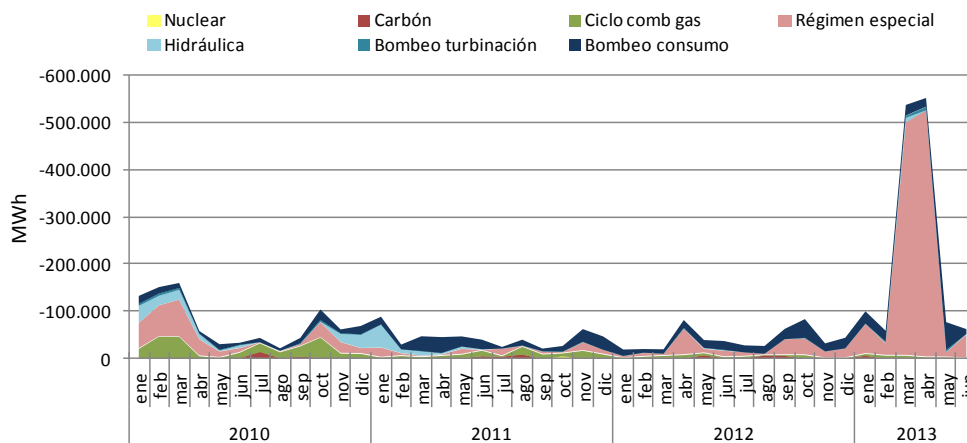


Como se puede apreciar en los siguientes gráficos, la energía requerida para la solución de restricciones en tiempo real, tanto a subir como a abajar, recuperó valores previos a los máximos alcanzados en los meses de marzo y abril.

**Gráfico 44 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.**



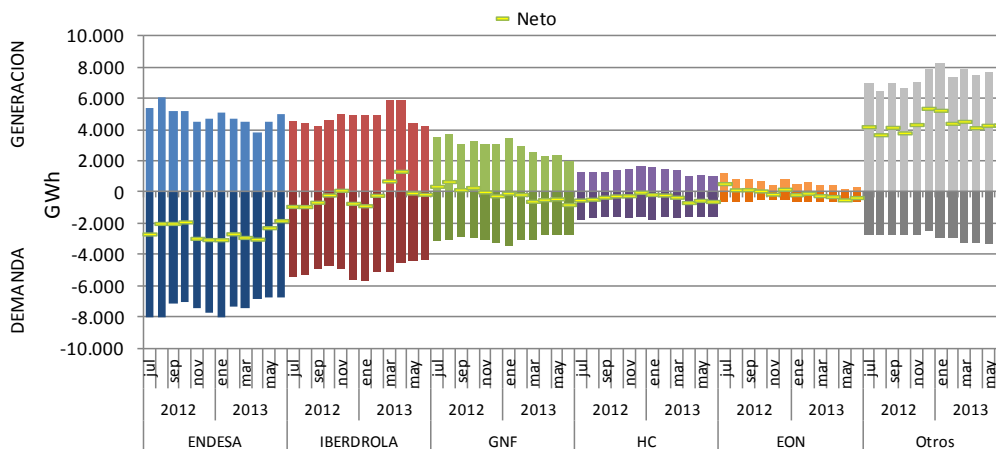
**Gráfico 45 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a bajar.**



## 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 46 – Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente.**



Endesa suavizó su saldo neto comprador en ambos meses, hecho favorecido principalmente por una menor demanda y una recuperación de su generación de origen nuclear y térmica (carbón).

Caso contrario resultó el de Iberdrola, cuyo saldo evolucionó en sentido comprador, por medio de un fuerte descenso de su generación de origen hidráulico y en menor medida de su generación nuclear.

Por su parte, Gas Natural Fenosa mantuvo una posición neta compradora en la que se encuentra posicionada desde hace meses. Durante los meses de mayo y junio el descenso de su generación hidráulica resultó compensado por el alza del funcionamiento de su potencia térmica (ciclos y carbones), con una demanda muy similar a la del mes de abril.

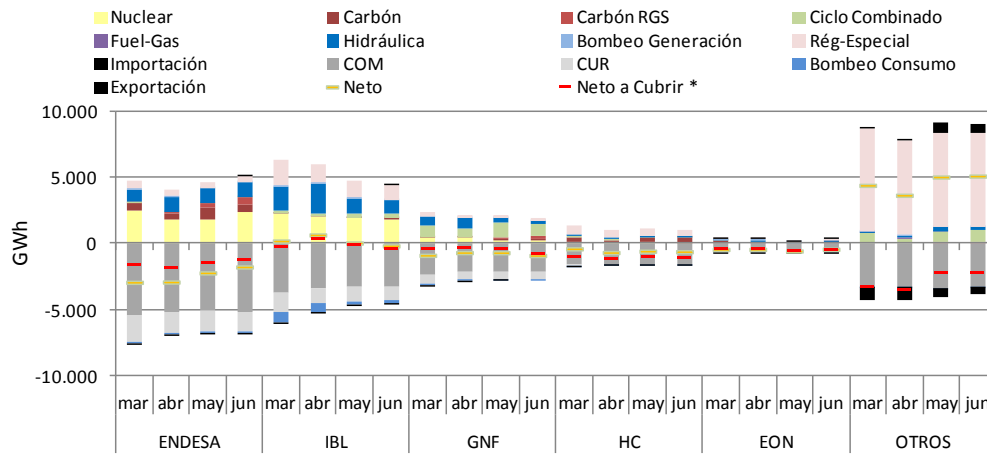
Hidrocarbónico presentó una posición neta en ambos meses muy similar a la del mes de abril, con un descenso de su generación nuclear e hidráulica que resultó compensado por el alza de sus carbones.

El saldo neto de E.On mantuvo su evolución negativa, ayudado por la caída de su generación térmica (carbón) e hidráulica.

Respecto al conjunto de los grupos no ligados a los grupos energéticos tradicionales, cabe resaltar el alza de su generación de origen solar en contraste con el descenso de su eólica.

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

**Gráfico 47 - Saldo neto de compras y ventas por agente y tecnología. Marzo-Junio 2013.**



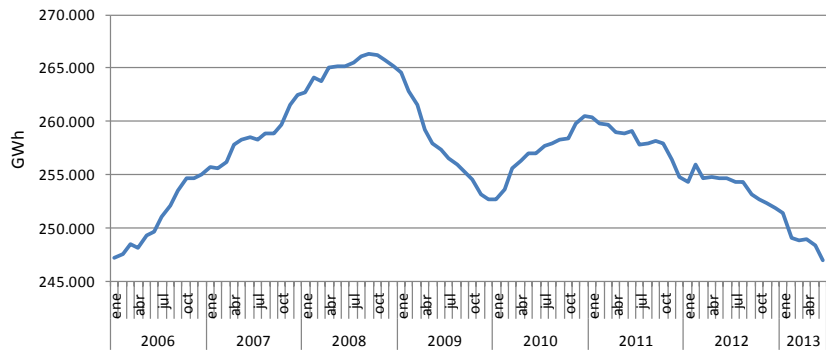
\* Nota: "Neto a Cubrir" excluye del saldo la generación en Régimen especial, RGS y CUR, cuya producción ya está cubierta por su retribución regulada.

### 3 ANEXO II - GRÁFICAS

#### 3.1 ESTADO GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

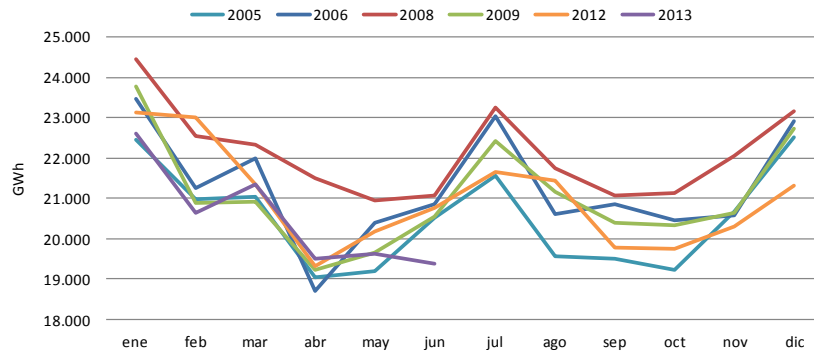
##### 3.1.1 Demanda

**Gráfico 48 - Evolución interanual de la demanda.**



Fuente: REE

**Gráfico 49 - Evolución mensual de la demanda.**

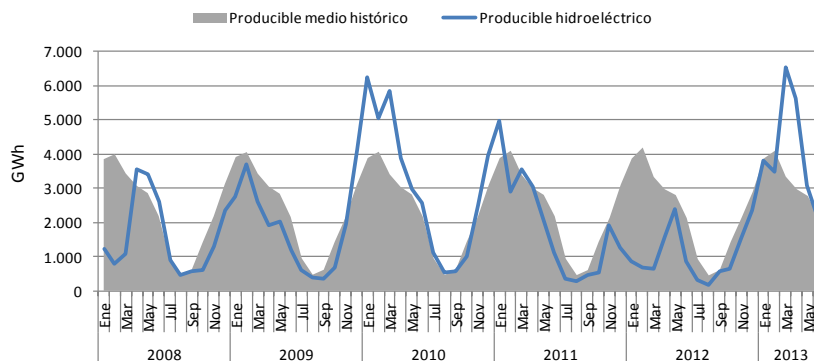


Fuente: REE

### 3.1.2 Oferta

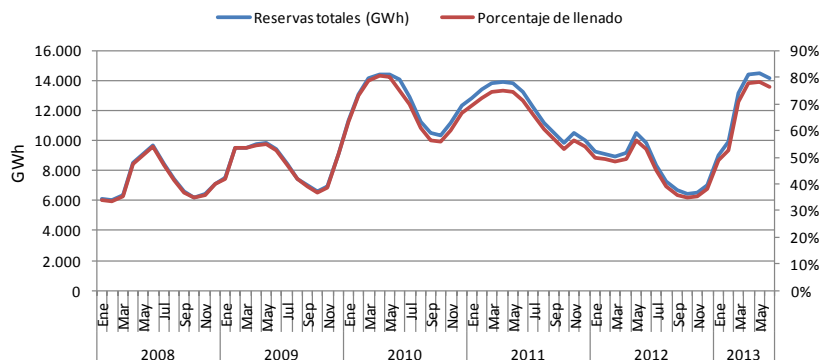
#### Estado del sistema hidráulico

**Gráfico 50 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.**



Fuente: REE

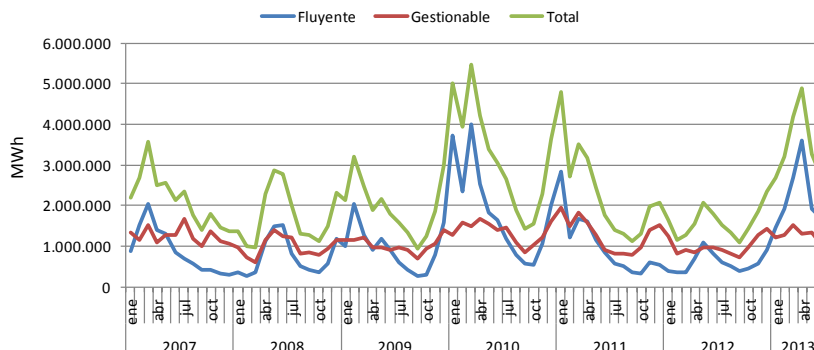
**Gráfico 51 - Nivel de reservas totales de los embalses con aprovechamiento hidráulico.**



Fuente: REE



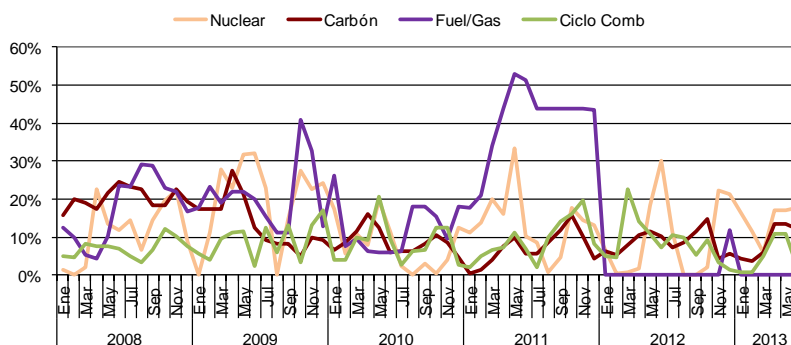
**Gráfico 52 – Evolución mensual de la generación hidráulica en P48 (Hidráulica y Bombeo-Turbinación)\*.**



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

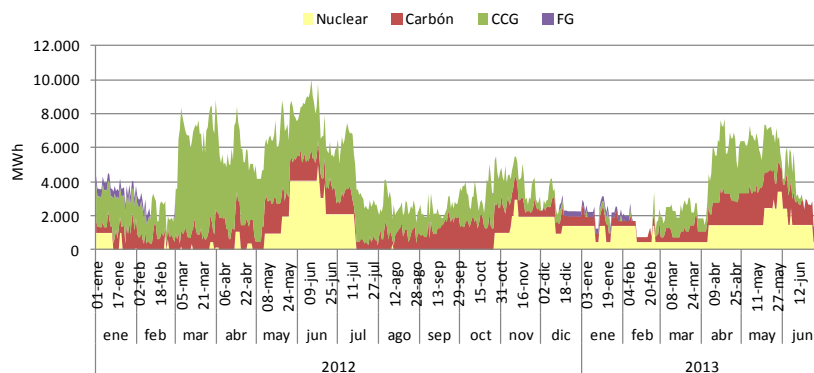
## Disponibilidad del parque generador

**Gráfico 53 - Evolución de la indisponibilidad media mensual del equipo térmico por tecnología.**



Fuente: REE

**Gráfico 54 - Evolución diaria de la indisponibilidad del equipo térmico.**



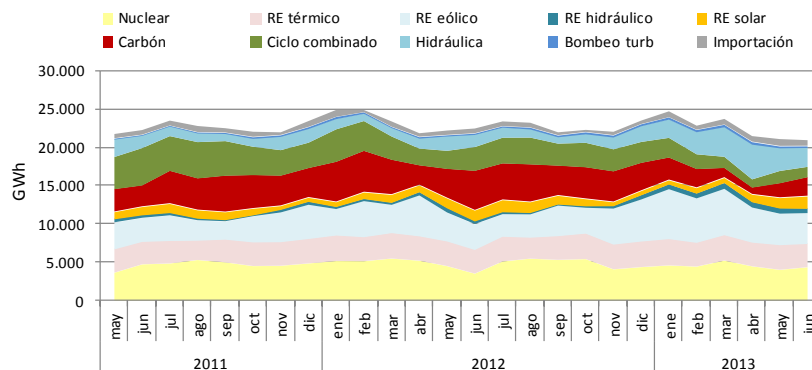
Fuente: SGIME (CNE)

### 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 55 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).**



Fuente SGIME (CNE)

**Cuadro 7 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).**

Año	Mes	Nuclear	RO 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	ene	18,9%	5,5%	2,7%	20,2%	18,2%	15,4%	2,6%	1,5%	12,6%	1,0%	1,4%
	feb	19,2%	6,7%	4,4%	20,9%	11,5%	17,5%	2,2%	2,4%	13,2%	0,7%	1,4%
	mar	18,2%	6,2%	6,0%	16,4%	13,8%	18,1%	2,6%	2,6%	13,7%	0,9%	1,6%
	abr	21,3%	4,7%	6,7%	13,3%	14,3%	15,9%	2,8%	4,0%	14,9%	0,9%	1,2%
	may	16,8%	4,0%	9,5%	19,3%	10,8%	15,7%	2,2%	4,3%	14,4%	0,5%	2,5%
	jun	21,3%	3,8%	8,5%	21,9%	7,5%	13,7%	1,8%	4,9%	13,5%	0,4%	2,7%
	jul	20,7%	7,9%	10,1%	19,3%	5,5%	13,9%	1,6%	5,1%	12,8%	0,4%	2,7%
	ago	23,3%	8,4%	9,5%	20,7%	5,2%	11,3%	1,3%	4,8%	11,4%	0,5%	3,4%
	sep	22,2%	10,2%	10,7%	20,1%	4,4%	10,3%	1,0%	4,6%	13,5%	0,6%	2,5%
	oct	20,5%	10,5%	9,1%	16,8%	5,0%	15,1%	0,8%	3,9%	14,4%	0,9%	3,0%
	nov	20,7%	10,2%	7,5%	15,2%	8,2%	17,3%	1,8%	2,2%	14,4%	0,9%	1,5%
	dic	20,7%	9,9%	6,3%	14,1%	7,8%	18,9%	1,9%	2,3%	13,9%	1,0%	3,2%
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%

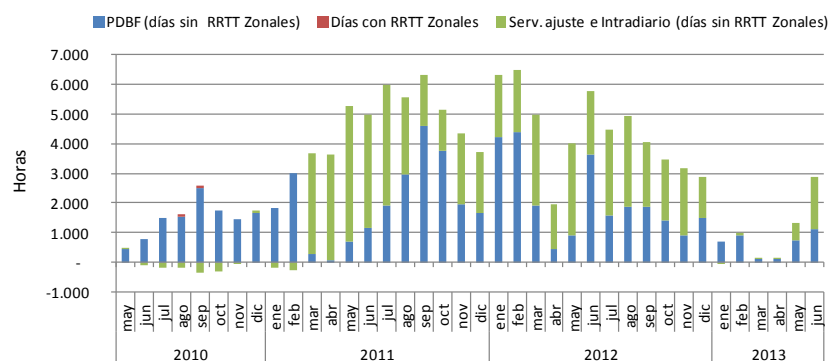
Fuente: CNE

**Cuadro 8 – Evolución mensual de la producción por empresa (P48).**

Años	Mes	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros	
2011	may	24,4%	22,9%	13,2%	4,9%	2,7%	32,0%	
	jun	22,1%	20,2%	15,2%	5,4%	4,4%	32,7%	
	jul	29,0%	18,5%	12,9%	5,0%	4,4%	30,2%	
	ago	26,1%	19,0%	13,7%	6,0%	6,3%	28,9%	
	sep	26,1%	19,2%	14,0%	6,5%	4,7%	29,6%	
	oct	28,9%	17,2%	14,3%	6,6%	3,5%	29,5%	
	nov	25,3%	20,4%	13,9%	5,9%	4,2%	30,4%	
	dic	21,2%	22,1%	13,4%	5,9%	5,1%	32,3%	
	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%	

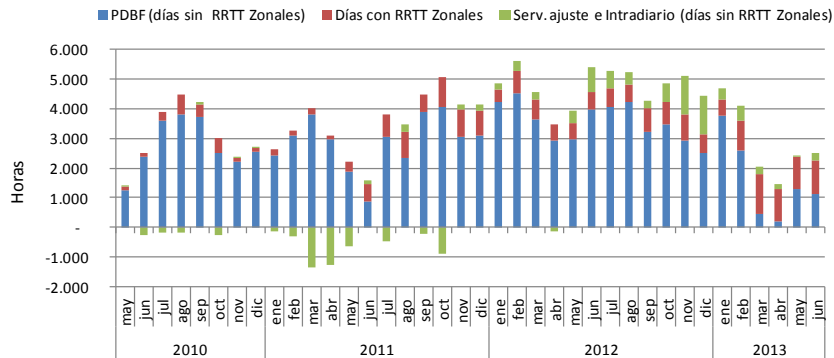
Fuente: CNE

**Gráfico 56 - 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).**



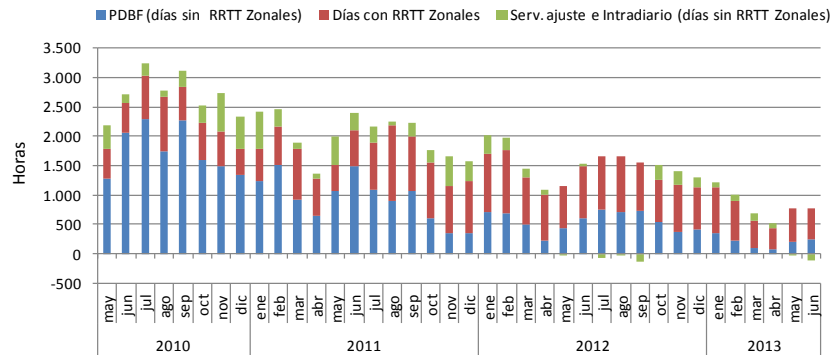
Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 57 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de centrales de carbón no RGS.**



Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 58 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados.**



Fuente SGIME (CNE)

### 3.2.1.2 Distribución de la demanda

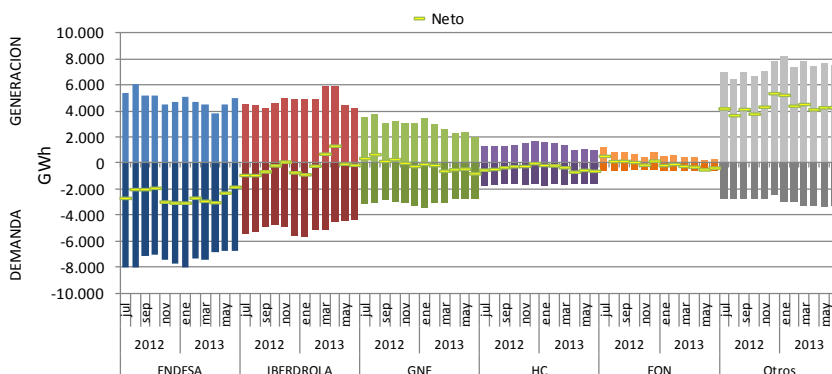
**Cuadro 9 - Evolución mensual de la demanda por empresa (P48).**

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	ene	30,7%	23,6%	16,6%	10,6%	6,8%	1,1%	10,5%
	feb	28,8%	23,5%	16,8%	10,7%	7,8%	1,3%	11,2%
	mar	26,3%	24,3%	17,2%	10,9%	7,7%	1,4%	12,1%
	abr	24,4%	25,0%	16,9%	11,1%	8,3%	1,5%	12,9%
	may	22,2%	26,5%	17,3%	11,2%	8,4%	1,5%	13,0%
	jun	21,7%	26,9%	17,5%	11,3%	8,5%	1,4%	12,6%
	jul	23,1%	26,9%	17,8%	11,2%	7,8%	1,4%	11,7%
	ago	22,4%	27,3%	17,5%	11,3%	7,4%	1,5%	12,6%
	sep	21,9%	27,2%	17,7%	11,3%	7,6%	1,5%	12,7%
	oct	22,6%	25,8%	18,1%	11,3%	7,7%	1,6%	13,0%
	nov	22,5%	25,9%	18,3%	11,2%	7,9%	1,6%	12,6%
	dic	26,7%	24,2%	18,8%	11,1%	6,9%	1,5%	10,7%
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%

Fuente: CNE

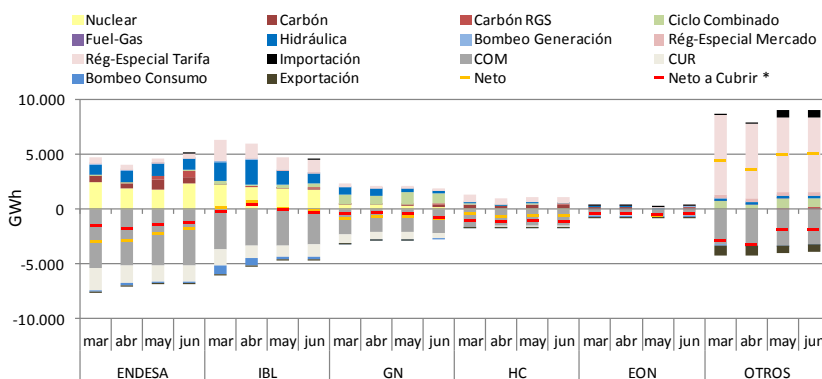
### 3.2.2 Balance empresarial

**Gráfico 59 - Evolución mensual de compras y ventas y saldo neto por agente.**



Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 60 - Saldo neto de energía por agente y tecnología. Marzo – Junio 2013.**



Fuente SGIME (CNE)

### 3.2.3 Precio Horario Final de la Demanda Nacional

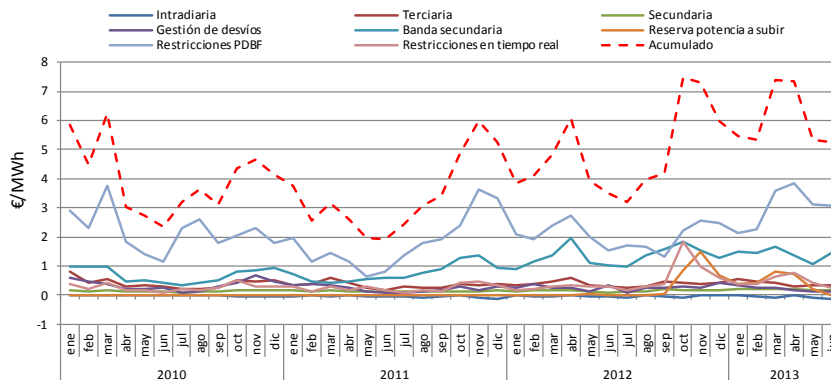
**Cuadro 10 - Precio horario final de la demanda nacional (distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).**

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							
Enero	23.533.332	42,9	-0,05	2,3	1,2	7,1	53,4
Febrero	21.340.101	48,9	-0,03	1,3	0,9	7,0	58,0
Marzo	22.617.800	47,5	-0,05	1,8	1,0	5,7	55,9
Abril	19.103.449	46,2	-0,01	1,4	1,0	5,4	53,9
Mayo	20.099.458	49,5	-0,04	1,0	0,8	5,4	56,6
Junio	20.619.606	50,6	-0,05	1,0	0,8	6,4	58,7
Julio	21.753.435	51,4	-0,05	1,5	0,8	7,1	60,8
Agosto	21.406.002	54,1	-0,08	2,0	1,0	4,8	61,8
Septiembre	20.869.223	59,5	-0,06	2,1	1,3	5,6	68,3
Octubre	20.079.186	58,8	-0,03	2,9	1,9	5,4	69,0
Noviembre	20.510.186	50,1	-0,11	4,1	1,6	5,6	61,3
Diciembre	21.721.792	51,5	-0,15	3,7	1,3	7,0	63,3
2012							
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

Fuente: CNE

### 3.2.4 Sobrecoste por segmento de generación

**Gráfico 61 - Promedio mensual de sobrecoste ponderado por segmento de generación sobre precio del mercado diario.**

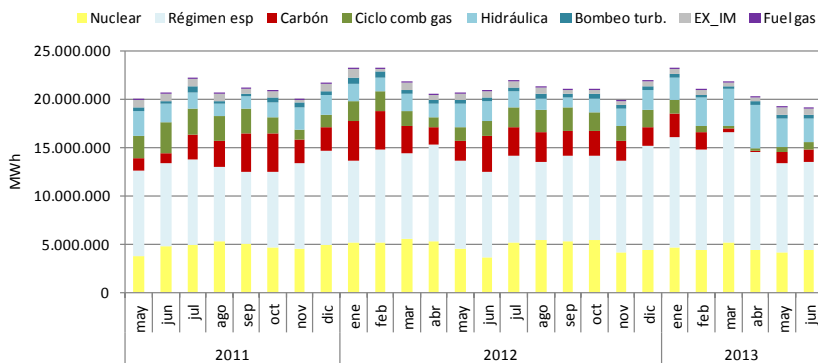


Fuente SGIME (CNE)

### 3.2.5 Mercado Diario y Contratación Bilateral

#### 3.2.5.1 Energías

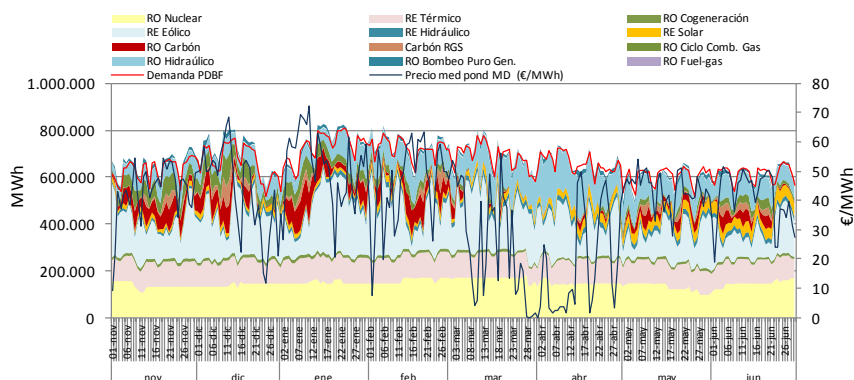
**Gráfico 62 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.**



Fuente SGIME (CNE)

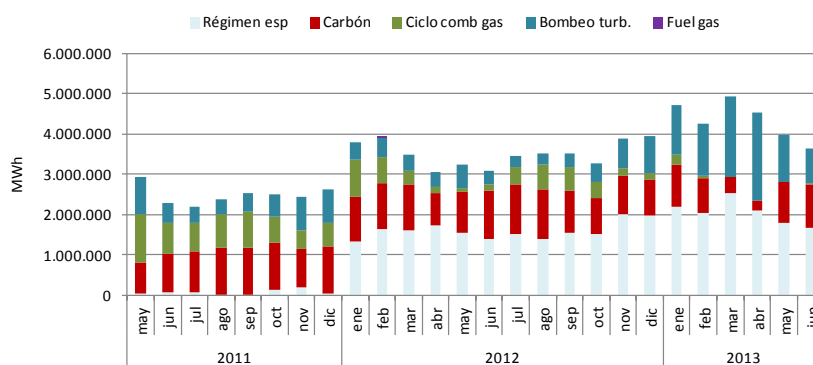


**Gráfico 63 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona española.**



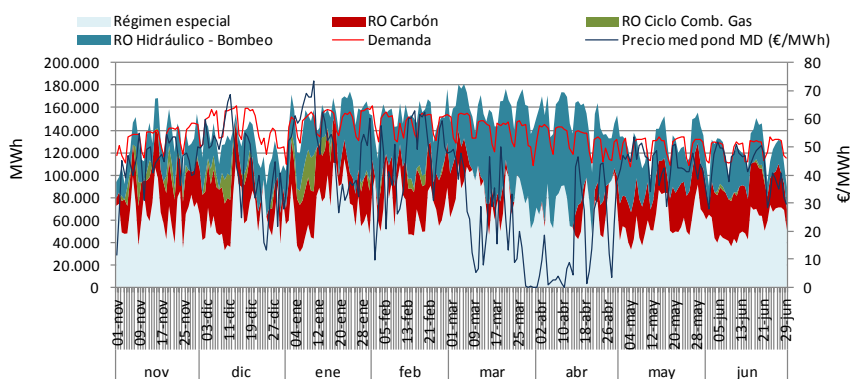
Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 64 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona portuguesa.**



Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 65 - Composición de generación en PDBF frente a precio medio ponderado del MD. Zona portuguesa.**



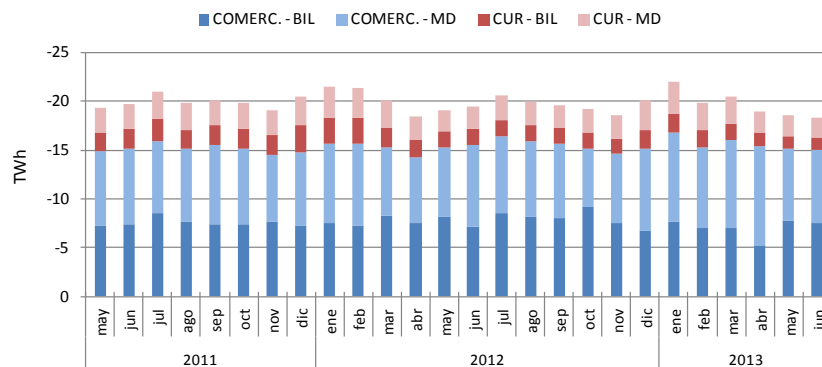
Fuente SGIME (CNE)

**Cuadro 11 - Evolución mensual de la generación por empresa (PDBF).**

Años	Mes	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2011	may	24,0%	25,0%	8,2%	3,1%	2,1%	37,7%
	jun	22,0%	22,2%	10,8%	3,6%	3,8%	37,6%
	jul	28,5%	20,1%	9,7%	3,6%	2,8%	35,3%
	ago	26,9%	20,6%	9,1%	5,2%	4,7%	33,5%
	sep	27,7%	19,6%	9,9%	6,5%	3,4%	33,0%
	oct	32,2%	17,5%	8,9%	6,3%	2,5%	32,5%
	nov	27,1%	21,6%	8,6%	5,0%	2,6%	35,1%
	dic	22,1%	23,1%	9,1%	5,5%	3,2%	37,0%
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%

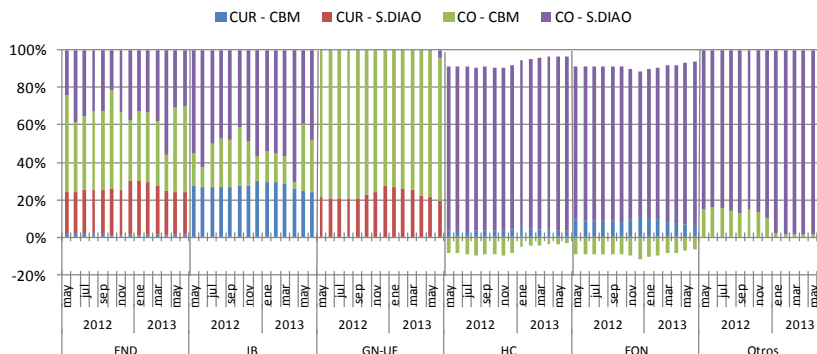
Fuente SGIME (CNE)

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



Fuente SGIME (CNE)

**Gráfico 67 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española por empresa.**



Fuente SGIME (CNE)

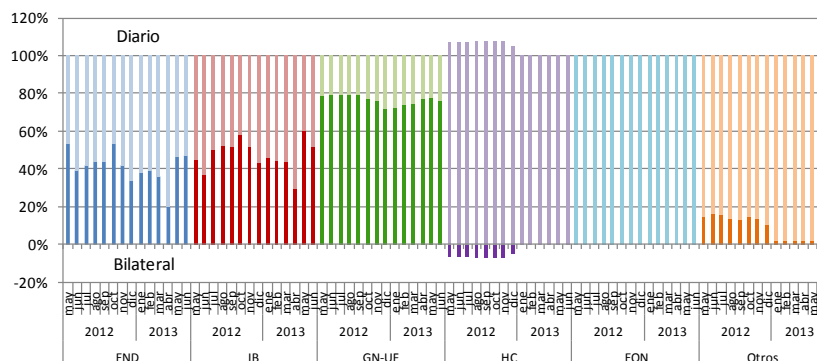
HC y E.On: Sus comercializadoras libren compran en mercado diario para vender a sus respectivas comercializadoras de último recurso en bilateral.

**Cuadro 12 - Composición de la demanda en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española. Mayo y Junio 2013.**

COMERCIALIZACION	BILATERAL	M. DIARIO	PDBF
CUR	6,9%	11,3%	<b>18,3%</b>
END	16,7%	11,3%	<b>27,9%</b>
IB	7,5%	10,4%	<b>17,9%</b>
GN-UF	11,3%	0,4%	<b>11,7%</b>
HC	-0,3%	7,7%	<b>7,4%</b>
EON	-0,3%	3,3%	<b>3,0%</b>
Otros	0,2%	13,5%	<b>13,8%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>42,1%</b>	<b>57,9%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNE

**Gráfico 68 - Evolución del reparto de la demanda total (CUR + Comercializadores libres) en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.**

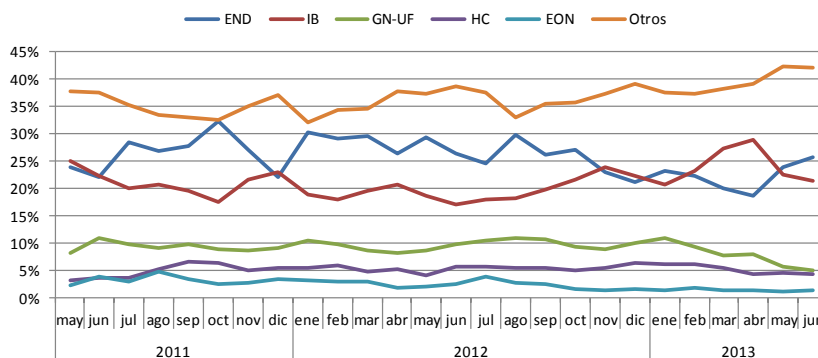


Fuente SGIME (CNE)

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

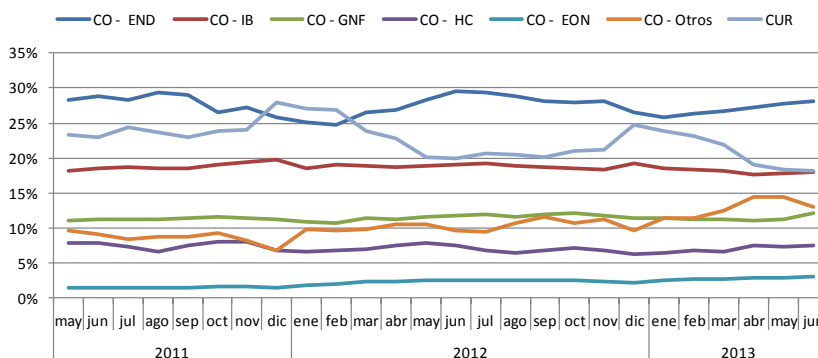
### 3.2.5.2 Concentración empresarial

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



Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 70 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española (Demanda).**

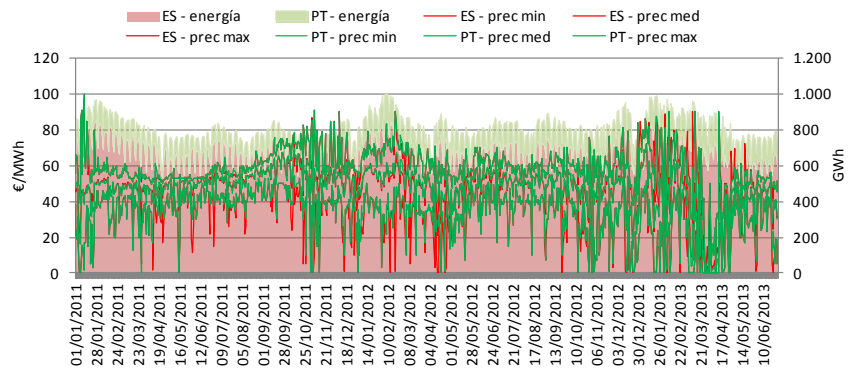


Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.5.3 Análisis de precios

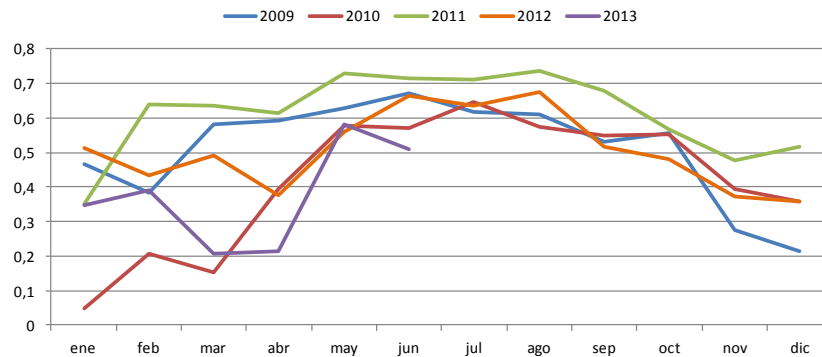
#### 3.2.5.3.1 Precios del MIBEL

**Gráfico 71 - Precios Máximo, Medio, Mínimo del Mercado Diario y Energía diaria del PDBF (bilaterales + mercado diario) en zona de precio española y portuguesa.**



Fuente: SGIME (CNE)

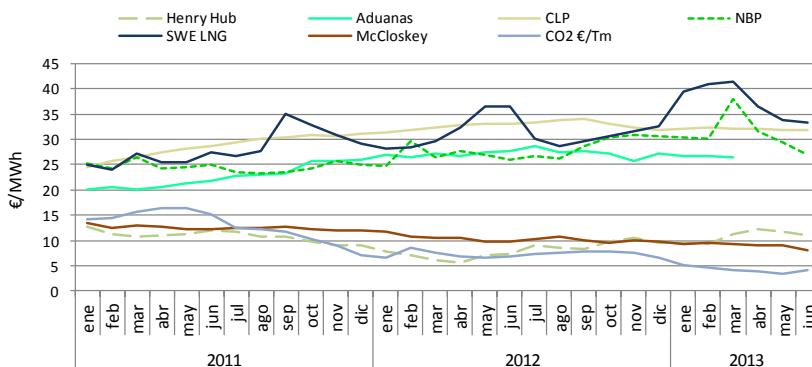
**Gráfico 72 - Evolución de la relación en media mensual entre precio mínimo y precio máximo del mercado diario.**



Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.5.3.2 Precios de combustibles y CO2

**Gráfico 73 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.**

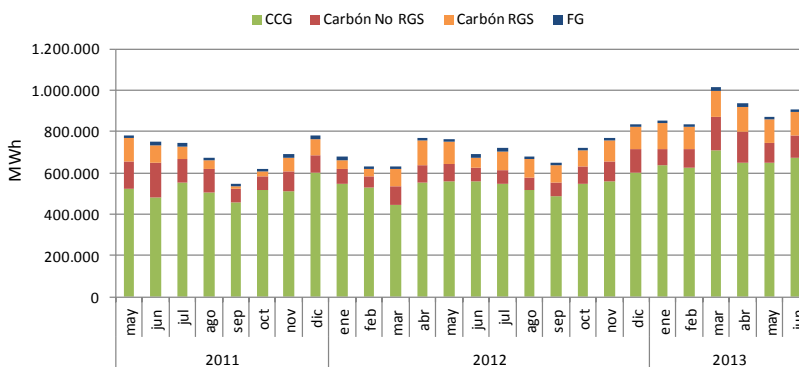


Fuente:  
 Valores de gas natural referidos a su PCI (Poder calorífico inferior). Tasa de conversión gas (PCI) = Gas (PCS)/0,9.  
 Valores de cotización en el National Balancing Point obtenidos de Paws.  
 Valores de cotización en Henry Hub obtenidos de Ycharts.  
 Valores de carbón CIF ARA referidos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

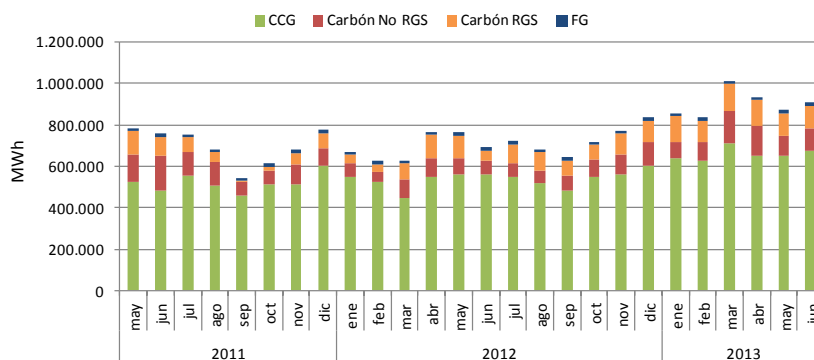
#### Tecnologías en la oferta remanente

**Gráfico 74 - Oferta remanente en la hora 13 (PDBF).**



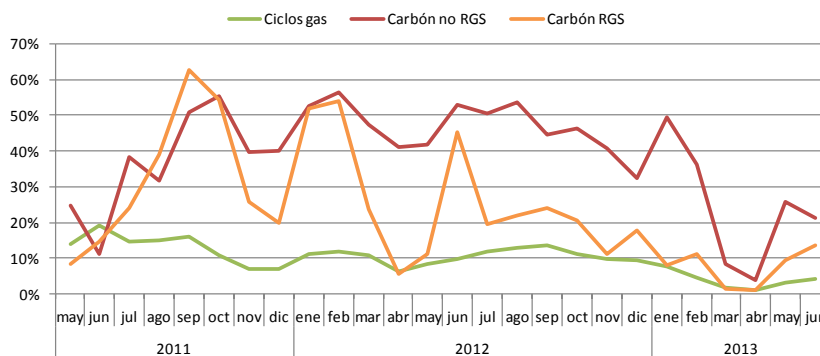
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 75 - Oferta remanente en la hora 22 (PDBF).**



Fuente: SGIME (CNE)

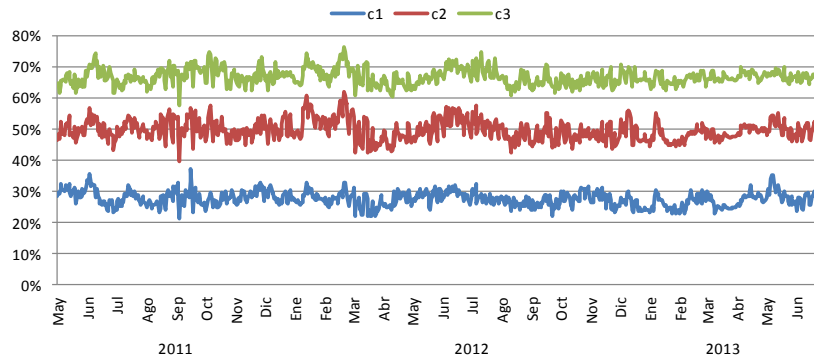
**Gráfico 76 - Evolución del nivel de utilización de la potencia disponible de ciclos de gas y carbón (PDBF).**



Fuente: SGIME (CNE)

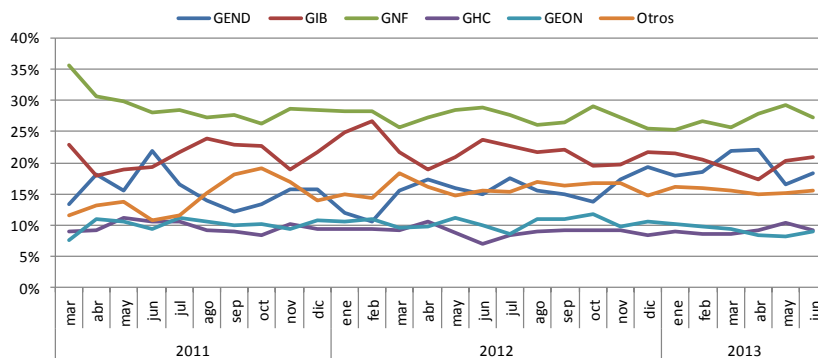
### Concentración de la oferta remanente

**Gráfico 77 - 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 (CNE)

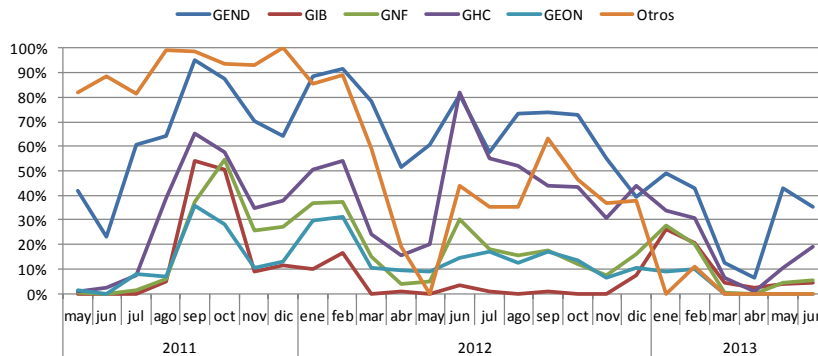
**Gráfico 78 - Concentración por agentes de la oferta remanente de la tecnología marginal (carbones y ciclos combinados de gas) en zona española hora 22.**



Fuente: SGIME (CNE)

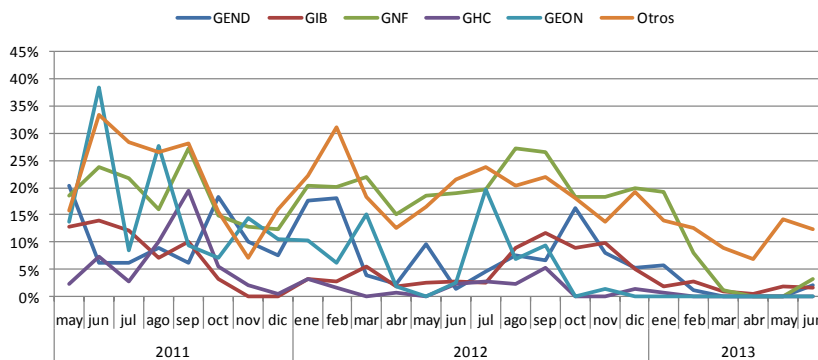


**Gráfico 79 - Potencia de centrales de carbón despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.**



Fuente: SGIME (CNE)

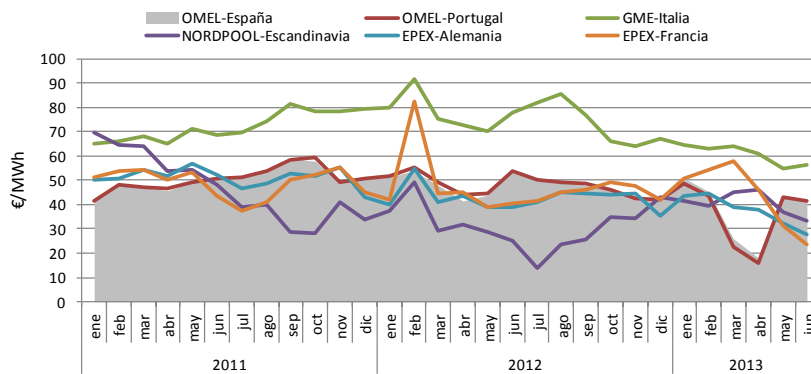
**Gráfico 80 - Potencia de ciclos combinados de gas despachada en PDBF frente a potencia disponible por agentes en zona española hora 22.**



Fuente: SGIME (CNE)

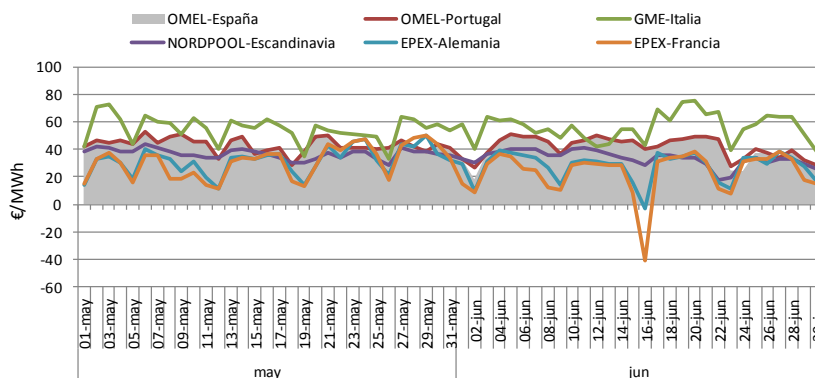
### 3.2.5.3.4 Precios en los Mercados Europeos

**Gráfico 81 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.**



Fuente: OMEL

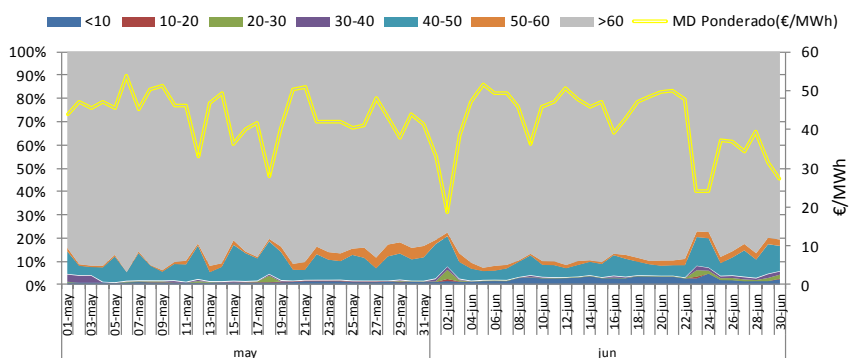
**Gráfico 82 - Comparativa de precios medios diarios OMEL con el resto de mercados europeos. Mayo y Junio 2013.**



Fuente: OMEL

### 3.2.5.4 Ofertas al mercado diario

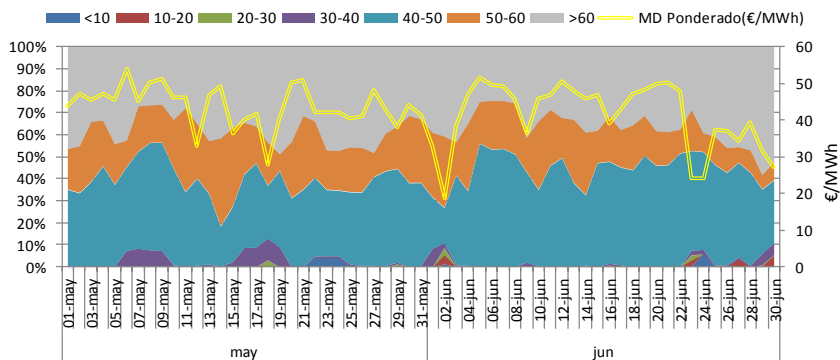
**Gráfico 83 - Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por los ciclos combinados frente a precio medio ponderado del mercado diario.\* Mayo y Junio 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

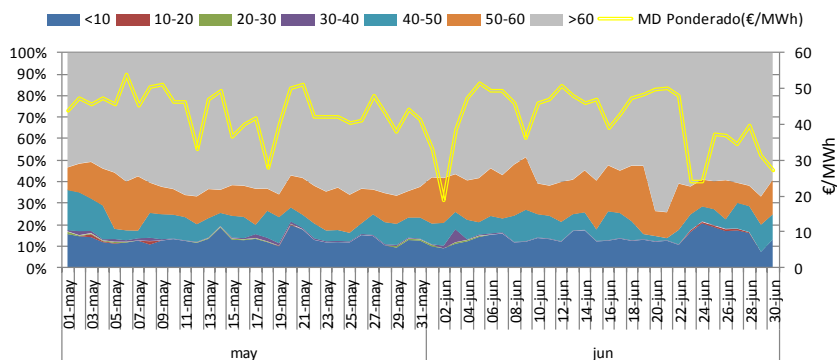
(\*) Valorando la energía de los bloques de ofertas inframarginales de acuerdo a la condición de ingresos mínimos en caso de que ésta suponga un importe superior.

**Gráfico 84 - 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.\* Mayo y Junio 2013.**



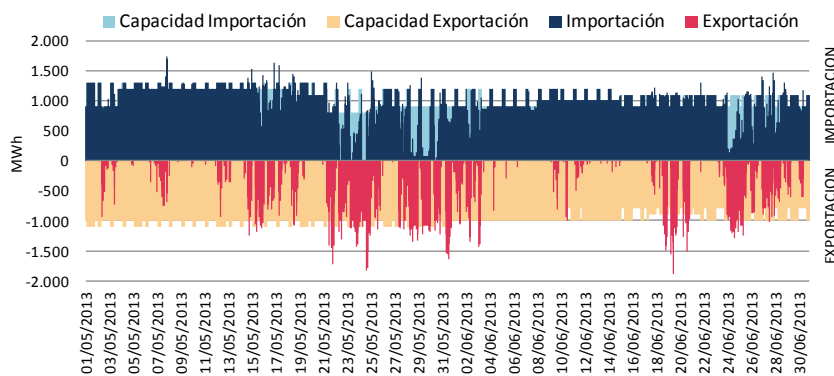
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 85 - 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.\* Mayo y Junio 2013.**



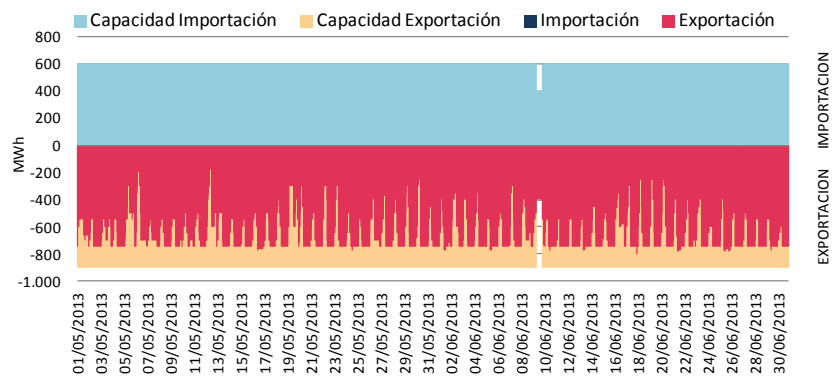
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 86 - Capacidad y uso de interconexión España-Francia (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Mayo y Junio 2013.**



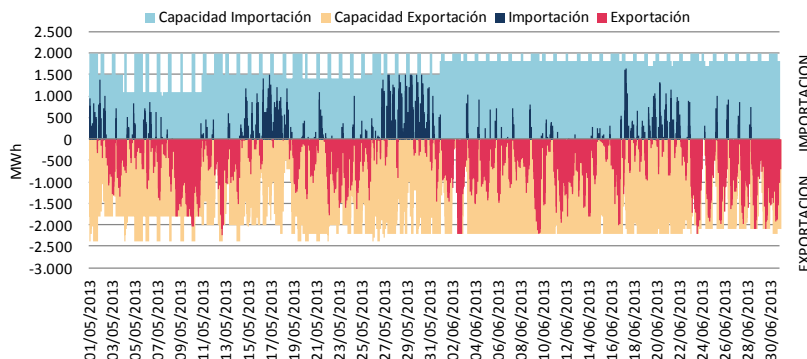
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 87 - Capacidad y uso de interconexión España-Marruecos (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Mayo y Junio 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

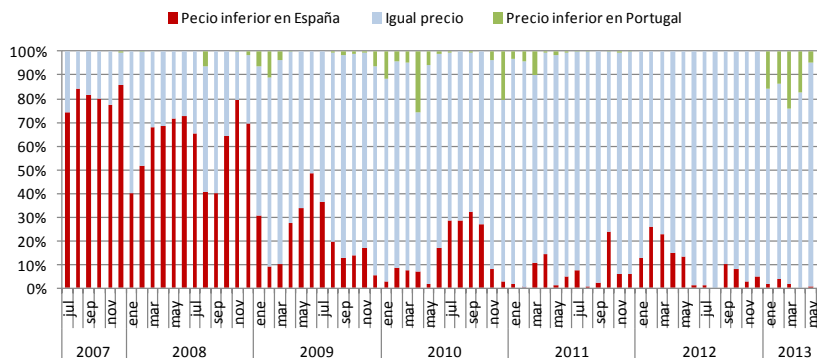
**Gráfico 88 - Capacidad y uso de interconexión España-Portugal (Mercado Diario + bilaterales + mercado intradiario). Mayo y Junio 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

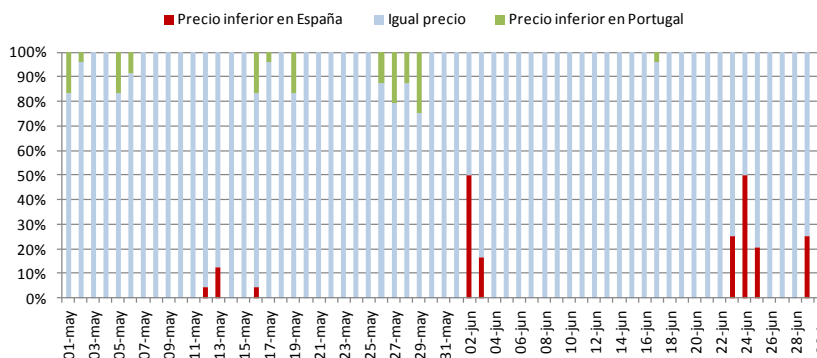
### 3.2.5.5 Acoplamiento del MIBEL

**Gráfico 89 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior.**



Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 90 - Separación de mercados: evolución diaria del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior. Mayo y Junio 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

**Cuadro 13 - Separación de mercados: evolución horaria del spread de precios entre la zona española y portuguesa.**

Año	Mes	Spread medio €/MWh
2007		-13,04
2008		5,55
2009		0,67
2010		0,32
2011		0,53
2012	ene	0,88
	feb	1,78
	mar	1,56
	abr	2,77
	may	0,94
	jun	0,03
	jul	0,06
	ago	0,00
	sep	0,90
	oct	0,46
	nov	0,32
	dic	0,45
2013	ene	-1,97
	feb	-1,31
	mar	-3,10
	abr	-2,08
	may	-0,20
	jun	0,83

Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.6 Desvío de demanda en el mercado

**Cuadro 14 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por grupo empresarial. Mayo y Junio 2013.**

	ENDESA	IBERDROLA	GAS NATURAL	HC	E.ON	EGL	ACCIONA	OTROS	Total
<b>PDBF</b>	25,42%	22,66%	4,46%	4,34%	1,22%	10,75%	8,03%	23,11%	100%
<b>P48</b>	24,13%	21,91%	9,94%	5,27%	0,99%	9,85%	6,94%	20,98%	100%

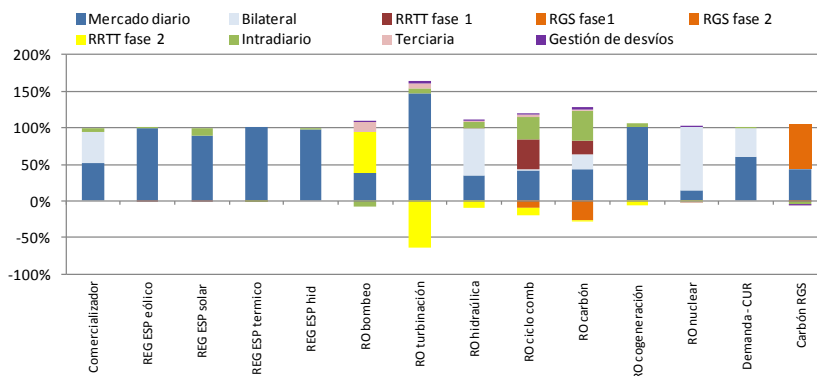
Fuente: SGIME (CNE)

**Cuadro 15 - Programa final diario frente a PDBF de la generación en zona española por tecnología. Mayo y Junio 2013.**

	Nuclear	Carbón	Ciclo comb.	Hidr.	RE Eólico	RE Hidr.	RE Solar	RE Termic.	Bombeo Turb.	Importac.	Fuel-gas	Total
<b>PDBF</b>	21,86%	6,25%	3,25%	14,24%	20,56%	3,51%	6,82%	16,89%	1,61%	4,74%	0,06%	100%
<b>P48</b>	19,96%	10,21%	7,04%	13,32%	18,96%	3,32%	7,10%	15,27%	1,01%	3,80%	0,00%	100%

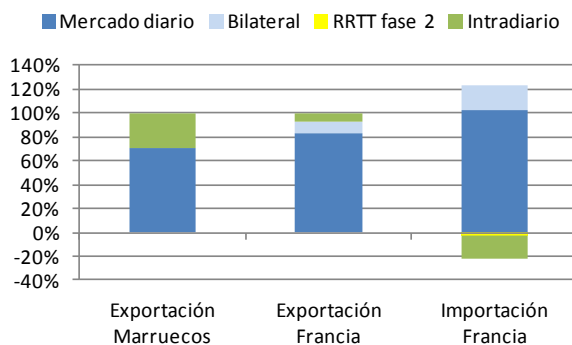
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 91 - Peso de cada uno de los segmentos en el programa de cada tecnología. Mayo y Junio 2013.**



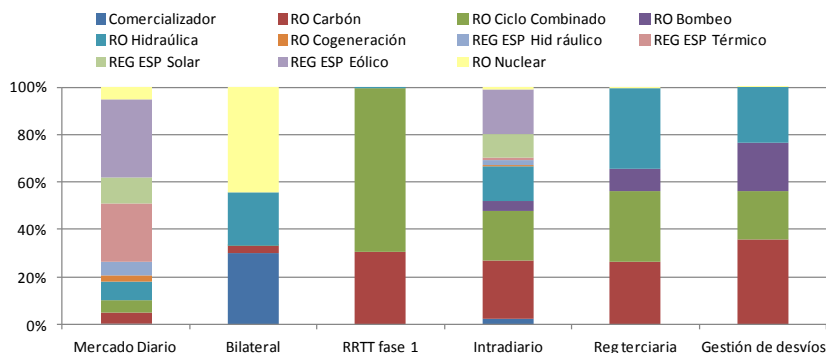
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 92 - Peso de cada uno de los segmentos en las interconexiones. Mayo y Junio 2013.**



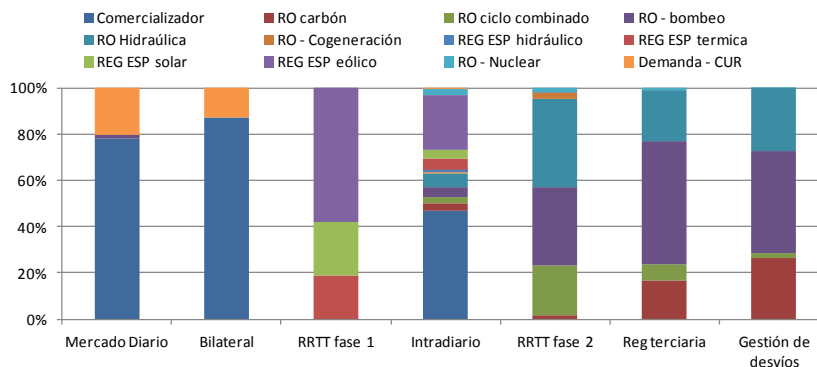
Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 93 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a subir (ventas). Mayo y Junio 2013.**



Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 94 - Peso de cada una de las tecnologías en cada segmento – energías a bajar (compras). Mayo y Junio 2013.**

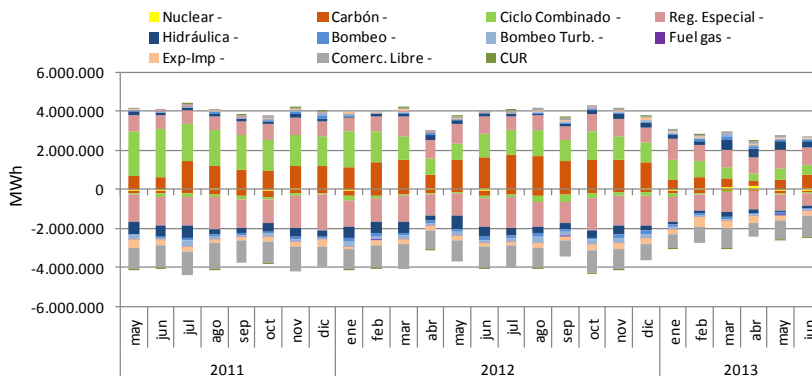


Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.7 Mercado Intradía

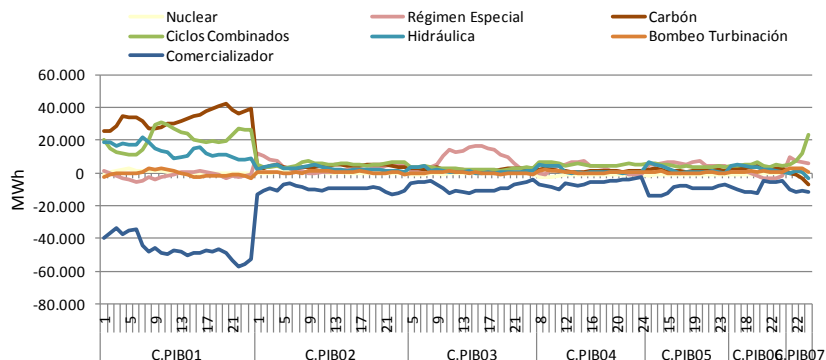
#### 3.2.7.1 Energías

**Gráfico 95 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradía por tecnología.**



Fuente SGIME (CNE)

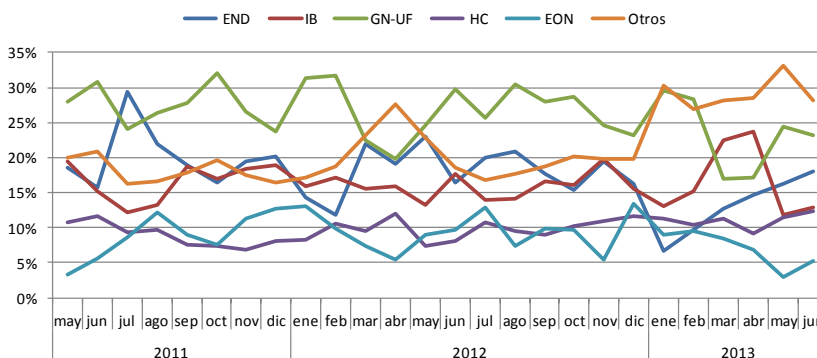
**Gráfico 96 - Valores medios horarios del programa neto de cada tecnología en cada una de las sesiones del mercado intradía. Mayo y Junio 2013.**



Fuente SGIME (CNE)

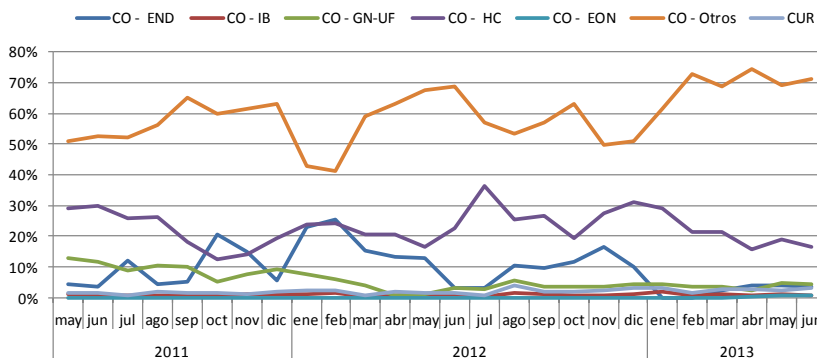
### 3.2.7.2 Concentración empresarial

**Gráfico 97 - Cuotas de ventas en intradiario.**



Fuente: SGIME (CNE)

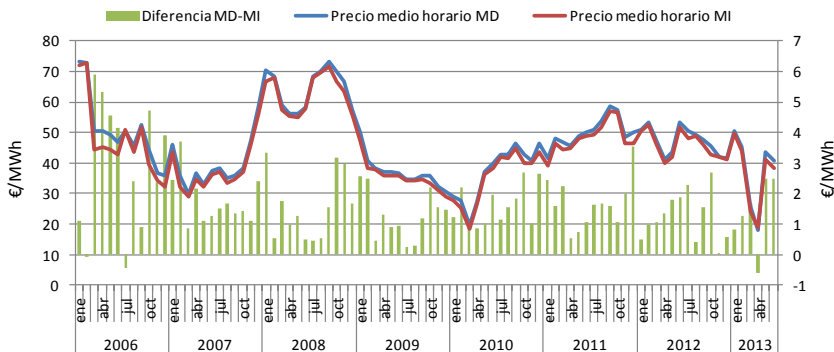
**Gráfico 98 - Cuotas de compras en intradiario.**



Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.7.3 Análisis de Precios

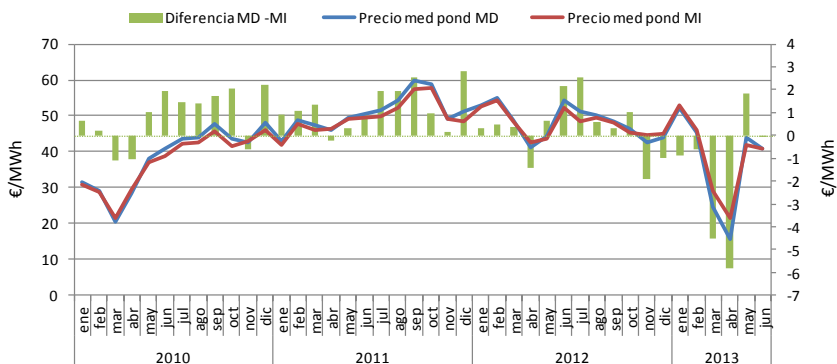
**Gráfico 99 - Evolución mensual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradía.**



Fuente: SGIME (CNE)

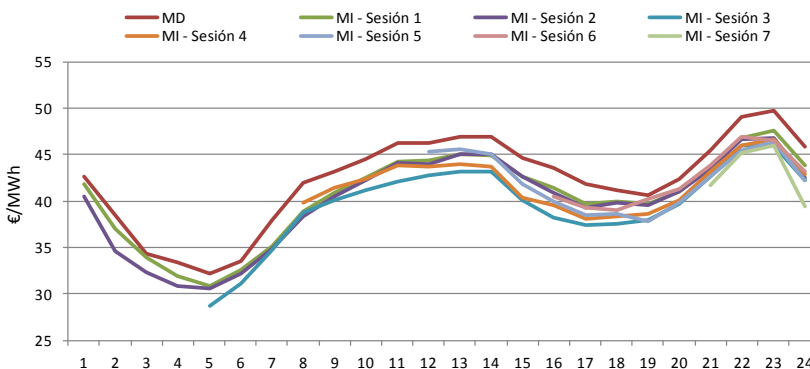


**Gráfico 100 - Evolución del promedio mensual del precio medio ponderado en los mercados Diario e Intradía en zona española.**



Fuente: SGIME (CNE)

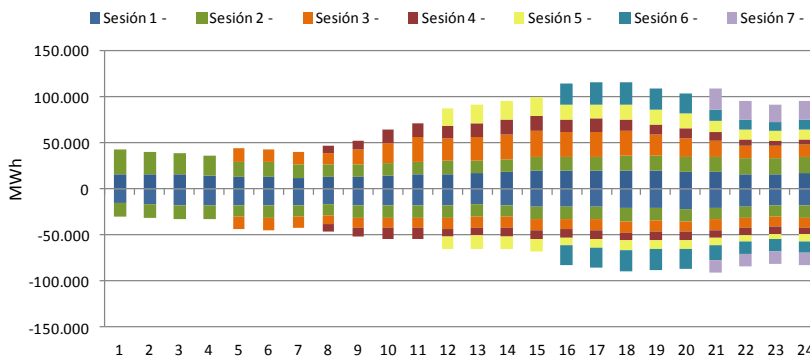
**Gráfico 101 - Precios medios del mercado intradía para cada sesión. Mayo y Junio 2013.**



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

Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 102 - Energía horaria negociada por el régimen especial en cada una de las sesiones del mercado intradía. Mayo y Junio 2013.**



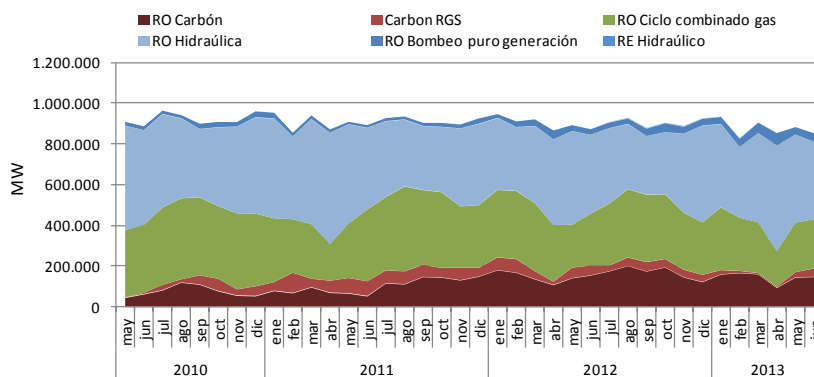
Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.8 Mercados de Servicios de Ajuste

#### 3.2.8.1 Banda de Regulación Secundaria

##### 3.2.8.1.1 Tecnologías

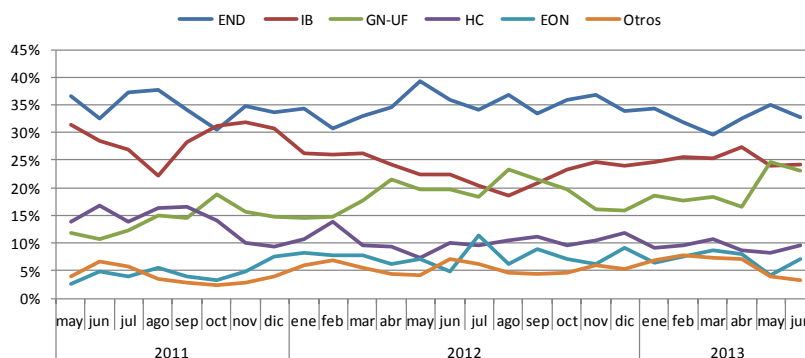
**Gráfico 103 - Evolución mensual de la participación de las tecnologías en la banda de secundaria.**



Fuente: SGIME (CNE)

##### 3.2.8.1.2 Concentración Empresarial

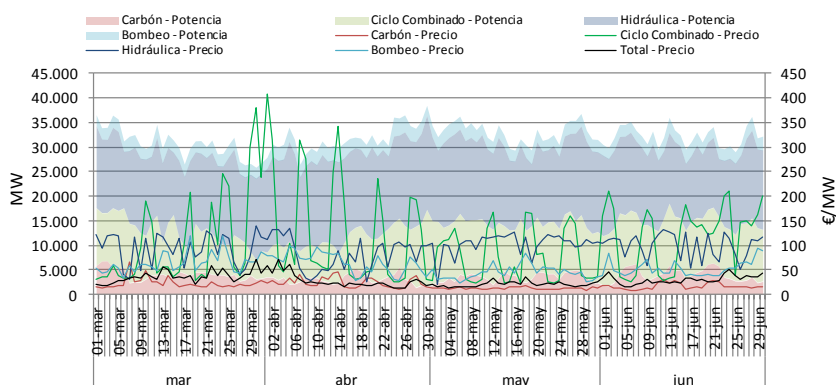
**Gráfico 104 - Asignación de banda por grupo empresarial.**



Fuente SGIME (CNE)

##### 3.2.8.1.3 Análisis de precios

**Gráfico 105 - Evolución diaria de la oferta de potencia a banda de secundaria. Marzo - Junio 2013.**

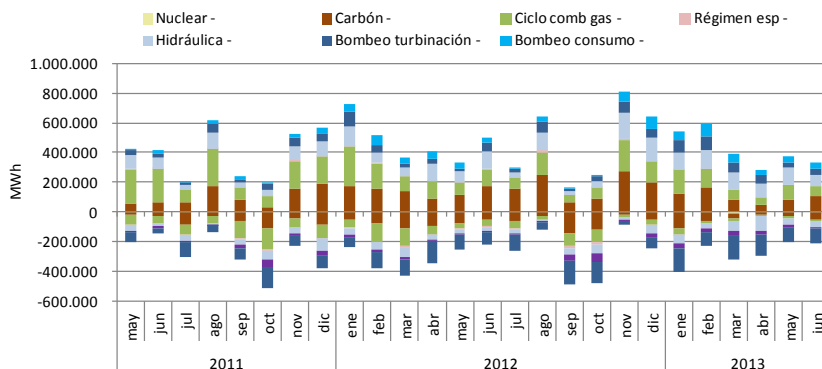


Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.8.2 Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

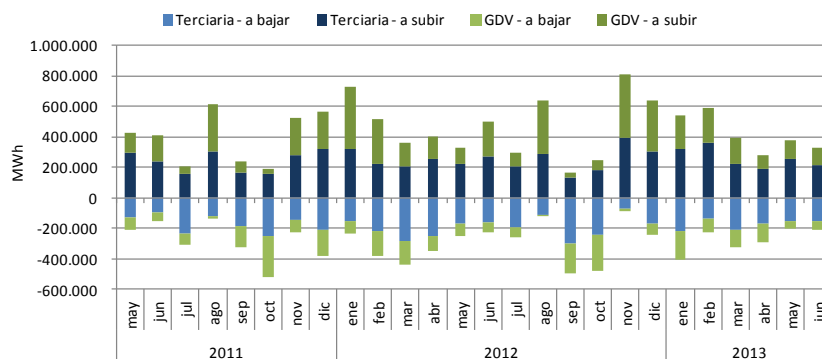
#### 3.2.8.2.1 Energías

**Gráfico 106 - Energía mensual de regulación terciaria y gestión de desvíos por tecnologías.**



Fuente: SGIME (CNE)

**Gráfico 107 - Energía mensual de gestión de desvíos y regulación terciaria.**

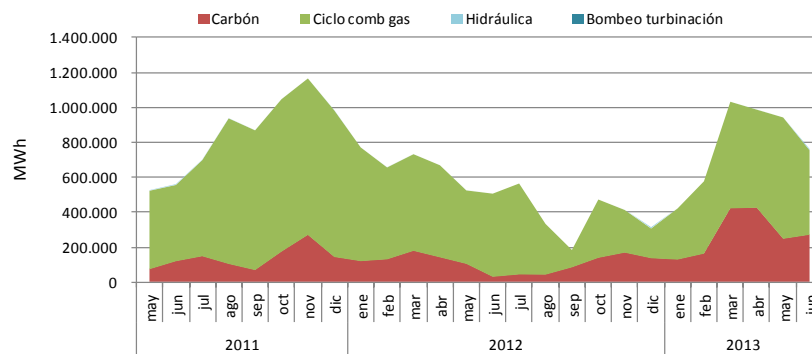


Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.8.3 Resolución de Restricciones Técnicas al PDBF: fase 1

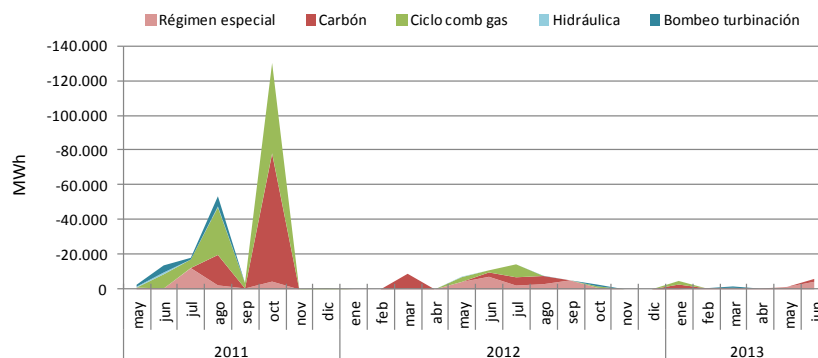
#### 3.2.8.3.1 Energías

**Gráfico 108 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a subir.**



Fuente: CNE (SGIME).

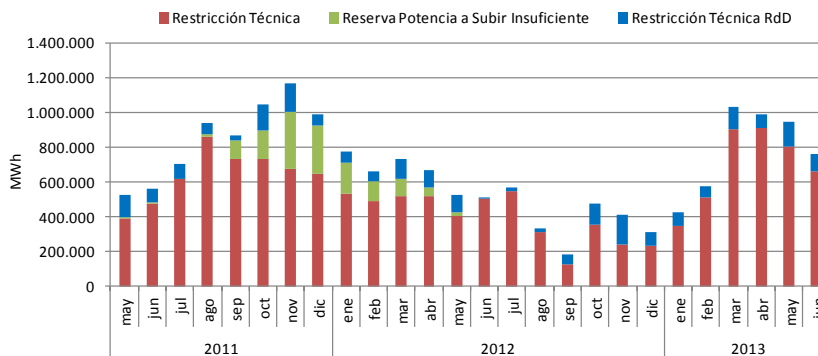
**Gráfico 109 - Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento – Fase 1 a bajar.**



Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.8.3.2 Motivos de programación

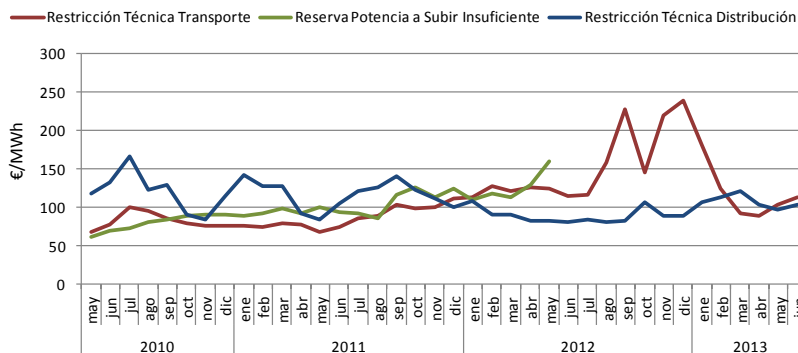
**Gráfico 110 - Tipo de redespacho de las restricciones técnicas - Fase 1 a subir.**



Fuente: SGIME (CNE)

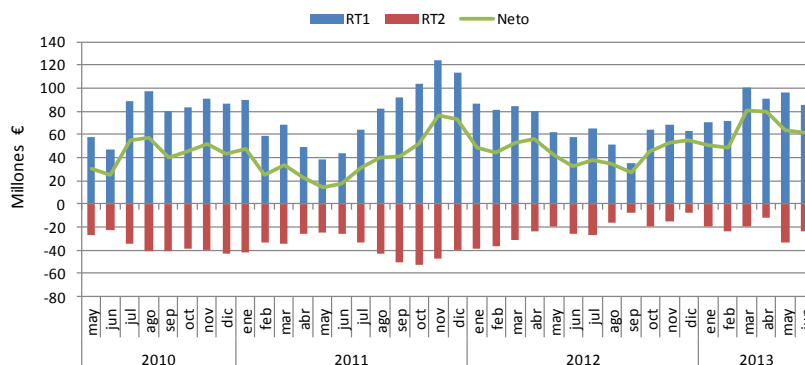
### 3.2.8.3.3 Análisis de precios

**Gráfico 111 - 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 (CNE)

**Gráfico 112 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2).**

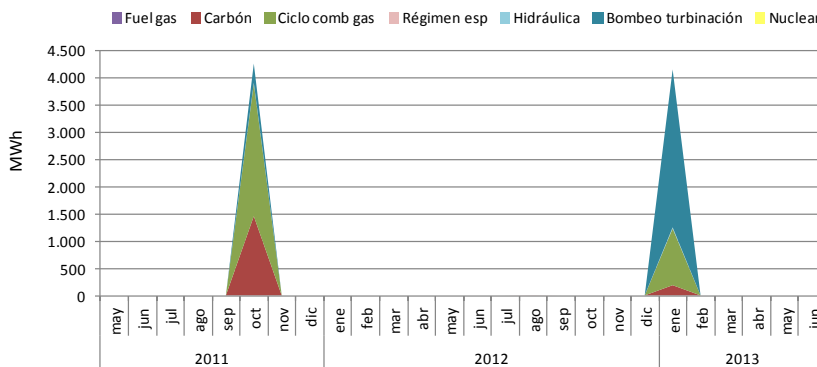


Fuente: SGIME (CNE)

### 3.2.8.4 Restricciones técnicas al PDBF: fase 2

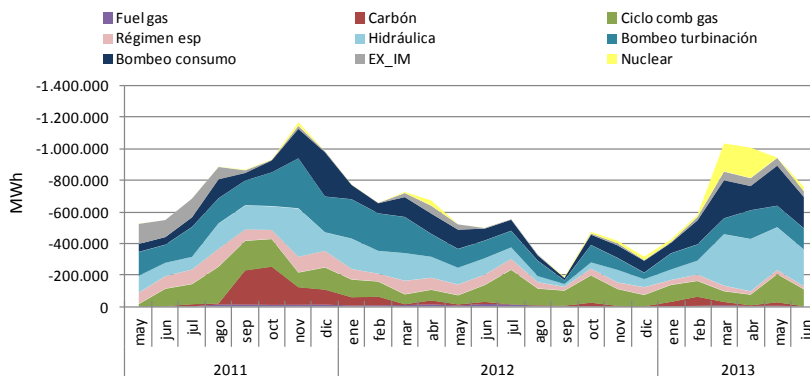
#### 3.2.8.4.1 Energías

**Gráfico 113 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a subir.**



Fuente: SGIME (CNE)

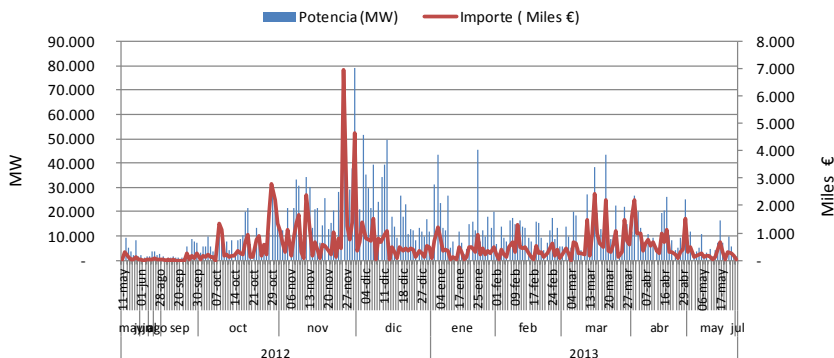
**Gráfico 114 - Energías restricciones técnicas - Fase 2 a bajar.**



Fuente: SGIME (CNE)

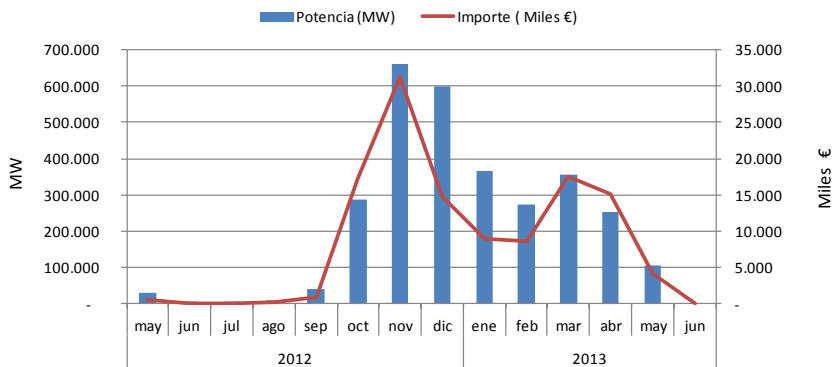
### 3.2.8.5 Reserva de potencia adicional a subir

**Gráfico 115 – Evolución diaria de potencia y coste de reserva de potencia adicional a subir.**



Fuente: REE

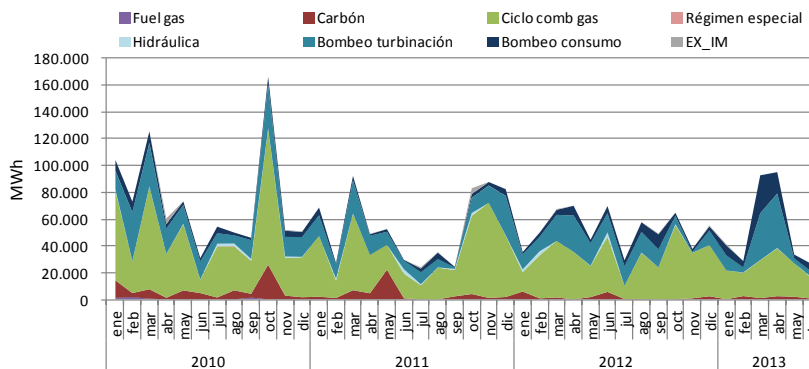
**Gráfico 116 – Evolución mensual de la potencia y del coste de asignación de reserva de potencia adicional a subir.**



Fuente: REE

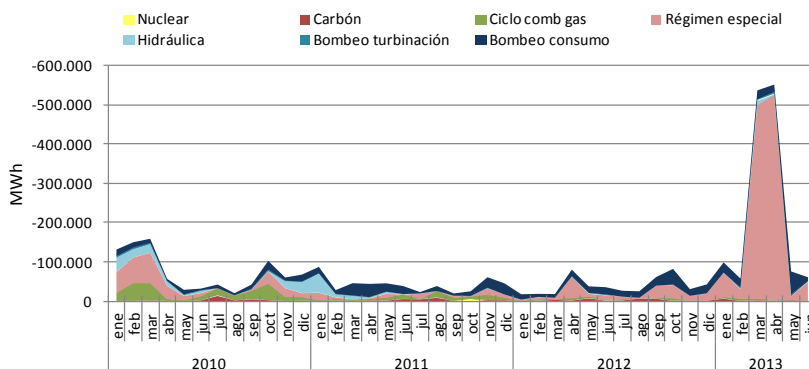
### 3.2.8.6 Restricciones en Tiempo Real

**Gráfico 117 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a subir.**



Fuente: SGIME (CNE)

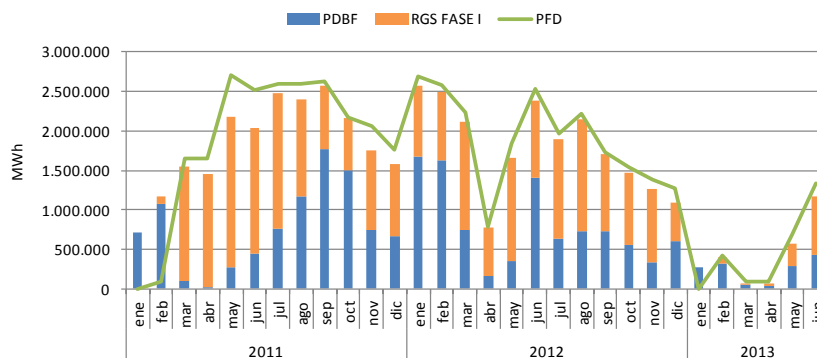
**Gráfico 118 - Energías restricciones técnicas en tiempo real a bajar.**



Fuente: SGIME (CNE)

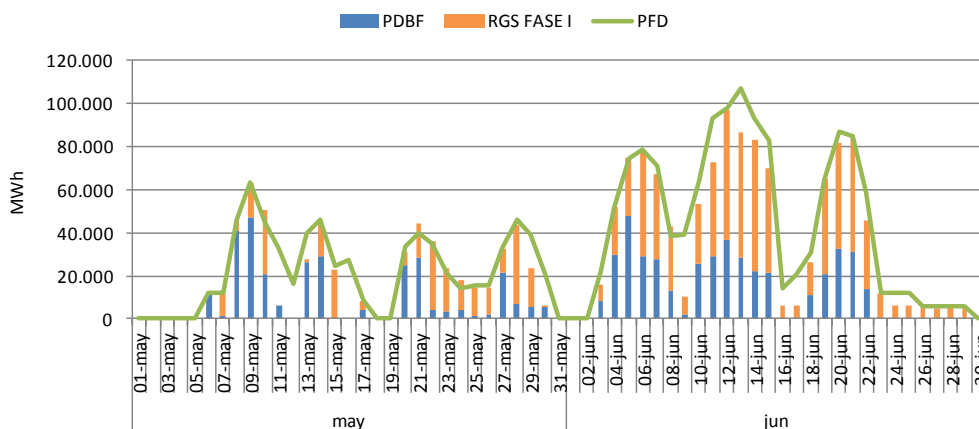
### 3.2.8.7 Solución de Restricciones por Garantía de Suministro

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



Fuente: CNE (SGIME)

**Gráfico 120 - Programación diario en PDBF y RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento. Mayo y Junio 2013.**



Fuente: CNE (SGIME)



#### 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