

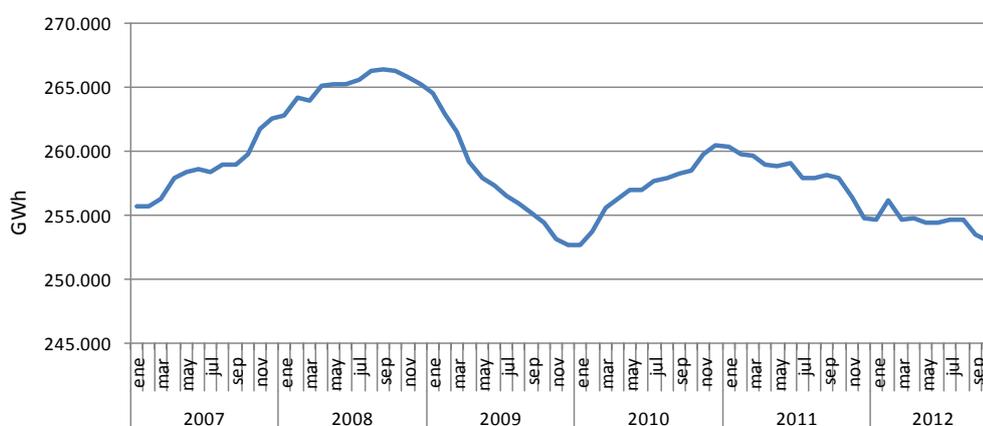
# **INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD**

**SEPTIEMBRE Y OCTUBRE  
2012**

## 1. Demanda

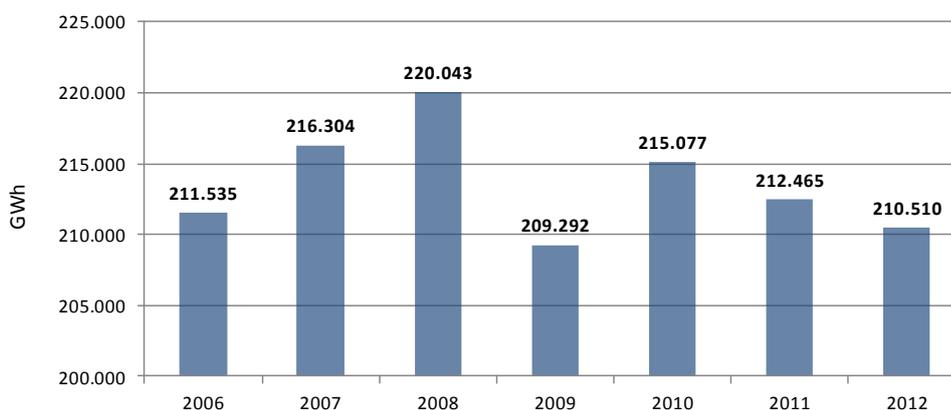
La demanda de energía eléctrica peninsular acumulada hasta octubre de 2012 registró un descenso del 0,9% (descenso del 1,6% teniendo en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas).

Gráfico 1 - Evolución de la demanda interanual peninsular en barras de central.



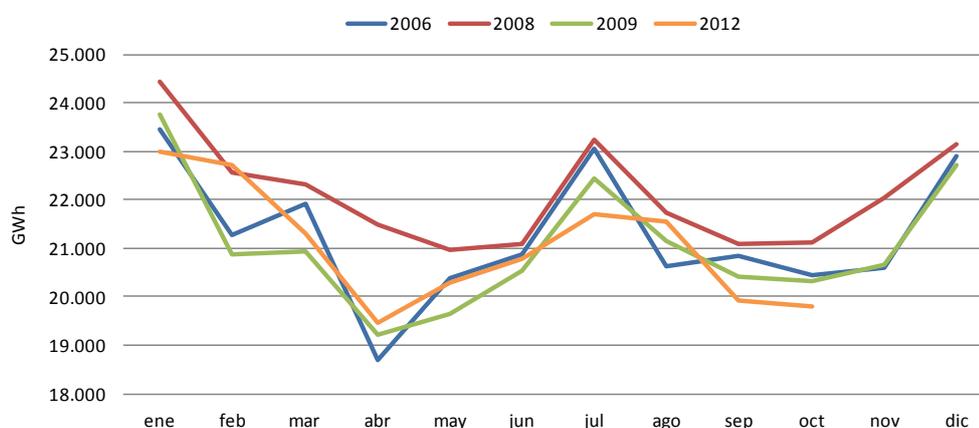
Ésta demanda se encuentra por debajo de la registrada en el mismo periodo del año 2006, aunque ligeramente por encima de la del año 2009, año en el que el descenso del consumo eléctrico fue más acusado.

Gráfico 2 - Demanda peninsular en barras de central. Acumulado anual Enero-Octubre.



Si se realiza el mismo análisis de manera mensual, se aprecia que durante los meses de estudio, septiembre y octubre de 2012, la demanda fue inferior a la registrada tanto en 2006 como en 2009.

Gráfico 3 - Demanda mensual peninsular en barras de central.



La demanda bruta mensual correspondiente al mes de septiembre descendió un 4,9% con respecto al mismo mes del año anterior (-1,9% en valor corregido), moderándose el descenso en el mes de octubre, cuando se registró una bajada del 2,4% (-0,9% en valor corregido).

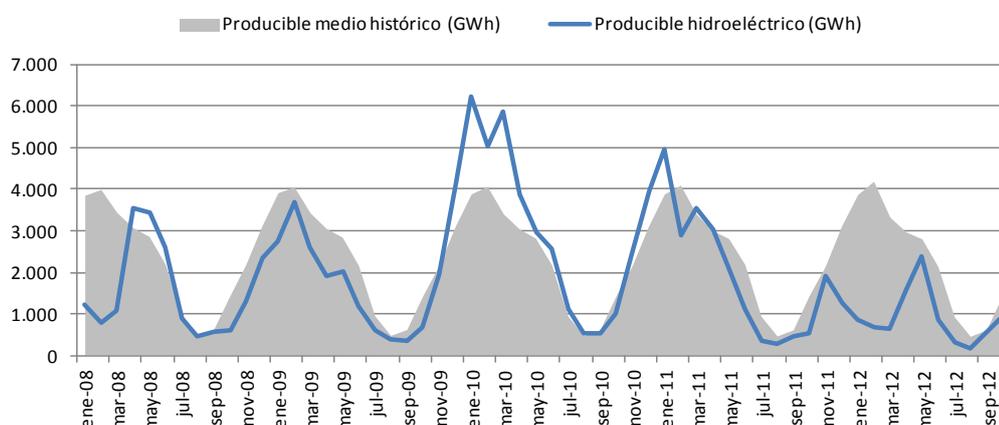
Septiembre resultó más cálido de lo normal, con una temperatura media mensual de 20,9° C, superando en 0,6° C la normal de este mes, similar a lo acontecido en el mes de octubre, con una temperatura media mensual de 16,1° C, superando en 0,7° C la normal del mes.

## 2. Oferta

**Desde el punto de vista hidrológico**, los meses de septiembre y octubre resultaron húmedos en general, con una precipitación media mensual un 35% y 40% superior al valor medio normal de cada mes. No obstante, el índice producible hidroeléctrico<sup>1</sup> sigue situándose en valores muy inferiores a los medios históricos (40% en el acumulado anual).

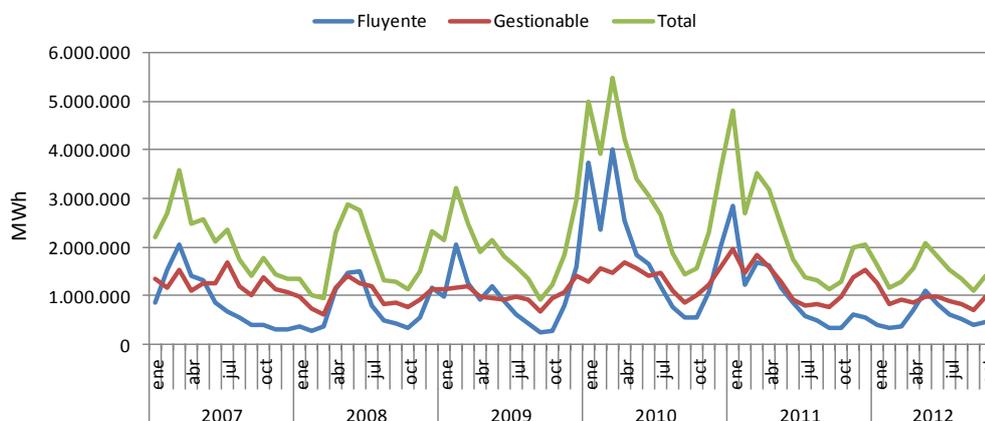
<sup>1</sup> Índice producible hidroeléctrico: Cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir, considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica, con respecto a la cantidad media histórica registrada en ese mismo período.

**Gráfico 4 - Producible hidroeléctrico y valor medio histórico.**



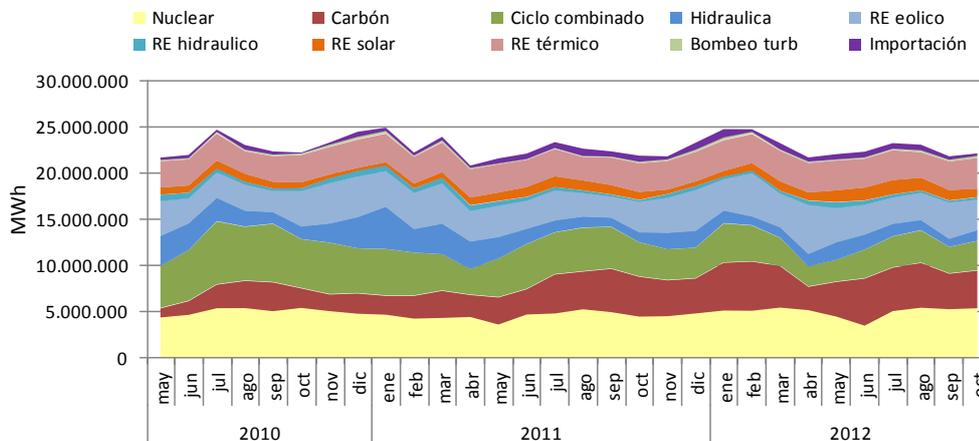
De tal forma, en el mes de octubre se invirtió la tendencia a la baja en la generación hidráulica, iniciada en el mes de mayo, alcanzando 1,17 GW.

**Gráfico 5 - Evolución mensual de la producción hidráulica en P48 (Hidráulica y Bombeo-Turbinación).**



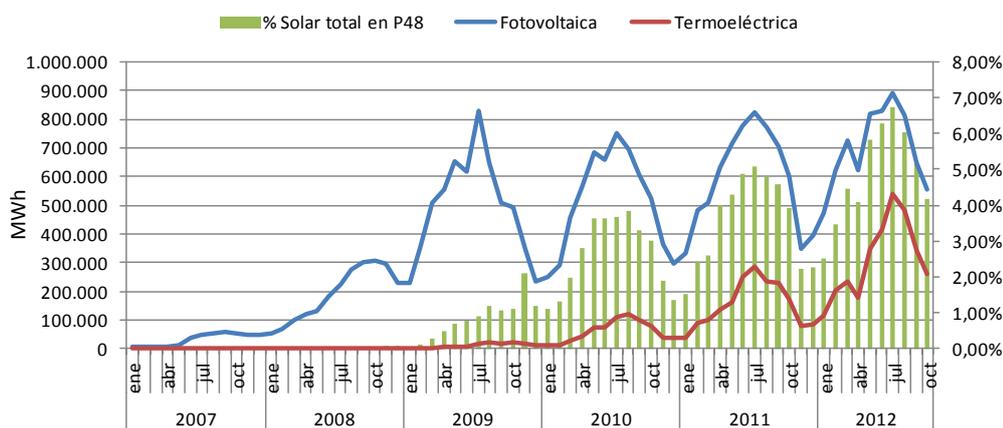
Respecto a la **producción del resto de tecnologías**, cabe destacar la recuperación de la generación eólica durante los meses de septiembre y octubre frente a los dos meses previos, con un aumento del 25%, pese a lo cual se mantiene en valores muy inferiores a los registrados en meses anteriores. Esto provocó un descenso del hueco térmico, tendiendo a la baja tanto ciclos combinados como carbones en similar volumen de energía. Adicionalmente, cabe reseñar que las plantas adscritas al mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro (RGS) carecieron de programación en el Plan de Funcionamiento Diario entre el día 27 de octubre y 4 de noviembre, ambos inclusive. Según información facilitada por REE, las unidades no fueron programadas por falta de hueco térmico, coincidiendo con un periodo festivo.

**Gráfico 6 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).**



Tras alcanzar el máximo de **generación solar** en el mes de julio, superando los 1,56 GWh (6,7% de la demanda), ésta comenzó una senda descendente que se prolongó durante los meses de estudio. Sin embargo hay que destacar el importante peso que esta tecnología ha ido adquiriendo año tras año desde la puesta en marcha de las primeras instalaciones. En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la generación solar, pudiéndose apreciar cómo el rápido desarrollo de la tecnología termoeléctrica la acerca cada vez más a la fotovoltaica.

**Gráfico 7 - Evolución mensual de la producción solar y porcentaje de cobertura de demanda (P48).**



La caída de la demanda respecto a los dos meses anteriores sumada al aumento de la eolicidad, hacen aumentar el porcentaje de cobertura de la demanda en P48 de la tecnología nuclear del 22,8% al 24,3% de media en septiembre y octubre, así como el de la eólica, pasando del 12,5% al 16,5%. Tanto los ciclos combinados como la tecnología del carbón ven reducida su participación en el P48 en torno a un punto y medio respecto a los meses de julio y agosto.

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

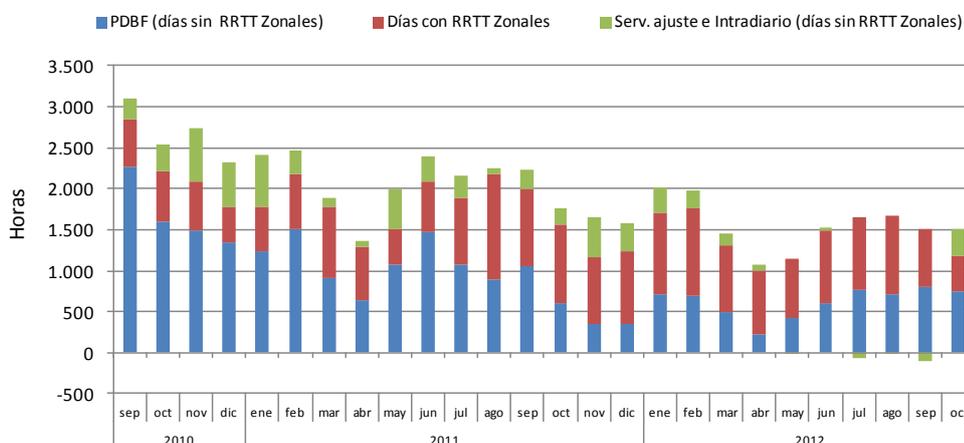
Años	FECHA	Nuclear	RO carbón	Carbon RGS	Ciclo Comb.	Hidraulica	RE eólico	RE hidraulico	RE solar	RE térmico	Bombeo turb	Importación
2010		21,3%	6,2%	1,7%	22,7%	12,9%	15,5%	2,4%	2,6%	12,4%	0,9%	1,3%
2011	ene	18,9%	5,5%	2,7%	20,2%	18,2%	15,4%	2,6%	1,5%	12,6%	1,0%	1,4%
	feb	19,2%	6,7%	4,4%	20,9%	11,5%	17,5%	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%

Las horas equivalentes de funcionamiento de las centrales de ciclo combinado descienden respecto a los dos meses anteriores, situándose en el entorno de las 1.460 horas.

Respecto a las centrales programables por garantía de suministro, sus horas equivalentes de funcionamiento también se vieron reducidas, pasando de una media de 4.700 horas equivalentes en julio y agosto a unas 3.750 en septiembre y octubre.

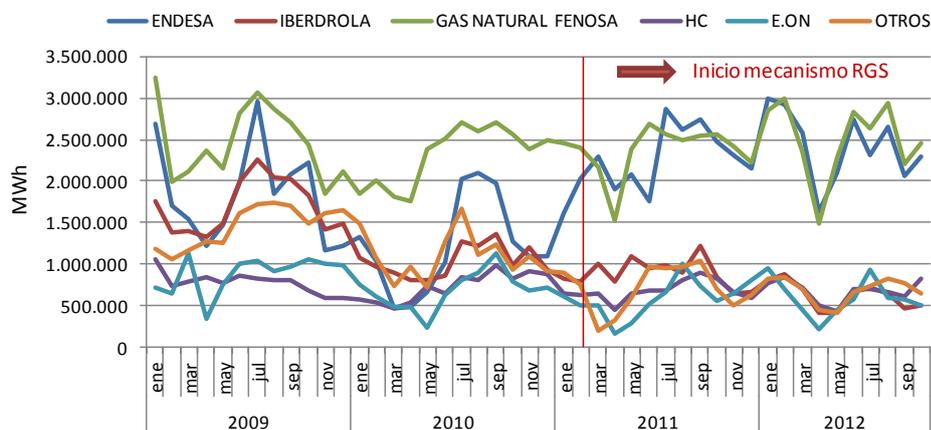
El resto de centrales de carbón, no adscritas al mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro, disminuyeron en menor medida sus horas de funcionamiento equivalente, situándose en el entorno de 4.600 horas, por debajo de los dos meses anteriores, cuando se rondaron las 5.300 horas.

Gráfico 8 - Evolución mensual de las horas equivalentes de funcionamiento anual de ciclos combinados.



# SUPERVISIÓN MERCADO ELÉCTRICO

**Gráfico 9 – Evolución mensual de la generación en P48 por grupo empresarial de centrales de carbón y ciclos combinados.**



En el siguiente cuadro se muestra la evolución mensual del reparto de toda la **generación en P48** por grupo empresarial, destacando el alza de Iberdrola, impulsado por su generación en régimen especial en septiembre e hidráulica en octubre.

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

Años	FECHA	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2010		19,8%	25,1%	13,6%	6,0%	4,5%	30,9%
2011	ene	20,9%	25,5%	13,7%	5,5%	4,3%	30,1%
	feb	21,8%	22,2%	14,8%	5,9%	4,0%	31,2%
	mar	25,3%	23,3%	12,6%	6,0%	3,7%	29,1%
	abr	26,4%	24,0%	11,0%	5,4%	2,1%	31,1%
	may	24,5%	22,9%	13,2%	4,9%	2,7%	31,9%
	jun	22,1%	20,3%	15,2%	5,4%	4,4%	32,7%
	jul	29,0%	18,5%	12,9%	5,0%	4,4%	30,2%
	ago	26,2%	19,0%	13,7%	6,0%	6,3%	28,9%
	sep	26,1%	19,2%	14,0%	6,6%	4,7%	29,5%
	oct	28,9%	17,2%	14,4%	6,6%	3,5%	29,4%
	nov	25,3%	20,4%	13,9%	5,9%	4,2%	30,3%
	dic	21,2%	22,1%	13,4%	5,9%	5,1%	32,2%
2012	ene	26,6%	18,7%	14,9%	5,9%	5,0%	29,0%
	feb	25,6%	18,4%	14,2%	6,5%	4,1%	31,3%
	mar	27,7%	18,9%	12,7%	5,8%	3,6%	31,3%
	abr	24,3%	20,3%	10,7%	6,4%	2,6%	35,6%
	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	25,0%	19,6%	13,5%	6,2%	3,2%	32,5%	

### 3. Mercado

#### 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 la siguiente tabla.

**Cuadro 3 – Evolución del precio horario final 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

Durante los meses de estudio, prosiguió el descenso del precio medio del mercado diario iniciado en el mes de julio. Sin embargo, en el mes de octubre se registró un incremento del precio final de la energía, motivado fundamentalmente por el aumento de los sobrecostes de los procesos de restricciones técnicas y los procesos del OS, como consecuencia de un descenso del precio del mercado diario así como de la demanda (el sobrecoste de estos servicios se calculan sobre el precio del mercado diario, teniendo en cuenta la demanda

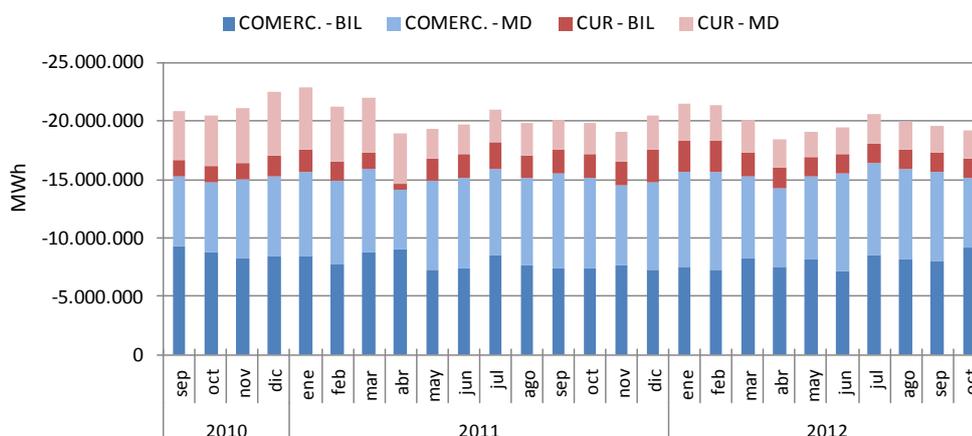
mensual). Pese a ello, ambos precios finales resultan inferiores a los registrados en los mismos meses del año pasado.

**Los precios punta alcanzados durante ambos meses se situaron en el entorno de los 70 €/MWh, a excepción del máximo del periodo, alcanzado el lunes 29 de octubre, en la hora H.21 con un precio de 75,90 €/MWh. Coincidiendo con días festivos y en periodos de elevada eolicidad, se registraron 18 horas de precios menores o iguales a 1€/MWh, con 4 horas de precio cero.**

### 3.2. Programa Diario Base de Funcionamiento

Desde el punto de vista de las compras, la cuota de suministro en mercado libre continúa estable en los mismos niveles alcanzados en el mes de mayo, situándose ligeramente por debajo del 80%, siendo este valor superior a los registrados en los mismos meses del año anterior (76,9% y 76,2% respectivamente).

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



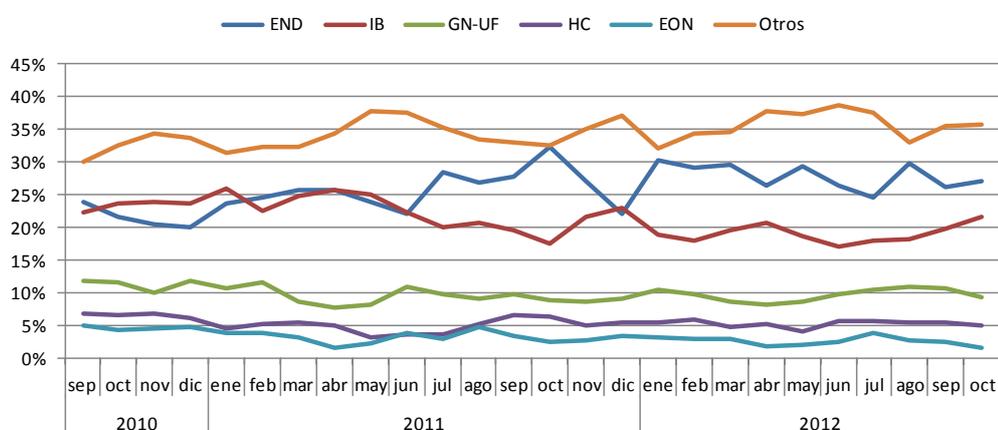
Analizando la **demanda en PDBF por grupo empresarial**, se puede destacar la continuidad del ascenso experimentado por la cuota ostentada por E.On, así como el ascenso del conjunto de comercializadores no ligados a los cinco grupos energéticos tradicionales. Igualmente cabe destacar la reducción del volumen de compras de aquellos comercializadores que cuentan con una importante cartera de clientes industriales (HC y FORTIA).

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

Año	Mes	END	IB	GN-UF	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%

Desde el punto de vista de las ventas, analizando la concentración empresarial en el Programa Diario Base de Funcionamiento, se puede destacar el alza experimentada por Iberdrola, sustentada en el incremento de la eolicidad y la hidraulicidad registrada en estos dos últimos meses, mientras que el descenso del hueco térmico es acusado por el resto de grandes generadores.

**Gráfico 11 - Generación neta mensual por empresa en PDBF (Mercado diario + bilateral) en zona española.**



### 3.3. Análisis de costes y precios del mercado diario

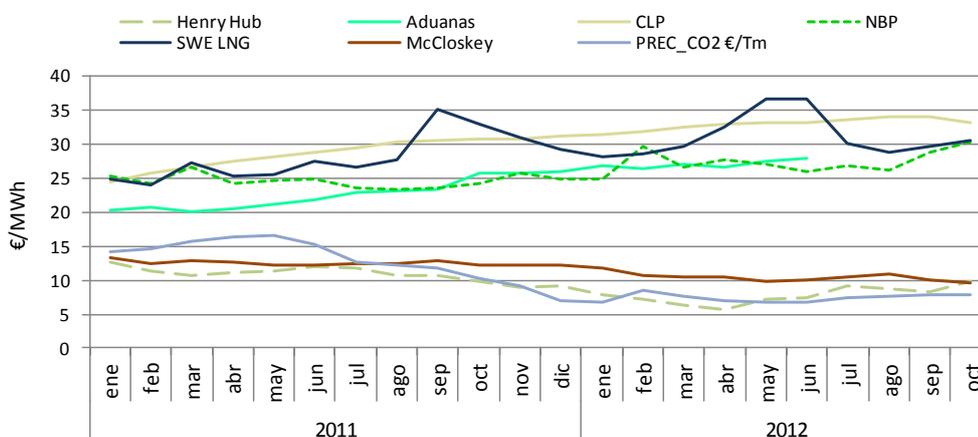
El precio medio de la **referencia spot de gas natural NBP** continuó su ascenso durante los meses de **septiembre y octubre**, llegando a superar los 30 €/MWh. La **referencia de largo plazo descendió en el mes de octubre**, tras dos años de ascenso, ayudado por la revalorización del euro frente al dólar iniciada en el mes de septiembre. En cuanto al precio de la referencia del gas en la península ibérica (**GNL SWE**), su evolución en los últimos meses hace que su diferencia con respecto al NBP sea nula. La **referencia Henry Hub de Estados Unidos también ascendió ligeramente**, llegando a superar los 10 €/MWh.

Según World Gas Intelligence, la **demanda de gas** en la península ibérica continuó muy débil y se trató de dirigir las re-exportaciones hacia Sudamérica. Según Enagás, los trasvases para el mes de octubre alcanzan valores máximos.

El precio de la referencia de carbón **McCloskey**, descendió en los meses de **septiembre y octubre**, continuando así su descenso, con valores situados por debajo de los 10 €/MWh. Este descenso se ve sustentado en el incremento de las exportaciones realizadas por EE.UU, quien lo sustituye en su mercado interior por su creciente producción de shale gas.

Por último, **el precio de los derechos de emisión de CO2** repuntó ligeramente en ambos meses, situándose en el entorno de los 7,85 €/MWh.

Gráfico 12 - Precios medios diarios de combustibles y CO2.

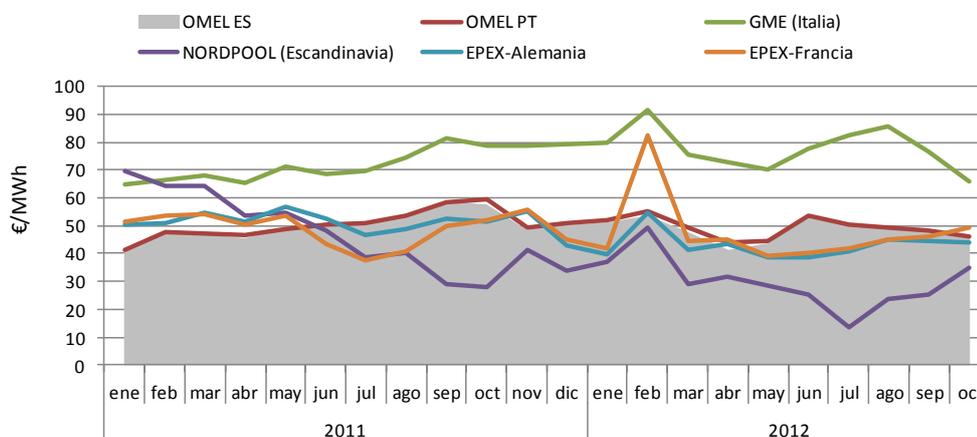


### 3.4. El MIBEL y otros mercados europeos

Durante los meses de septiembre y octubre **se registró una convergencia hacia el precio del MIBEL** del resto de las principales referencias europeas, destacando así la proximidad con las referencias alemana y francesa, situándose esta última por encima de la española en media mensual durante el mes de octubre.

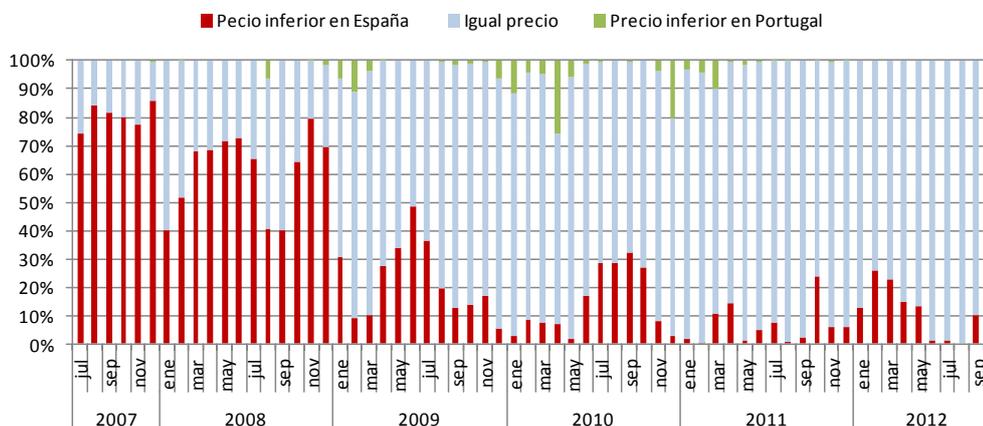
Cabe reseñar el repunte de la referencia **Nordpool**, prácticamente triplicando los bajos precios registrados en el mes de julio, así como la profundización en el descenso del mercado italiano iniciado en el mes de agosto.

Gráfico 13 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



Tras los elevados niveles de **acoplamiento del MIBEL** en los meses de julio y agosto, (99% y 100% respectivamente), en septiembre y octubre se registraron valores del **90% y 92%** respectivamente. Estos niveles de acoplamiento se explican en parte por las importantes reducciones en la capacidad de interconexión acaecidas durante los meses de estudio, muchas de ellas originadas por motivos de seguridad en la red, derivados de la alta eolicidad prevista.

Gráfico 14 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



El saldo neto en la interconexión continúa arrojando un saldo netamente **exportador en sentido España - Portugal**.

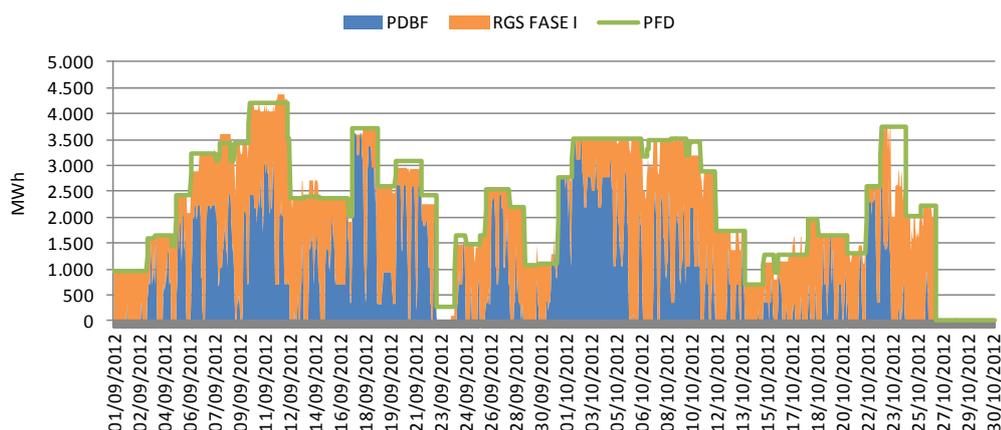
**En la frontera con Francia**, el superior precio del mercado francés frente al español derivó en un saldo neto exportador en el mes de Octubre, tras cinco meses consecutivos de importaciones. Durante ambos meses se registraron reducciones importantes de la capacidad de la interconexión debido a trabajos acometidos en la misma.

Con respecto a **Marruecos**, también se registraron importantes restricciones por trabajos en las líneas, manteniéndose los habituales niveles de exportación.

### 3.5. Restricciones por garantía de suministro

Como se ha comentado anteriormente, las centrales de carbón adscritas al RD 134/2010 carecieron de programación en el Plan de Funcionamiento Diario entre el día 27 de octubre y 4 de noviembre, ambos inclusive. De este modo, a **31 de octubre de 2012**, el volumen de quemado alcanzó el **77% del volumen máximo establecido para el año 2012** (22,2 TWh), mientras que en la misma fecha del año pasado este porcentaje era del 65,1%, siendo el volumen máximo establecido para el año 2011 de 23,3 TWh.

**Gráfico 15 - Programación en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento diario. Julio y Agosto 2012.**



**El coste del proceso de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro durante los diez primeros meses del año fue de 354 millones de euros.**

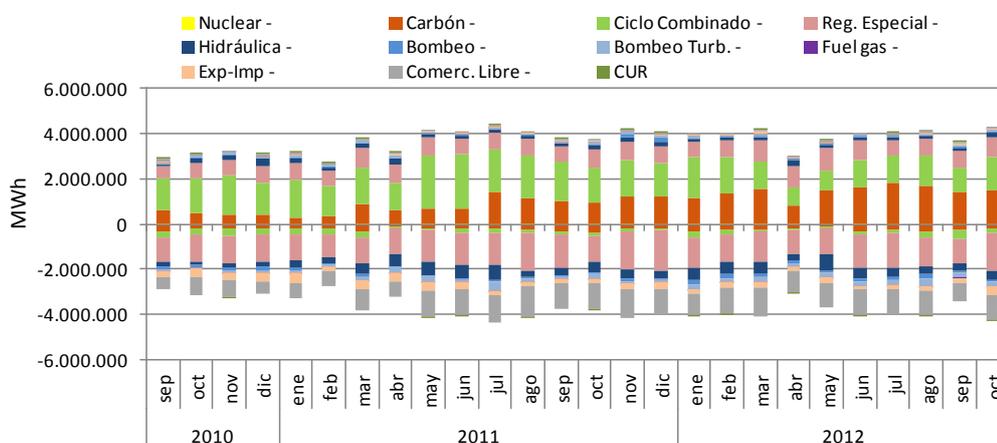
Conforme a la **resolución de fecha 4 de octubre de 2012**, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el tercer trimestre del año, **se incrementaron los costes totales por central** vigentes hasta la fecha, como consecuencia de un incremento de los costes fijos unitarios al considerar un volumen de programación reducido en este trimestre. **Esto supone un aumento del coste previsto para 2012 en 58 M€, ascendiendo así el coste total estimado para el año 2012 a 542 M€.**

### 3.6. Mercado intradiario

El **precio medio ponderado en el mercado intradiario** fue de 48,14 €/MWh para el mes de septiembre y de 45,24 €/MWh para octubre, mientras que el **precio medio ponderado del mercado diario** fue de 48,47 €/MWh y 46,27 €/MWh respectivamente.

Los **volúmenes de energía negociados en los mercados intradiarios** representaron el 14% y 17% de la energía negociada en PDBF en los meses de septiembre y octubre, si bien el incremento neto de generación fue del 6% y 7% respectivamente.

*Gráfico 16 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.*



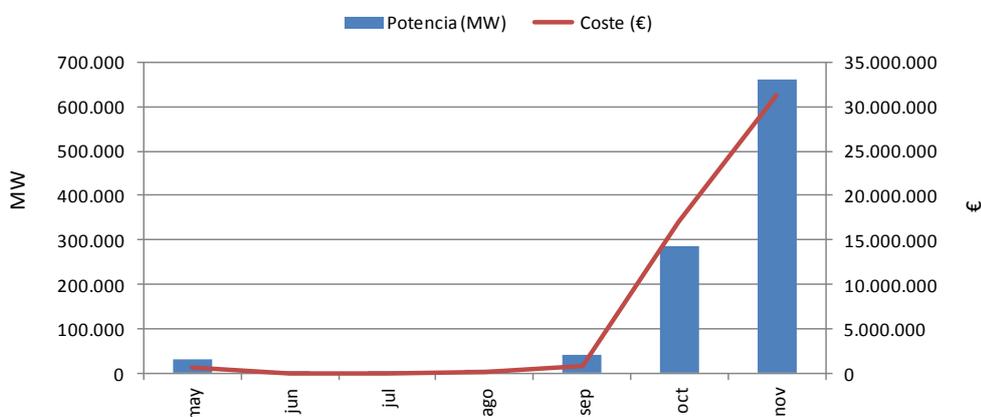
Las comercializadoras que habitualmente venían comprando un volumen significativo de energía en los mercados intradiarios, continúan realizando esta actuación.

### 3.7. Servicios de Ajuste del Sistema

El **precio medio de la banda secundaria se incrementó en los meses de estudio**, superando los 36,5 €/MW en el mes de octubre.

Desde la entrada en vigor del mecanismo de Reserva de potencia adicional a subir, en el mes de mayo, hasta el mes de noviembre incluido, se ha asignado potencia por un valor superior a los 50 M€. Esta asignación de potencia varía significativamente en función del mes, habiéndose asignado en los meses de octubre y noviembre el 91% del total, lo que supone el 97% del coste económico asociado.

Gráfico 17 - Evolución mensual de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.



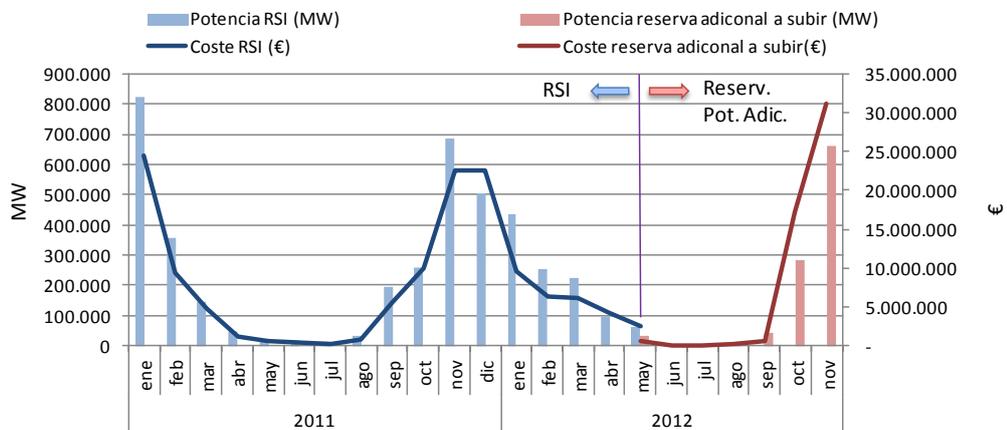
El coste total del mecanismo de reserva desde su entrada en vigor en mayo de 2012 hasta noviembre estaría en el entorno de los 50 M€, pudiéndose así estimar un coste anual cercano a los 120 M€.

Si se compara el coste registrado hasta la fecha del actual mecanismo de reserva de potencia adicional a subir con el antiguo de reserva de potencia insuficiente (RSI), se aprecia cierto incremento del coste del nuevo mecanismo frente al antiguo.

Para realizar esta comparación hay que tener en cuenta que con el mecanismo RSI, vigente hasta mayo de 2012, se asignaba un cierto volumen de energía, mientras que con el mecanismo de reserva de potencia adicional a subir, lo que se asigna es un volumen de potencia.

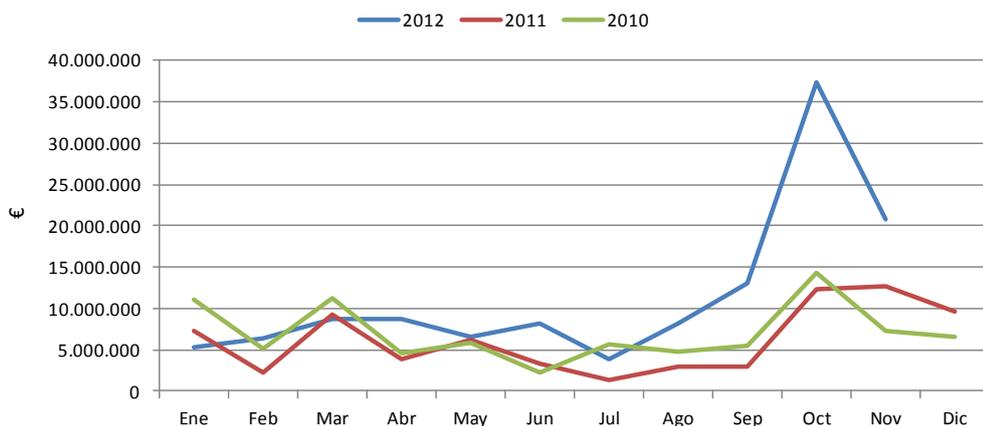
De este modo, el importe de RSI ha sido calculado como la diferencia entre el coste de la energía asignada en concepto de reserva de potencia insuficiente y la valoración de ese volumen de energía a precio medio de RT2. La potencia aportada mediante el mecanismo de RSI se ha calculado como la diferencia entre el máximo técnico y el mínimo técnico de cada central programada por RSI.

Gráfico 18 – Comparación de mecanismos RSI y Reserva de potencia adicional a subir.



El mayor coste que supone el actual mecanismo de reserva de potencia adicional a subir en comparación a RSI se ha visto afectado, entre otras causas, por el número reducido de interacciones (4) que contempla el P.O. 3.9 para el proceso de asignación. En algunos casos, esto ha provocado que no llegue a cubrirse el 90% del requerimiento de reserva de potencia publicado, lo que ha supuesto a su vez la programación de un mayor número de grupos térmicos en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real. Esto explica el aumento del coste de este proceso registrado desde el mes de octubre. Si bien la energía asignada no presenta grandes variaciones frente a años anteriores, el coste unitario se incrementa de manera significativa.

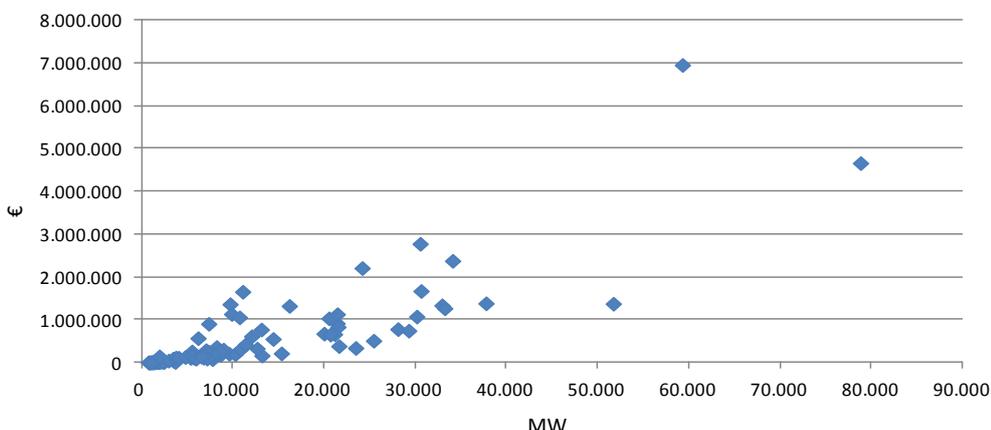
Gráfico 19 - Coste mensual del proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.



Adicionalmente, no se puede descartar que la existencia de unidades que casan por debajo de mínimo técnico, pueda estar impidiendo la casación de otras que aportarían reserva, de cara al mecanismo de reserva de potencia adicional a subir.

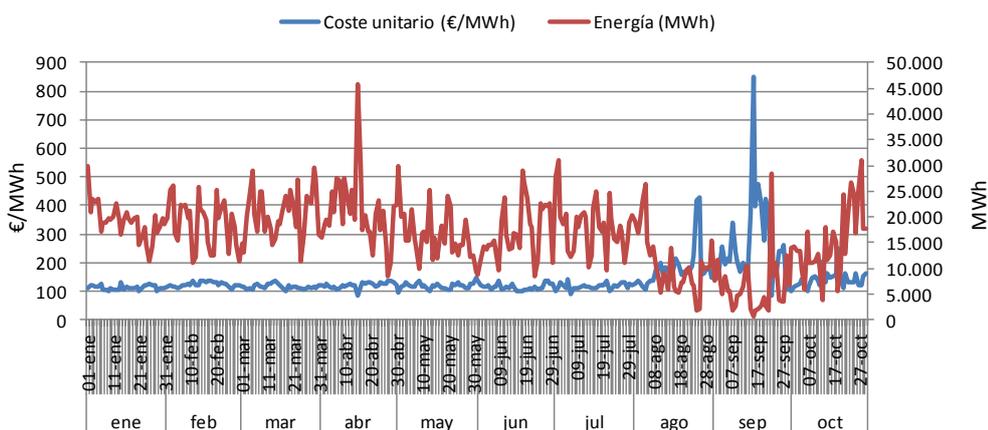
En la siguiente gráfica se aprecia la distribución de las asignaciones desde la entrada en funcionamiento del mecanismo según potencia y coste diarios del mecanismo de reserva.

Gráfico 20 – Distribución de potencia y coste de asignación diaria de reserva de potencia adicional a subir.



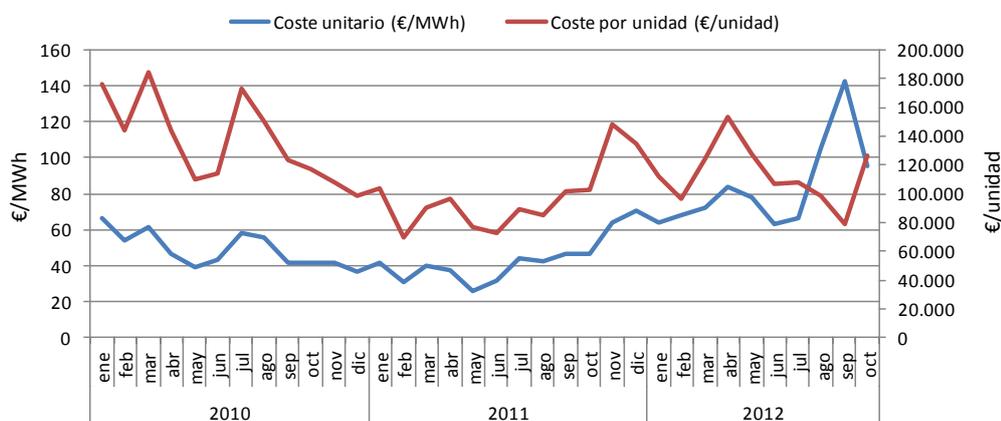
Como se comentó en el informe anterior, la estrategia que llevaron a cabo durante el mes de agosto numerosos agentes, consistente en programar sus unidades de ciclo combinado en el PDBF ligeramente por debajo de mínimo técnico y así resultar más competitivos en la solución de restricciones técnicas, se vio aún más acusada durante el mes de septiembre, disminuyendo así enormemente la energía programada en la **Fase I del proceso de restricciones técnicas a subir del PDBF** durante ese mes. Sin embargo, esta tendencia se redujo sensiblemente durante el mes de octubre, incrementándose de nuevo la energía a subir programada en la Fase I de restricciones, al aumentar la diferencia entre la cantidad de energía ofertada por debajo de mínimo técnico y el propio mínimo técnico de cada unidad.

Gráfico 21 – Evolución diaria del coste de restricciones técnicas a subir (transporte y distribución) frente a energía asociada al proceso. Año 2012.



Si bien se observa un incremento del precio unitario de la energía programada por restricciones técnicas al PDF, el coste por central de generación se redujo.

**Gráfico 22 – Evolución mensual del coste neto unitario de restricciones técnicas (transporte y distribución) frente coste por unidad de generación.**



*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.*

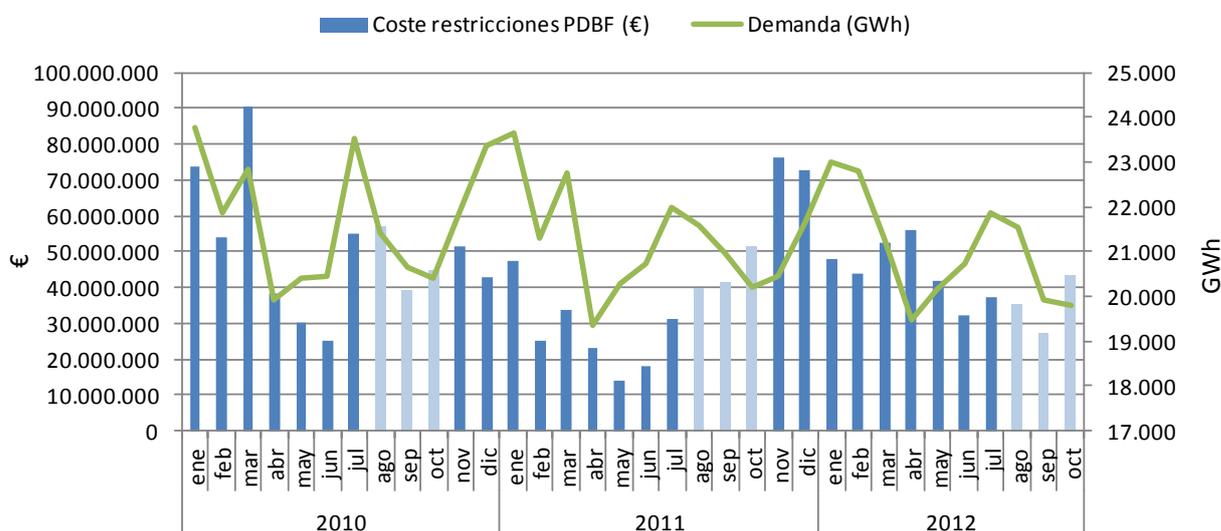
De esta manera, el ingreso medio ponderado mensual que se registró en la Fase 1 se incrementó durante septiembre hasta los 184 €/MWh, para disminuir en octubre hasta los 136 €/MWh.

El pasado día 27 de septiembre se produjo la programación en tiempo real de una unidad, sobre la que se había establecido un programa mínimo de funcionamiento por seguridad, con 8,3 MWh, al precio de la oferta de RR.TT. presentado por defecto (99.999 €/MWh). Este hecho se produjo al declararse la unidad indisponible para un cierto periodo de tiempo y recuperar de nuevo la disponibilidad en un plazo menor al previsto inicialmente. Finalmente, a petición de la propia unidad de programación, se ha procedido a reliquidar dicha energía a un precio inferior.

El día 29 de septiembre, por motivos de seguridad en la red, se produjo en tiempo real el redespacho de 540 MWh en concepto de energía a subir, a una unidad de ciclo combinado, al precio de la oferta de RR.TT. presentada por el agente para las restricciones al PDBF. Dicho precio era superior a 5.000 €/MWh, al tratarse de una oferta cuyo objetivo era la asignación de 1 MWh, al presentar dicha unidad, tras el mercado diario, un programa igual a su mínimo técnico menos 1 MWh. Como en el caso anterior, a petición de la propia unidad, se ha procedido a reliquidar dicha energía.

Conforme a lo comentado anteriormente, en el siguiente gráfico se muestra la evolución en los últimos meses del **coste del proceso de restricciones al PDBF**. Se puede apreciar que, en comparación con años anteriores, el coste asociado al proceso de restricciones se reduce desde que los agentes empezaron a ofertar levemente por debajo del mínimo técnico de las unidades (agosto 2012), de tal modo que, si bien los precios por megavatio resulten muy elevados, el coste total del proceso se aminora, puesto que el volumen de energía a subir es muy reducido.

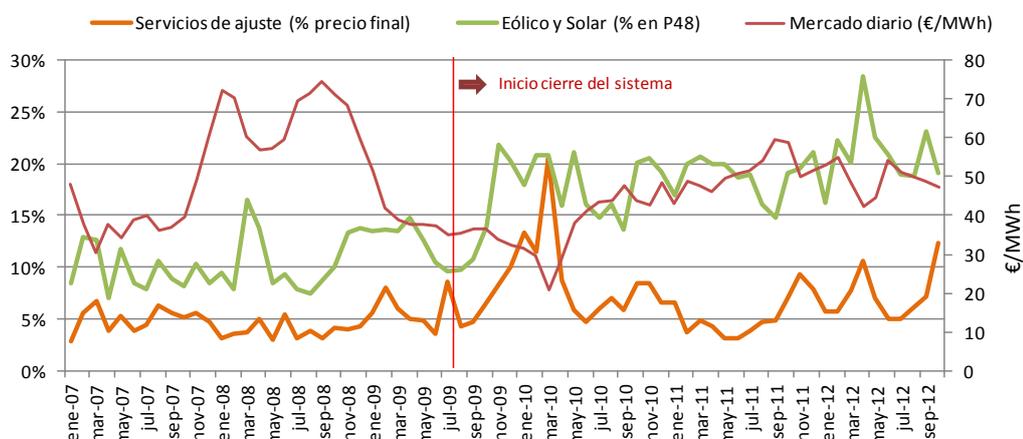
**Gráfico 23 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento frente a demanda en barras de central.**



Nota: El coste mensual de restricciones técnicas hasta mayo de 2012 incluye el coste del mecanismo de reserva de potencia insuficiente (RSI).

Finalmente, en el siguiente gráfico se observa el aumento del peso de los servicios de ajuste del sistema en el precio final de la energía, entendidos como la suma de los costes de las restricciones y los procesos asociados al Operador del Sistema, durante los dos últimos meses.

**Gráfico 24 – Peso de los servicios de ajuste en el precio final de la energía frente a participación en P48 de diversas tecnologías y precio del mercado diario.**

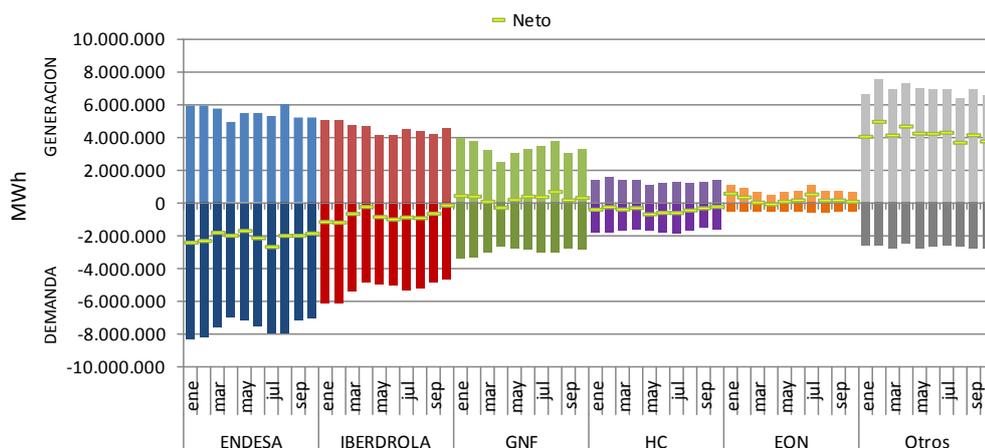


Adicionalmente a lo ya mencionado, se puede apreciar la influencia de otros parámetros sobre los servicios de ajuste del sistema, como son el peso de las tecnologías eólica y solar.

### 4. Balance empresarial

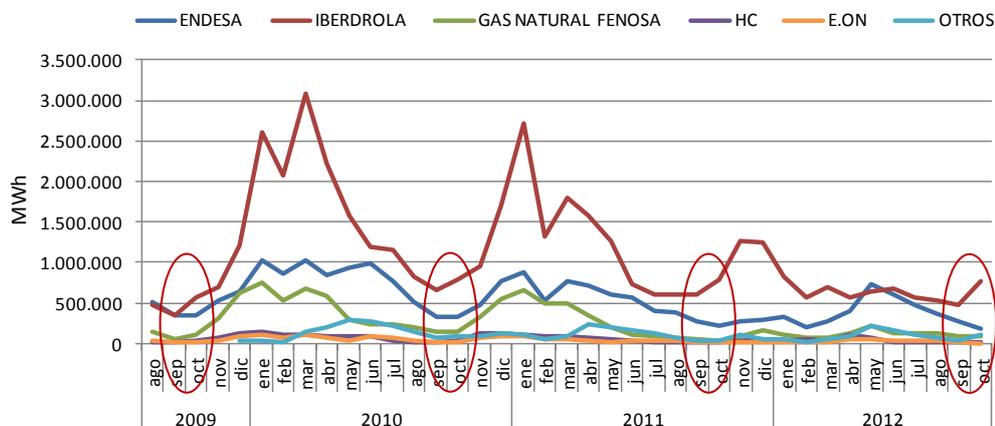
Salvo Endesa, quien mantiene una fuerte posición compradora, el resto de los grupos convencionales parecen acercarse a una situación de equilibrio, alcanzando la mayoría de ellos un saldo de compras y ventas casi nulo en octubre.

Gráfico 25 – Evolución mensual del saldo neto de energía por agente. Año 2012.



Cabe destacar la evolución de **Iberdrola**, a quien, un fuerte incremento de su generación eólica (septiembre y octubre) e hidráulica (octubre), le han permitido pasar de un saldo eminentemente negativo a un saldo cercano al equilibrio. Hay que resaltar especialmente su **generación hidráulica en el mes de octubre, con un importante aumento respecto al mes anterior**, incremento no registrado por el resto de grandes generadores. Este comportamiento es similar al acontecido en años anteriores.

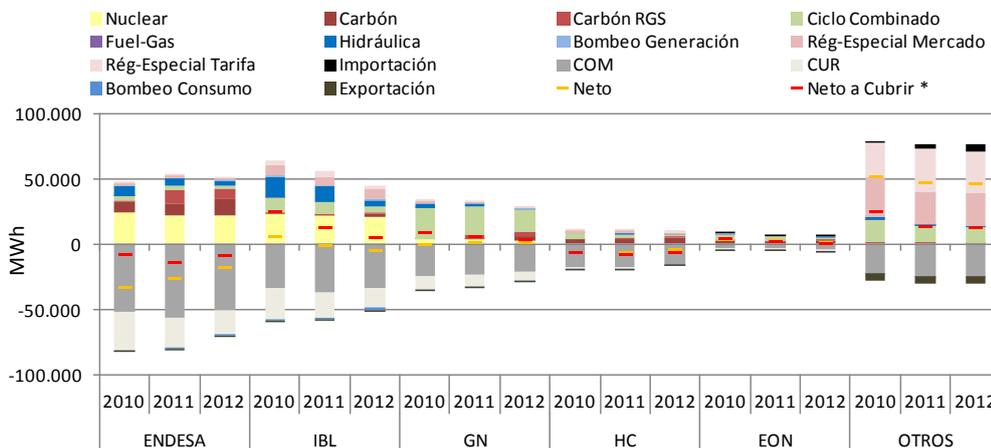
Gráfico 26 - Evolución mensual de la generación hidráulica por grupo empresarial en P48.



En el siguiente gráfico se muestra la evolución en el acumulado anual del **saldo neto por agente y tecnología**, donde, al igual que en el análisis interanual, se aprecia una tendencia

hacia un saldo neto más equilibrado.

Gráfico 27 - Saldo de energía por agente y tecnología. Acumulado anual (Enero-Octubre).



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