



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME SOBRE EL
COMPORTAMIENTO DEL MERCADO
MAYORISTA DE ELECTRICIDAD
DURANTE LOS ÚLTIMOS MESES DE
2012 Y ENERO 2013**

16 de mayo de 2013

INFORME SOBRE EL COMPORTAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DURANTE LOS ÚLTIMOS MESES DE 2012 Y ENERO 2013

1 OBJETO

El objeto de este documento es contestar a la solicitud de informe del 20 de diciembre de 2012 remitida por el Director General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo a esta Comisión.

En concreto, se solicita análisis sobre las siguientes cuestiones:

- Evolución sobre el incremento del coste de los mercados de operación del operador del sistema
- Comportamiento inusual dentro del mercado mayorista de electricidad en relación con informaciones aparecidas en medios de comunicación
- Informe sobre comportamiento del mercado diario en fechas anteriores a la celebración de las subastas CESUR
- Cualquier otra circunstancia que pueda estar provocando una evolución anómala de los precios

2 RESUMEN Y CONCLUSIONES

2.1 Evolución sobre el incremento del coste de los mercados de operación del operador del sistema:

En los últimos años se ha apreciado un incremento en la repercusión del sobrecoste de las restricciones técnicas y los mercados de ajuste en el precio final medio del mercado eléctrico, de tal forma que si la suma de estos dos componentes representaba en 2009 unos 700 millones de €, en 2012, esta cifra ha alcanzado unos 1.200 millones de €.

Entre dichos mercados de ajuste, cabe destacar el incremento registrado en los últimos meses de 2012 en el sobrecoste de las restricciones técnicas al Programa Base Diario de Funcionamiento (PBDF, mercado diario + contratos bilaterales). En cuanto al sobrecoste que representa la reserva de potencia a subir, es relevante el elevado valor alcanzado en octubre y noviembre de 2012 frente a otros meses con un requerimiento de reserva similar. Por otra parte, también resulta destacable el incremento paulatino del sobrecoste de la banda de regulación secundaria en los últimos años, pasando de unos valores entre 0,5 €/MWh y 1€/MWh¹ a valores comprendidos entre 1 €/MWh y 2 €/MWh en 2012. Adicionalmente, destaca el sobrecoste que representa el segmento de restricciones en tiempo real, que en octubre de 2012 ha alcanzado los 1,8 €/MWh, valor superior a los valores históricos que no superaban los 0,5 €/MWh. Finalmente, se reitera la ineficiencia que crea el actual sistema de cierre de la energía en el mercado. A continuación se analiza en detalle cada uno de estos segmentos.

Restricciones técnicas al PDBF. El número de centrales programadas por el OS para resolver restricciones técnicas se ha incrementado sustancialmente desde septiembre de 2011. Este

¹ Los valores se muestran como sobrecoste que representan para la demanda, por esa razón se muestran en €/MWh.

incremento ha venido motivado en parte, por la reducción de centrales térmicas programadas por encima de su mínimo técnico en el PDBF que pudieran resolver problemas técnicos zonales, derivado de la menor demanda y mayor participación de energías renovables sobre el PDBF.

Adicionalmente, desde agosto de 2012, el coste unitario de este mecanismo se ha incrementado significativamente, derivado de actuación de algunas centrales, que consiste en obtener un programa en el PDBF inferior a su mínimo técnico, y por tanto no viable, de tal forma que estas centrales siguen siendo necesarias para la resolución de restricciones técnicas. En esta situación, estos grupos térmicos requieren de un menor movimiento de energía para su programación a mínimo técnico en el proceso de solución de restricciones técnicas, lo que representa una situación ventajosa frente a otros grupos térmicos para ser programados para la solución de las restricciones técnicas. En consecuencia, el precio medio ofertado a restricciones por estas centrales se incrementa significativamente, al repartir sobre un volumen reducido de energía su sobrecoste de generación sobre el mercado diario². No obstante, el coste medio por unidad programada en restricciones resulta similar al de periodos anteriores. Estos precios elevados son los que han aparecido en diversos medios de comunicación en los últimos meses.

Esta actuación está teniendo tanto un impacto en la formación de precios del mercado diario como en las necesidades de reserva del sistema, ya que se estaría impidiendo la casación en ese mercado de otras unidades que podrían aportar reserva.

En cuanto al encaje de su actuación en una infracción sectorial, la conducta presenta problemas importantes para su subsunción en un tipo sancionador. No obstante, esta Comisión considera que el principio que subyace en el diseño de mercado establecido en la Ley 54/97, en las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica, y en los procedimientos de operación del sistema, es que el PDBF debería recoger el desglose de una serie de programas viables de las correspondientes unidades de producción, resultado de la casación de las ofertas y de los contratos bilaterales. Este principio queda reflejado, en la Ley 54/97 al definirse el mercado de producción como un mercado en el que los agentes deben realizar ofertas por sus unidades de producción físicas y no formando parte de un portfolio, tal y como podría entenderse el comportamiento analizado. Por su parte, también cabe citar, por ejemplo, la existencia en las citadas reglas de mercado de una serie de ofertas complejas como la condición de indivisibilidad, parada programada o gradiente de carga, cuya consideración está orientada a garantizar al productor el despacho de programas físicamente viables en el mercado diario. Adicionalmente, cabe citar la condición compleja de ingresos mínimos, cuyo objetivo persigue garantizar un despacho económicamente viable en el mercado diario. Por el contrario, con esta conducta, los agentes precisan de una programación posterior del Operador del Sistema para hacer que su despacho consiga ser económicamente viable, anulando su programa en caso contrario, en mercados posteriores.

Por todo ello, esta Comisión considera que esta conducta no se adecúa al objetivo con el que se diseñó el mercado diario ni el P.O. 3.2 de restricciones técnicas, por lo que en el Informe de la CNE sobre *“la Propuesta de modificación de los Procedimientos de Operación P.O.3.1, P.O 3.2, P.O.3.8 y P.O.3.9, aprobado por el Consejo de la Comisión, en su sesión de 18 de abril de 2013,*

² Esto ha motivado que el precio de la programación de 1 MW en el proceso de restricciones haya superado los 30.000 €/MWh

para contemplar el cambio de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12h00 CET”, se ha incluido la conveniencia de que se lleve a cabo una revisión de los P.O y se remita con urgencia al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la propuesta, a efectos de evitar, entre otros, estos comportamientos³ y se minimicen los impactos económico para el consumidor. En este sentido, se ha solicitado a REE que analice una serie de alternativas posibles respecto a la aplicación y modificación de los procedimientos de operación a estos efectos.

Reserva de potencia adicional a subir. Se ha registrado un incremento del coste de este mecanismo, especialmente en octubre y noviembre de 2012, motivado principalmente, por la utilización por parte del Operador del Sistema de un algoritmo que descarta en las primeras etapas ofertas más baratas que el precio que resulta finalmente casado, y por la forma de ofertar de algunos agentes, que aun presentado precios reducidos, quedaban descartadas en las primeras iteraciones del algoritmo, al no ser consideradas en la totalidad de los bloques ofertados.

Por ello, La CNE ha planteado la necesidad de introducir con urgencia una serie de mejoras para perfeccionar dicho algoritmo⁴, y en su caso, modificación del procedimiento de operación correspondiente. En concreto, se han planteado diferentes alternativas como por ejemplo, ampliar el número de iteraciones, plantear requerimientos diarios en lugar de horarios, replantear las condiciones complejas asociadas a este algoritmo, utilización de una condición de ingresos mínimos, etc. Estas modificaciones deberían ser incluidas por el Operador del Sistema en una propuesta de modificación de P.O para su remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a la mayor brevedad posible, con el fin de minimizar el impacto económico que está teniendo sobre el consumidor.

Adicionalmente, esta Comisión considera que si bien el diseño actual del algoritmo permite la realización por parte de los agentes de ofertas muy diferentes entre unas horas y otras, esta forma de ofertar no parece reflejar una estructura de costes de generación real, ni adaptarse a la filosofía del diseño inicial de este mecanismo.

Banda de regulación secundaria. Se aprecia un incremento significativo de la banda de regulación secundaria en momentos puntuales coincidiendo con una alta eolicidad, y en general, con la rampa de subida de demanda de la mañana. En estos momentos, existen pocas unidades que acopladas, y algunas de las que están se encuentran arrancando durante esa rampa de subida por lo que no pueden aportar reserva.

Adicionalmente, sin perjuicio de que en periodos puntuales de alta eolicidad, el coste de la banda sea muy elevada, también se aprecia una tendencia ascendente en el sobrecoste de la banda sobre el precio del mercado diario, que desde mediados de 2011, recoge un incremento del

³ “Respecto a esta posterior revisión de los procedimientos de operación, esta Comisión considera que esta revisión debería realizarse lo antes posible, a fin de intentar resolver sin dilación los temas planteados por los agentes, especialmente en lo relativo a la implementación del procedimiento de reserva adicional a subir (P.O.3.9) y del procedimiento de restricciones en tiempo real, cuyos diseños se han manifestado mejorables a la vista de los incrementos de costes registrados a finales del año 2012, así como de la desincentivación de programas infactibles en mercado diario.”

⁴ Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Septiembre y Octubre 2012, remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el 19 de febrero de 2013.

entorno de 0,5€/MWh a final de 2012. La justificación a este incremento se encuentra en que el coste de la banda secundaria se ha incrementado más que el precio marginal del mercado diario por el encarecimiento del coste de generación del ciclo combinado y del coste de oportunidad de la hidráulica. Al contrario del mercado diario, que desde mediados de 2011, parece reflejar el coste marginal de una central de carbón, -motivado por el exceso de capacidad existente en el sector eléctrico y por el reducido coste de esta tecnología frente a los ciclos-, la banda de regulación secundaria estaría reflejando un coste marginal más elevado, al tener una participación muy relevante en este segmento las centrales de ciclo combinado y la hidráulica:

- Así, el precio del gas se ha incrementado en 2012 con respecto a 2011 en torno a un 7-14% (en función de la referencia utilizada), mientras que el precio del mercado diario se ha reducido un 4%.
- Por su parte, la tecnología hidráulica ofertada ha experimentado un encarecimiento de sus ofertas a banda secundaria desde mediados de 2011, lo que podría estar justificado por la reducción de las reservas de los embalses como consecuencia de las bajas precipitaciones registradas durante 2011 y 2012.

Por todo ello, no cabe concluir que existan comportamientos de los agentes en el segmento de banda de regulación secundaria que no estén suficientemente justificados.

Restricciones técnicas en tiempo real. Durante los meses de octubre y noviembre de 2012, se registró un incremento significativo del coste del mecanismo de resolución de restricciones técnicas en tiempo real para aportar al operador del sistema reserva de potencia a subir, pasando de unos 3-5 millones de euros mensuales a 33 y 14 millones de €, en octubre y noviembre respectivamente. A la vista de la modificación de las ofertas realizadas a dicho servicio por parte de algunos ciclos combinados, se ha apreciado un notable incremento de precios, especialmente significativo durante el último cuarto del año 2012.

Por ello, el Consejo de la CNE, en su sesión de 19 de febrero de 2012, ha acordado la apertura de expediente informativo a las empresas que son titulares de estas centrales.

Adicionalmente, la manera en cómo se liquida la retribución de este servicio- retribuyendo toda la energía programada durante todo el día al precio resultante de restricciones técnicas en tiempo real-, ha motivado un incremento de los ingresos de los agentes, y en consecuencia, un incremento de los costes para el consumidor. A este respecto, se considera que el OS debe realizar una propuesta de modificación del PO correspondiente para mejorar el modo de liquidación de este mecanismo, y su remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a la mayor brevedad posible, con el fin de minimizar el impacto económico que está teniendo sobre el consumidor.

Cierre de energía. Desde el 1 de julio de 2009, los comercializadores compran en el mercado de acuerdo a la energía que van a consumir sus clientes, elevada a barras de central mediante las pérdidas estándares y teniendo en cuenta unos perfiles de consumo estándares, que reparten la energía diaria/mensual de forma horaria. Entre la energía consumida en contadores elevada a barras de central y la energía generada realmente se produce una diferencia o un descuadre, que se denomina “el cierre” de la energía. Esta energía de cierre que aparece desde el 1 de julio de 2009, no se negocia en el mercado diario, sino que surge como un desvío adicional del sistema.

Por tanto, la energía necesaria para cubrir ese descuadre precisa la programación de servicios de ajuste adicionales, y por tanto, suponen un coste superior al que resultaría si su programación de la energía de cierre se hubiera realizado en el mercado diario, lo que está representando desde julio de 2009, unos 100 millones de euros anuales de incremento de coste para el conjunto de la demanda (esto representa la mitad del sobrecoste de los servicios de desvíos, terciaria y de energía de secundaria).

Por ello, se considera necesaria, a la mayor brevedad posible, la aprobación de la disposición incluida a estos efectos en el Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, que fue remitido para informe a la CNE el 8 de septiembre de 2011.

2.2 Evolución de precios del mercado diario previo a subastas CESUR

A la vista de las ofertas realizadas por los agentes al mercado diario con carácter previo a las subastas CESUR, no puede concluirse que, de forma general y sistemática, se produzca un incremento de precio del mercado diario en días previos a las subastas CESUR de forma sostenida hasta la celebración de la misma. Si bien se aprecian episodios puntuales como en los días previos a las subastas Q1 2011, Q4 2012 y Q1 2013, donde se puede observar unos precios de mercado medios diarios relativamente más elevados que en los días previos, éstos resultan explicados, no por una variación de las ofertas de los agentes, sino fundamentalmente por la coincidencia de unos niveles reducidos de producción renovable.

2.3 Evolución del precio del mercado diario en Enero 2013

El precio medio aritmético del mercado diario en la zona española ha sido en enero de 2013 de 50,50 €/MWh, un 21% superior al de diciembre de 2012 (41,73 €/MWh). Algunos de los factores que han podido influir en el incremento del precio del mercado diario registrado durante la primera quincena de enero de 2013, responden a factores estacionales como la evolución de la demanda, la eolicidad o la hidraulicidad, pero otros responden a cambios en las ofertas de compra y venta efectuadas por los agentes. Algunas de las modificaciones experimentadas en estas ofertas desde enero que alcanzan hasta los 60€/MWh en algunos casos, no presentan una justificación suficiente derivada de las nuevas medidas fiscales ni de la evolución de los costes. En consecuencia, el Consejo de la CNE, en su sesión del 7 de febrero ha acordado la apertura de un expediente informativo a los titulares de instalaciones de régimen ordinario implicados para conocer las causas que hayan motivado tales comportamientos.

2.4 Necesidad de una revisión del marco de la regulación de los servicios de ajuste del sistema

Los mecanismos de servicios de ajuste vigentes fueron diseñados en el comienzo del modelo del mercado, cuando el contexto energético era muy diferente al que presenta el sector eléctrico en la actualidad. Como consecuencia, en algunas ocasiones, se aprecian ciertas ineficiencias en la

forma en cómo se ha adaptado su utilización al contexto actual, tal y como se ha puesto de relieve en este informe⁵. Adicionalmente, se ha tener en cuenta que se encuentra en proceso de desarrollo el Código de Red de Servicios de Balance europeo que establecerá cuales serán los requisitos que deberán cumplir los mecanismos de intercambios de energías de balance entre los Estados Miembros. Ante este nuevo, marco energético y regulatorio, se considera necesario abordar una revisión de los mecanismos de ajuste, que tenga en cuenta las características propias del sistema español de alta participación de renovables y el enfoque europeo al que debe orientarse cualquier diseño que se adopte.

En este sentido, el Consejo de la CNE ha acordado la creación de un Grupo de Trabajo para analizar las mejoras necesarias para adaptar el diseño de los servicios de ajuste actuales, con la participación de los agentes del mercado, el operador del mercado y el operador del sistema. El grupo de trabajo analizará entre otros los siguientes aspectos:

- 1.Revisión y actualización de la secuencia temporal de los servicios de ajuste y su simplificación.
- 2.Mejoras en la asignación del servicio de reserva de potencia adicional
- 3.Mejoras de la regulación del descuadre en el cierre de la energía en el mercado
- 4.Mecanismo de imputación del coste de los desvíos
- 5.Revisión y actualización del servicio de regulación secundaria y la implantación de perímetros de equilibrio
- 6.Análisis de la problemática de las restricciones técnicas zonales
- 7.Coordinación de la reserva de potencia con los operadores de los sistemas vecinos.
Energías de balance
- 8.Participación del régimen especial y la demanda en los servicios de ajuste
- 9.Imputación del coste de los servicios de ajuste

El nuevo diseño deberá tener en cuenta las recomendaciones establecidas en la Directriz Marco sobre Servicios de Balance de ACER⁶, facilitando la participación de la demanda, de las energías renovables así como de los nuevos entrantes en los servicios de ajuste, a fin de incrementar la eficiencia y la competencia de estos mercados.

En este sentido, cabe citar que, con la promulgación del RD-Ley 2/2013, algunas de las instalaciones de régimen especial que estaban hasta ese momento aportando esos servicios, al pasar a estar acogidos a la opción a) del artículo 24 Real Decreto 661/2007, ya no pueden hacerlo. A este respecto, esta Comisión considera que se debería modificar el texto del Real Decreto 661/2007 para permitir la participación del régimen especial en los servicios de ajuste potestativos, independientemente de su modo de retribución, sin perjuicio de que deban cumplir todos los requisitos exigibles para ello.

⁵ La mayor parte de estas ineficiencias han sido analizadas por la CNE en varios de sus informes, en particular, en el “Informe 2/2012 de la CNE sobre el Sector Energético Español”, de 7 de marzo de 2012.

⁶ Framework Guidelines on Electricity Balancing. ACER.

Adicionalmente a la introducción de estas mejoras, se considera necesaria la consideración progresiva de mecanismo de incentivos al operador del sistema, con el fin de garantizar la seguridad del suministro minimizando el coste de la programación de los servicios de ajuste, de acuerdo con lo propuesto en el informe 2/2012 sobre el sector energético español de 7 de marzo, donde se realizaban una serie de propuestas para contener el déficit tarifario y mejorar los mecanismos regulatorios del mercado y la operación del sistema. A este respecto, dando cumplimiento al mandato a la CNE recogido en la Orden IET/221/2013, la CNE está elaborando una propuesta metodológica sobre la retribución del operador del sistema considerando los referidos incentivos de eficiencia.

3 EVOLUCIÓN DEL COSTE DE LOS MERCADOS DE OPERACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA

3.1 Componentes del precio final

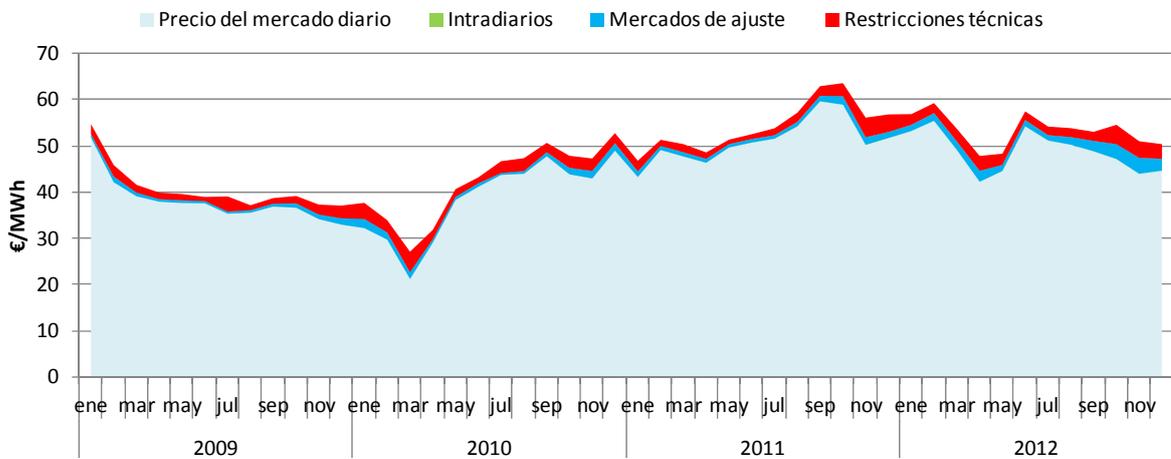
En los últimos años se ha apreciado un incremento en la repercusión del sobrecoste de las restricciones técnicas y los mercados de ajuste en el precio final medio del mercado eléctrico, de tal forma que si la suma de estos dos componentes representaba en 2009 unos 700 millones de €, en 2012, esta cifra ha alcanzado unos 1.200 millones de €.

Esto, que no ha tenido un impacto significativo en el precio medio final del mercado (8% del precio final en 2012 y 6% en 2009), ha tenido un impacto relevante en los resultados de los comercializadores independientes⁷, ya que las variaciones de precio del mercado diario las tienen cubiertas con productos a plazo, a diferencia de los que ocurre con las variaciones del sobrecoste de los servicios de ajuste, que se traslada directamente a sus resultados.

Entre los mercados de ajuste, cabe destacar el incremento registrado en los últimos meses de 2012 en el sobrecoste de las restricciones técnicas al Programa Base Diario de Funcionamiento (PBDF, mercado diario + contratos bilaterales). En cuanto al sobrecoste que representa la reserva de potencia a subir, es relevante el elevado valor alcanzado en octubre y noviembre de 2012 frente a otros meses con un requerimiento de reserva similar. Por otra parte, también resulta destacable el incremento paulatino del sobrecoste de la banda de regulación secundaria en los últimos años, pasando de unos valores entre 0,5 €/MWh y 1€/MWh a valores comprendidos entre 1 €/MWh y 2 €/MWh en 2012. Adicionalmente, destaca el sobrecoste que representa el segmento de restricciones en tiempo real, que en octubre de 2012 ha alcanzado los 1,8 €/MWh, valor superior a los valores históricos que no superaban los 0,5 €/MWh. A continuación se analiza en detalle cada uno de estos segmentos.

⁷ [CONFIDENCIAL]

Gráfico 1. Componentes del precio final medio de electricidad. Demanda peninsular

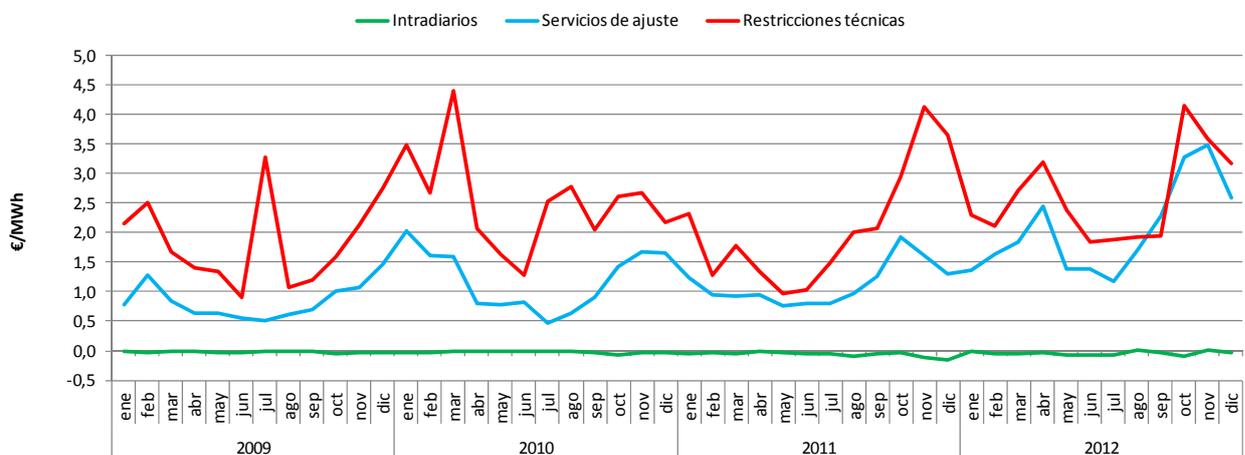


Cuadro 2. Componentes del precio final medio de electricidad. Demanda peninsular

Años	€/MWh				Millones de €				
	Mercado diario	Intradía	Procesos OS	Restricciones técnicas	Mercado diario	Intradía	Procesos OS	Restricciones técnicas	Servicios de ajuste+ Restricciones técnicas
2009	38,17	-0,02	0,85	1,85	9.568	-5	212	465	677
2010	38,46	-0,02	1,21	2,55	9.989	-6	314	662	976
2011	50,97	-0,06	1,12	2,09	12.898	-15	284	529	812
2012	48,79	-0,04	2,03	2,59	12.158	-11	506	645	1.152

En el incremento de estos sobrecostos, ha tenido especial relevancia el incremento de los servicios de ajuste registrado desde octubre de 2012, tal y como puede observarse en el siguiente gráfico.

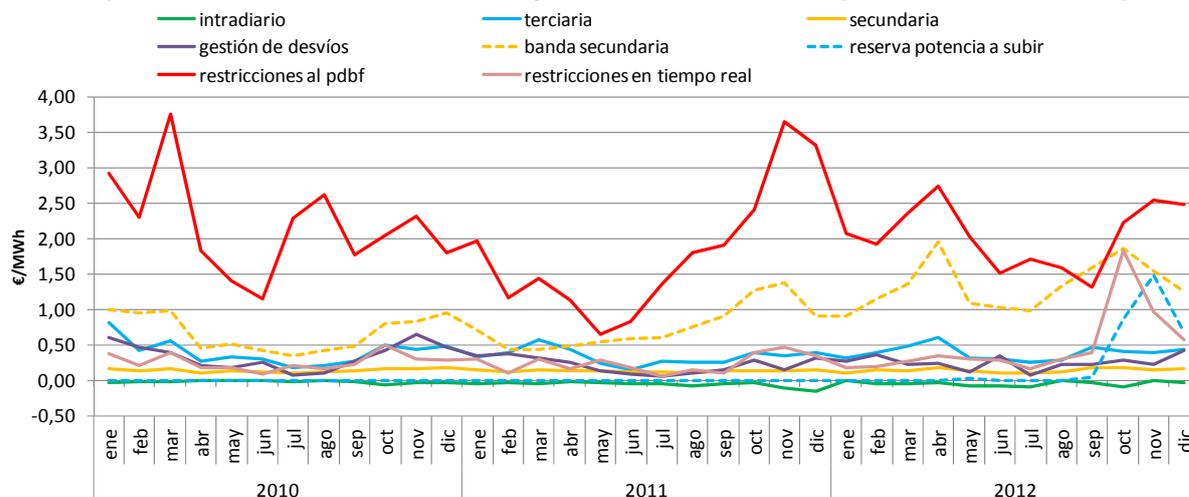
Gráfico 3. Evolución de los sobrecostos que se repercuten sobre el conjunto de la demanda peninsular



Con el fin de determinar cuál es el mercado de operación responsable de este incremento, se muestra en el gráfico siguiente, el sobre coste asignable en €/MWh a cada uno de los servicios de ajuste del sistema, esto es, a la gestión de desvíos, la regulación terciaria y secundaria, así como a la banda de secundaria y la reserva de potencia a subir.

Como puede observarse, la banda secundaria es un concepto que ha venido creciendo paulatinamente en los últimos años, pasando de unos valores entre 0,5 €/MWh y 1€/MWh a valores comprendidos entre 1 €/MWh y 2 €/MWh. Por su parte, destaca el sobrecoste que representa el segmento de restricciones en tiempo real, que en octubre ha alcanzado los 1,8 €/MWh, valor superior a los valores históricos que no superaban los 0,5 €/MWh. En cuanto al sobrecoste que representa la reserva de potencia a subir, cabe decir que antes de mayo de 2012 quedaba internalizado en el sobrecoste asociado a las restricciones técnicas y a partir de esa fecha queda incluido en el conjunto de los servicios de ajuste del sistema. Destaca el elevado valor alcanzado en noviembre de 1,48 €/MWh frente al valor de 0,68 €/MWh alcanzado en diciembre. Adicionalmente, cabe destacar el incremento registrado en los últimos meses en el sobrecoste de las restricciones técnicas al Programa Base Diario de Funcionamiento (PBDF, mercado diario + contratos bilaterales). A continuación se analiza en detalle cada uno de estos segmentos.

Gráfico 4. Impacto de los diferentes servicios de ajuste sobre el sobrecoste que observa la demanda peninsular



Nota: Los sobrecostes se han calculado como los sobreingresos obtenidos por la generación en cada segmento, repercutiéndose horariamente sobre la demanda.

3.2 Restricciones técnicas al PDBF en transporte y distribución

El volumen de centrales programadas por el OS para resolver restricciones técnicas se ha incrementado sustancialmente desde septiembre de 2011. Este incremento ha venido motivado en parte, por la reducción de centrales térmicas programadas en el PDBF por encima de su mínimo técnico, que pudieran resolver problemas técnicos zonales. Esta reducción viene derivada de la menor demanda y mayor participación de energías renovables en el PDBF y del aumento de centrales programadas por debajo de su mínimo técnico, lo que estrecha aún más el hueco térmico disponible.

Gráfico 5. Número medio de centrales programadas al día para resolver restricciones técnicas al PBDF

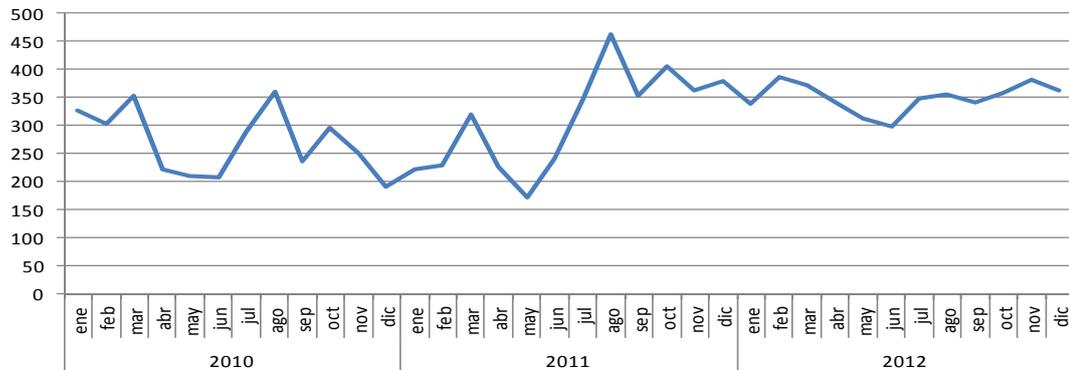
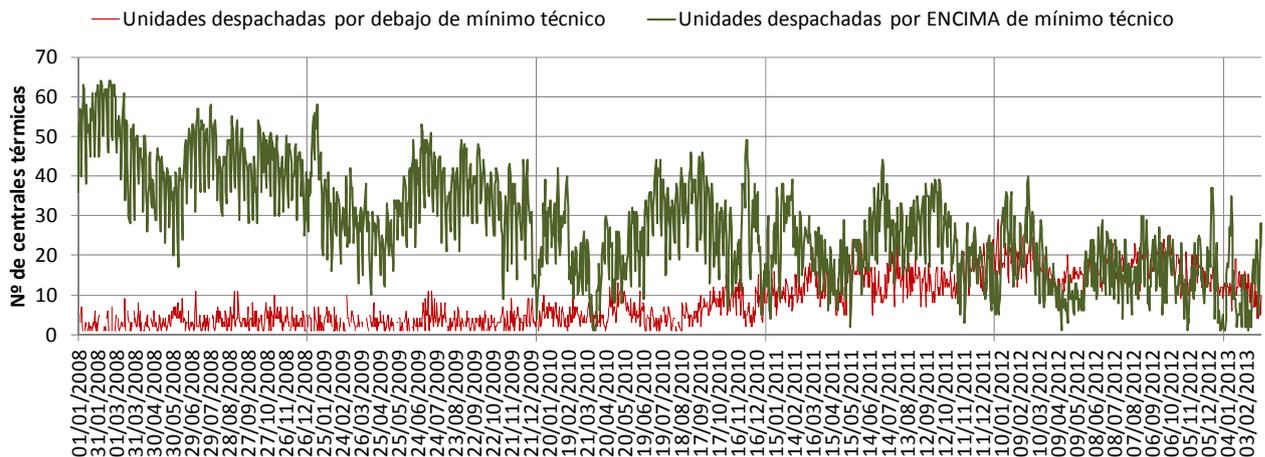
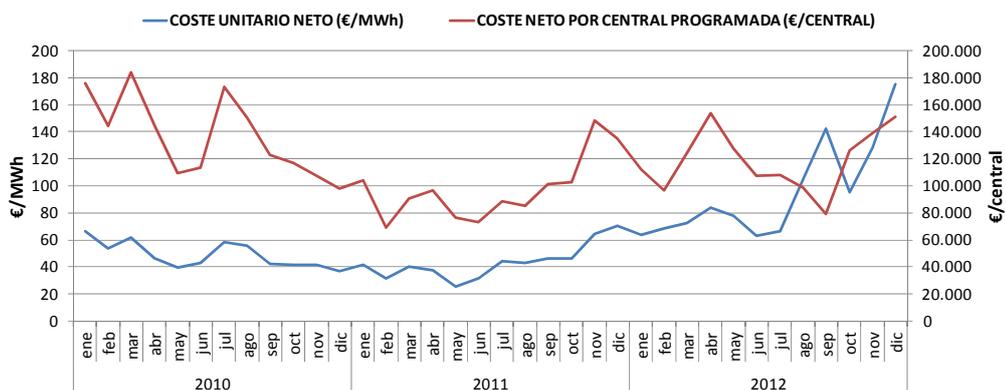


Gráfico 6. Número diario de centrales térmicas despachadas en el PBDF con programas factibles (por encima de mínimo técnico) e infactibles (por debajo de mínimo técnico)



Como se puede apreciar en el gráfico siguiente, si bien el coste unitario neto por MWh programado en restricciones técnicas se ha venido incrementando en 2012, el coste neto por central programada se encuentra en el entorno de valores registrados en periodos anteriores.

Gráfico 7. Coste neto unitario y por central programada en el proceso de restricciones técnicas al PBDF



Nota: El coste neto se calcula descontando el ahorro que supone la compensación de esta energía en la fase de recuadre RT2.

Analizando el coste total, se observa que el coste neto (descontando el ahorro que supone compensar estas energías en la fase de recuadre RT2) registrado en los meses de noviembre y diciembre entorno a 50 M€, es similar al registrado en otros períodos, que si bien presentaban mayor energía programada por restricciones, tenían una necesidad de programación similar en número de centrales.

Gráfico 8. Coste bruto y neto y energía programada en las restricciones técnicas al PDBF

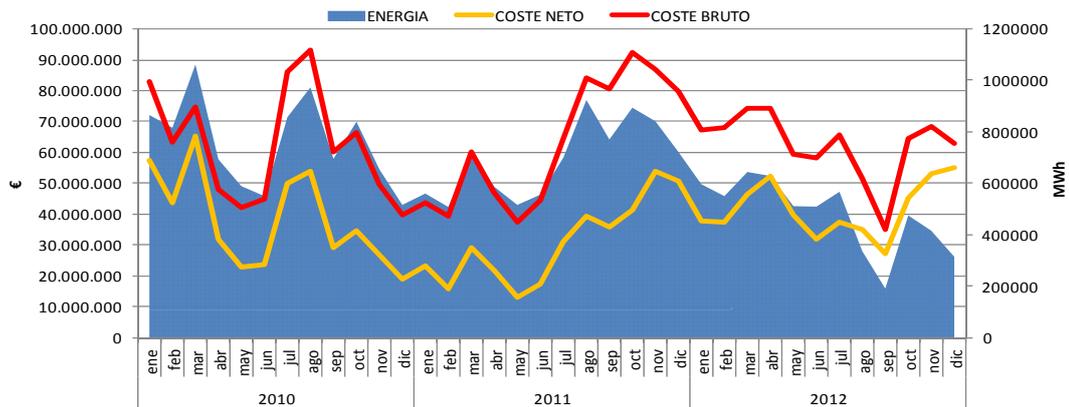
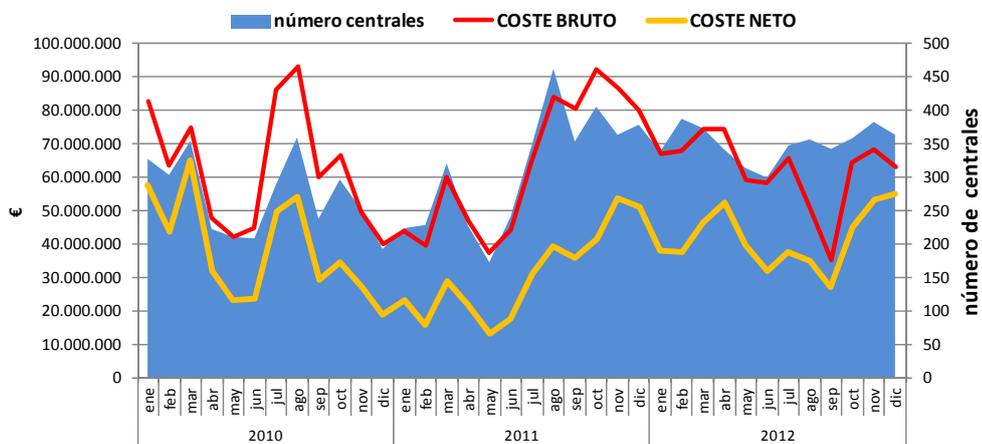


Gráfico 9. Coste bruto y neto y número de instalaciones programadas en las restricciones técnicas al PDBF



Se ha venido observando un incremento de precio unitario en la resolución de restricciones técnicas en transporte y distribución, en términos de €/MWh, debido a que las centrales, con objeto de obtener una ventaja competitiva frente a otras, programan en mercado diario una cantidad de energía inferior y cercana a su mínimo técnico, de forma que sigue siendo necesaria su programación por restricciones para obtener un programa viable, pero a la vez hace que el volumen a programar sea más reducido, llegando en el límite incluso a ser de 1 MW. Al ser el volumen a programar en restricciones más reducido, la central obtiene una posición más competitiva, que otra central, que a igualdad de costes, requiere ser programada por un mayor volumen.

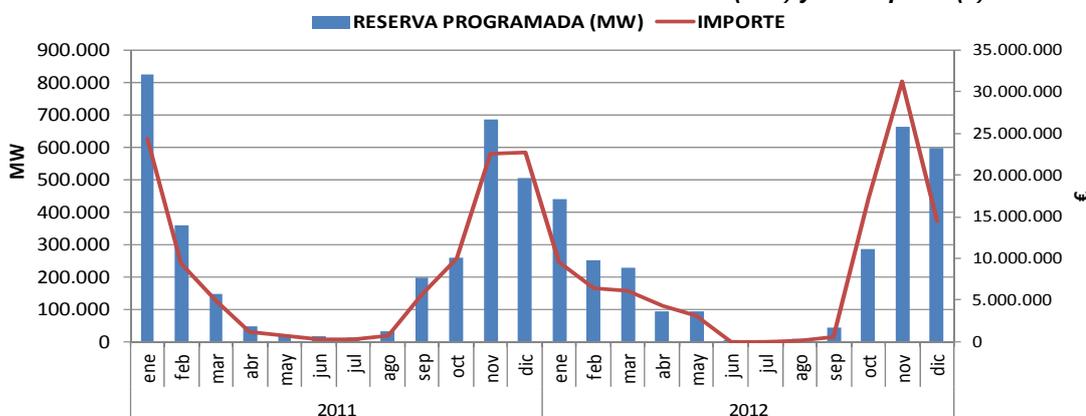
Esto ha motivado que el precio de la programación de 1 MW en el proceso de restricciones haya superado los 30.000 €/MWh⁸, dado que estas centrales tienen que repercutir en un volumen muy reducido de energía, todo el sobrecoste de arranque de la central, así como el mayor coste que tengan estas centrales sobre el precio del mercado diario.

Actuación: Este comportamiento se ha analizado con más detalle en el capítulo 4 de este informe, titulado “Programas infactibles en el PDBF”.

3.3 Reserva de potencia a subir (antes programado como restricciones técnicas por insuficiente reserva a subir)

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 en octubre y noviembre, si bien en diciembre se obtienen precios más competitivos que en otros meses anteriores con necesidad de reserva a subir similar.

Gráfico 10. Evolución del volumen de reserva a subir (MW) y del importe (€)



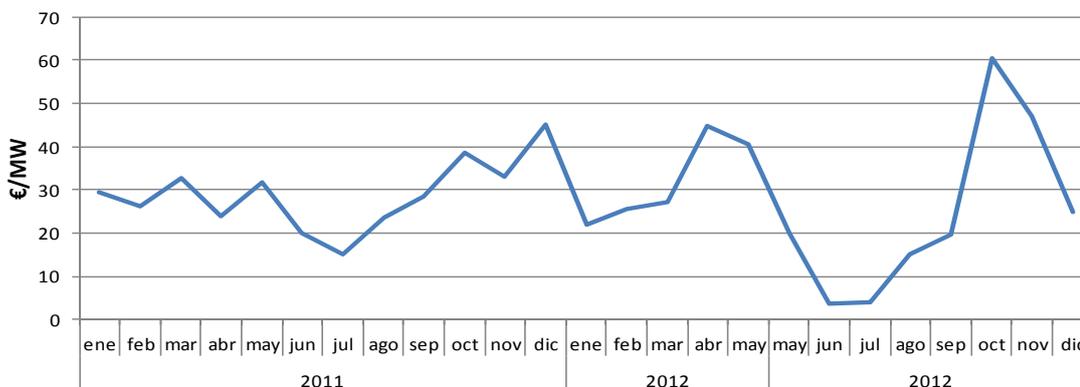
Nota: Para realizar esta comparación hay que tener en cuenta que con el mecanismo RSI, vigente hasta mayo de 2012, se asignaba un cierto volumen de energía, mientras que con el mecanismo de reserva de potencia adicional a subir, lo que se asigna es un volumen de potencia.

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.

A continuación se muestra la evolución del coste unitario del servicio de reserva de potencia a subir, donde se aprecia un fuerte incremento en los meses de octubre y noviembre.

Gráfico 11. Coste unitario de la reserva a subir €/MW

⁸ [CONFIDENCIAL]



El incremento del coste del mecanismo de reserva de potencia adicional a subir especialmente en octubre y noviembre fue motivado en parte, por la utilización por parte del Operador del Sistema de un algoritmo que descarta en las primeras etapas ofertas más baratas que el precio que resulta finalmente casado. Este hecho viene determinado por la limitación existente en el P.O. 3.9 en el número de iteraciones del algoritmo a cuatro. Adicionalmente, durante octubre y noviembre, meses en los que este mecanismo registró el nivel de requerimiento más significativo desde la puesta en marcha de mecanismo de reserva de potencia adicional, algunos agentes introdujeron las ofertas de tal forma que, aun siendo reducidas, quedaban descartadas en las primeras iteraciones del algoritmo, al exigir ser consideradas o descartadas en la totalidad de los bloques ofertados. Esta actuación provocó que las ofertas más baratas fueran descartadas por el algoritmo, resultando casadas ofertas mucho más caras. Adicionalmente, esto provocó que en ocasiones, no se llegase a cubrir la totalidad del requerimiento de reserva de potencia, lo que ha precisado en consecuencia de la programación de un mayor número de grupos en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, incrementándose el coste de este último servicio.

Actuación: La CNE ha planteado la introducción de una serie de mejoras para perfeccionar dicho algoritmo⁹ y en su caso, modificación del procedimiento de operación correspondiente. En concreto, se han planteado diferentes alternativas como por ejemplo, ampliar el número de iteraciones (realizando una interpretación amplia extensiva del P.O 3.9), plantear requerimientos diarios en lugar de horarios, replantear las condiciones complejas asociadas a este algoritmo, , utilización de una condición de ingresos mínimos, etc. Estas modificaciones deberían ser incluidas por el Operador del Sistema en una propuesta de modificación de P.O para su remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a la mayor brevedad posible, con el fin de minimizar el impacto económico que está teniendo sobre el consumidor.

Adicionalmente, esta Comisión considera que si bien el diseño actual del algoritmo permite la realización por parte de los agentes de ofertas muy diferentes entre unas horas y otras, esta forma de ofertar no parece reflejar una estructura de costes de generación real, ni adaptarse a la filosofía del diseño inicial de este mecanismo.

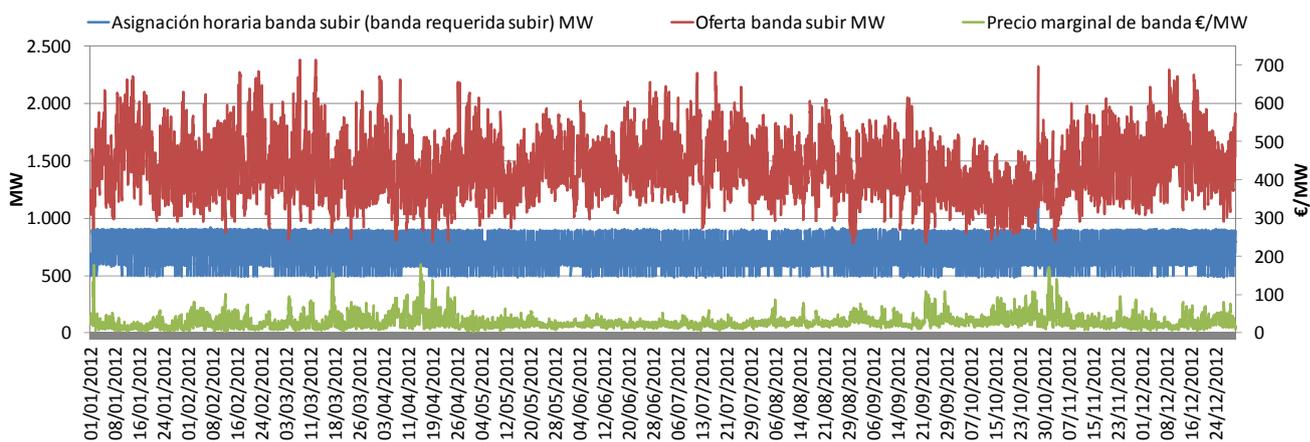
⁹ Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Septiembre y Octubre 2012, remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el 19 de febrero de 2013.

3.4 Banda de regulación secundaria

Como se ha indicado anteriormente, el sobrecoste de la banda de regulación secundaria es un concepto que ha venido creciendo paulatinamente desde mediados de 2011, pasando de unos valores entre 0,5 €/MWh y 1€/MWh a valores comprendidos entre 1 €/MWh y 2 €/MWh. En particular, se han apreciado episodios de elevados precios en la contratación de potencia para banda de secundaria, especialmente en los meses de abril y octubre de 2012.

Cabe decir que el nivel de requerimiento de banda viene siendo muy estable en los últimos años, en particular en 2012, es un valor que oscila entre los 500 MW y los 900 MW. No obstante, el volumen de energía ofertada resulta muy variable, de tal forma que los niveles ofertados varían entre 900 y 2.200 MW. En los momentos en los que el volumen de energía ofertada se acerca al valor del requerimiento, se produce una elevación de los precios, tal como se aprecia en el siguiente gráfico:

Gráfico 1 – Requerimiento de la banda de secundaria, ofertas de banda y precio resultante de la banda.



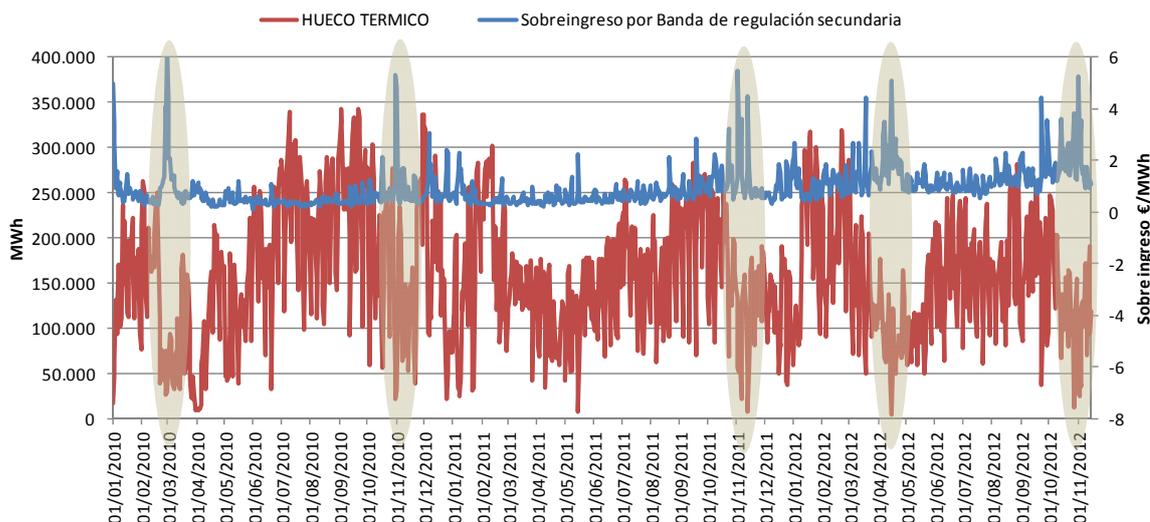
Los momentos de reducción del volumen de energía ofertada para aportar banda de secundaria coinciden con periodos en los que existe

- Alta eolicidad.
- Reducida programación hidráulica.
- Reducido hueco térmico.
- Periodo de rampa de subida en la curva de demanda con lo cual algunos grupos térmicos acoplados están arrancando y no pueden ofertar banda.
- Precios muy reducidos del mercado diario.

Si bien es cierto que en estos periodos horarios existen también grupos térmicos habilitados para la provisión del servicio de regulación secundaria y disponibles que no estaban acoplados, y que podrían ofertar también banda, siempre y cuando fuesen al mercado intradiario a programarse, esto implicaría ofertas de precios elevados por el arranque del grupo (dado que el precio del mercado intradiario sería reducido, en coherencia con el del precio del mercado diario). Adicionalmente, cabe destacar que la programación, en algún caso, de estos grupos en horas valle podría no ser factible por exceso generación eólica.

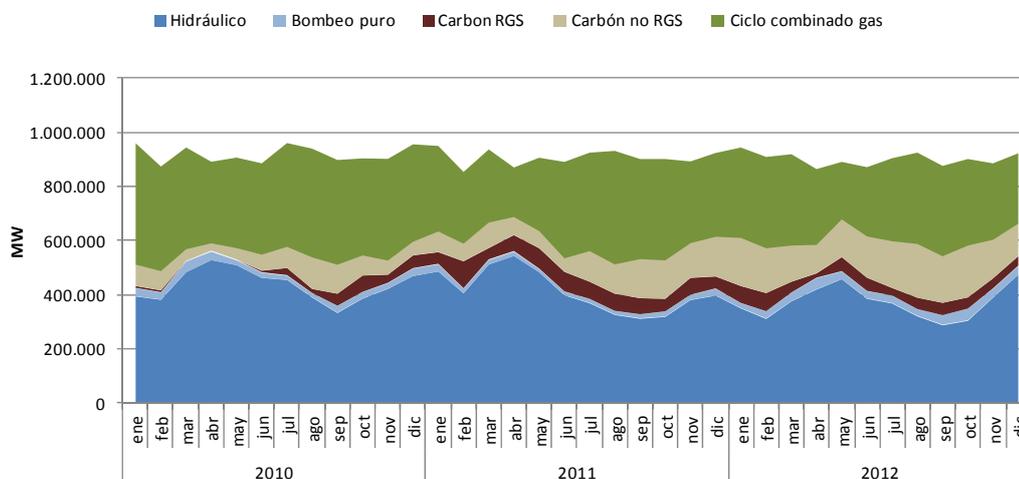
Tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente los sobreingresos obtenidos por los generadores por aportar banda secundaria se incrementan significativamente en los periodos de menor hueco térmico (y por tanto de mayor aportación eólica).

Gráfico 2 – Hueco térmico diario en PBF y sobre ingreso obtenido diario por los generadores en la banda de regulación secundaria. Año 2010-2012



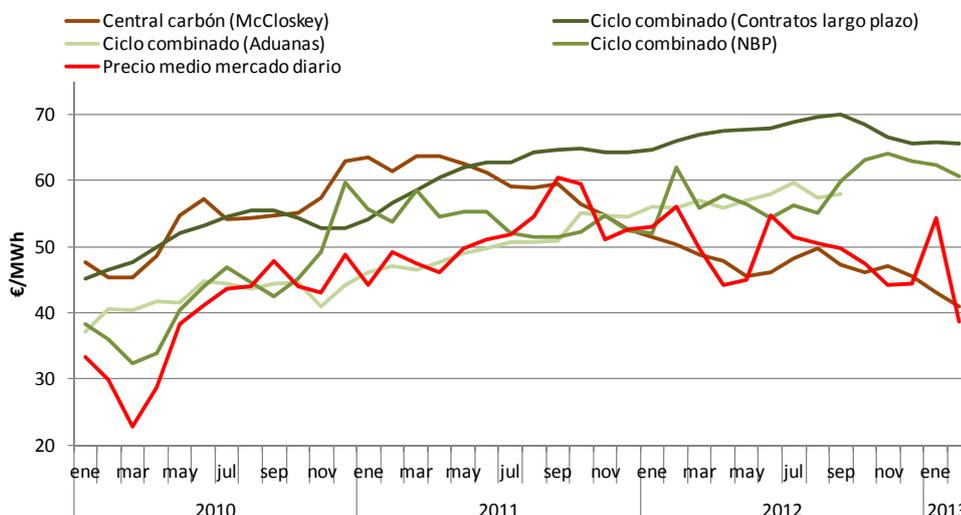
No obstante, sin perjuicio de que en periodos puntuales de alta eolicidad, el coste de la banda sea muy elevada, también se aprecia en el gráfico anterior que, incluso con niveles similares de hueco térmico, se registra una tendencia ascendente en el sobre coste de la banda sobre el precio del mercado diario, que desde mediados de 2011, recoge hasta final de 2012 un incremento del entorno de 0,5€/MWh hasta 2012. La justificación a este incremento se encuentra en que el coste de la banda de regulación secundaria se ha incrementado más que el precio marginal del mercado diario por el encarecimiento del coste de generación del ciclo combinado y del coste de oportunidad de la hidráulica. Al contrario del mercado diario, que desde mediados de 2011, parece reflejar el coste marginal de una central de carbón, -motivado por el exceso de capacidad existente ahora mismo en el sector eléctrico y por el reducido coste de esta tecnología frente a los ciclos-, la banda de regulación secundaria estaría reflejando un coste marginal más caro, al tener una participación relevante en este segmento las centrales de ciclo combinado y la hidráulica, tal y como puede apreciarse en el siguiente gráfico.

Gráfico 3 –Banda de secundaria asignada por tecnología



La provisión del servicio de regulación secundaria conlleva la necesidad de mantener unidades funcionando a un nivel de carga inferior a su potencia máxima, y ello supone, al menos para las unidades térmicas, incurrir en el coste de oportunidad de vender la energía correspondiente en el mercado, obteniendo como margen la diferencia entre los costes variables de la unidad y el precio del mercado. Además para proveer reserva a bajar las unidades han de situarse en un nivel de producción superior a su mínimo técnico, lo que puede suponer producir a precios inferiores al coste variable de la unidad, incurriendo en un coste igual a la diferencia entre los costes variables de la unidad y el precio del mercado. En el caso del ciclo combinado, su coste de generación (tanto teniendo en cuenta la referencia NBP, como la de Aduanas) ha registrado una tendencia creciente desde 2010, separándose significativamente del precio del mercado diario, lo que provoca que el sobre ingreso que precisen estas plantas sobre el precio del mercado por aportar el servicio de banda sea superior que al que precisaba en periodos anteriores, cuando el precio del mercado reflejaba el coste variable de una central de este tipo.

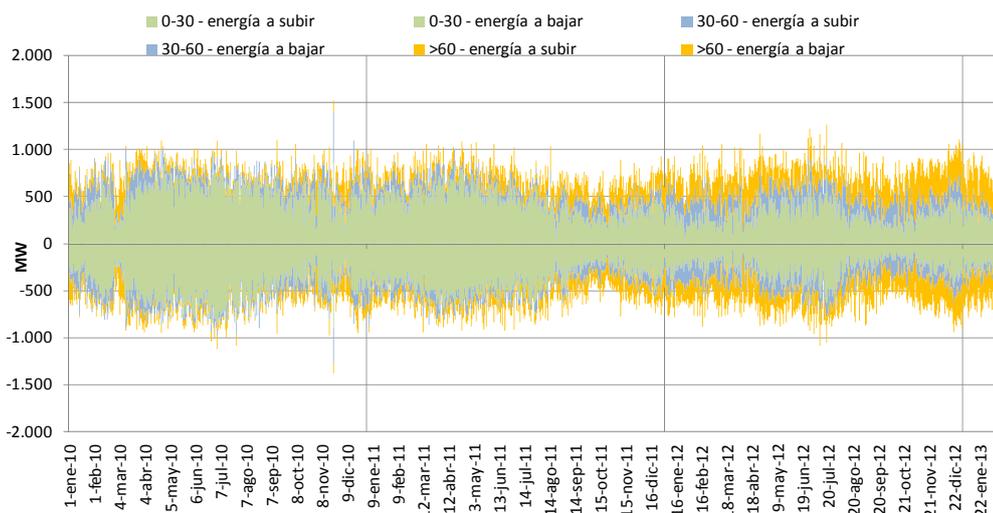
Gráfico 4 – Costes estimados variables de generación de un ciclo combinado y de una central de carbón, junto con los ingresos medios obtenidos por estas centrales en el mercado diario. Año 2010-2012



Nota: No se consideran en esta gráfica los impuestos fiscales introducidos por la Ley 15/2012

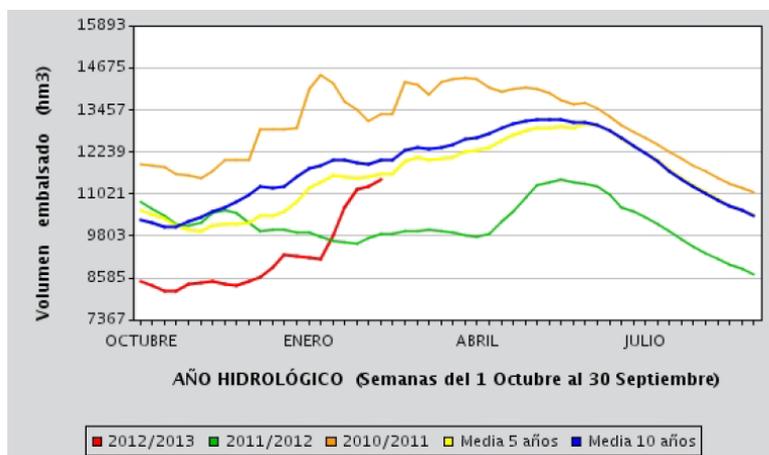
Por otra parte, la tecnología hidráulica ofertada ha experimentado un encarecimiento desde mediados de 2011, lo que podría estar justificado por el incremento de su coste de oportunidad al reducirse las reservas de los embalses como consecuencia de las bajas precipitaciones registradas durante 2011 y 2012.

Gráfico 5 – Volumen de energía ofertada agrupada por rangos de precio ofertados de banda de secundaria. Tecnología hidráulica. Hora 13



De acuerdo con el “Informe-resumen de situación de la sequía hidrológica del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente”¹⁰, el valor medio de la precipitación a escala nacional durante el año hidrológico octubre 2011-septiembre 2012 se ha situado por debajo del 75% del valor medio histórico. La escasa pluviometría registrada en este año ha provocado la reducción de las reservas, especialmente importante en algunos casos, como las cuencas del Miño-Sil, las del Duero y Ebro, siendo las empresas con mayor participación en éstas, Gas Natural Fenosa, Iberdrola y Endesa, respectivamente. En concreto, a 9 de octubre de 2011, en el caso del Ebro, los indicadores reflejaban las bajas reservas existentes en esta Cuenca, con numerosos sistemas con valores del indicador en *Emergencia*.

Gráfico 6 Evolución del volumen de agua en los embalses hidroeléctricos

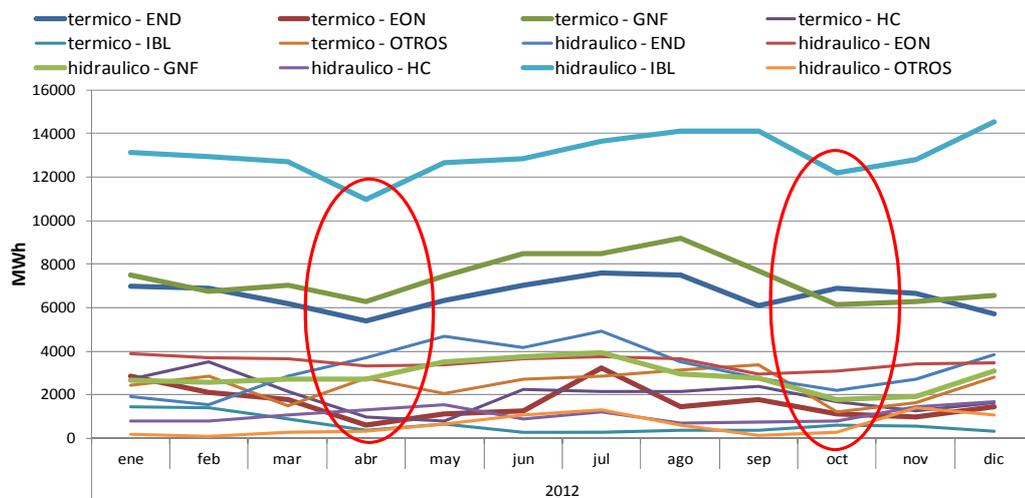


Fuente: Boletín hidrológico semanal. Nº 1 2013. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente

¹⁰ <http://www.magrama.gob.es/es/agua/temas/observatorio-nacional-de-la-sequia/informes-mapas-seguimiento/default.aspx>

A continuación se analiza la oferta por agente y tipo de tecnología para aportar banda secundaria, durante 2012, con el fin de tratar de detectar la existencia de algún comportamiento estratégico en este periodo. Tal y como puede apreciarse en los gráficos siguientes, se produce una disminución de la oferta en los meses de abril y octubre de las unidades hidráulicas de Iberdrola, Gas Natural Fenosa y Endesa, así como de las térmicas de Gas Natural Fenosa y Endesa ésta última sólo en abril.

Gráfico 7 – Volumen de energía ofertada de banda de secundaria por tecnología y zona de regulación. . Hora 13

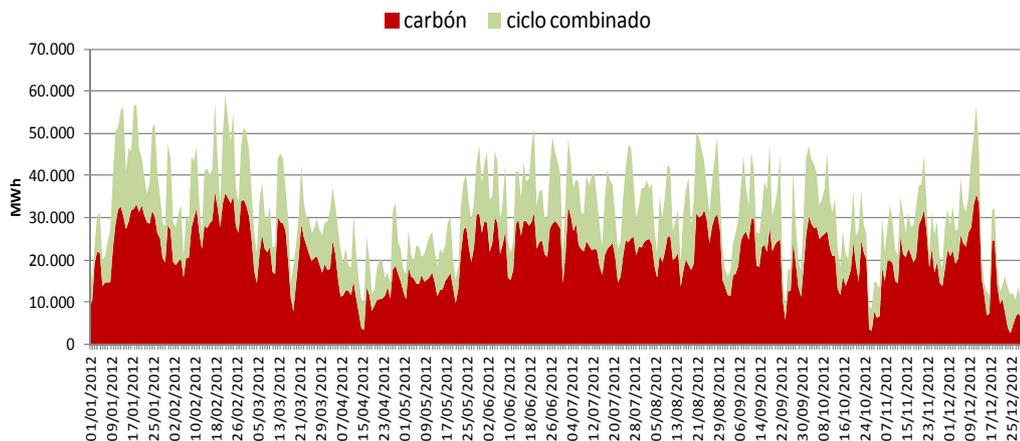


Si se analiza la evolución de precios en las ofertas, se observa que en esos meses se hace necesaria la entrada de bloques más caros:

[CONFIDENCIAL]

La reducción y encarecimiento del volumen de ofertas térmico vendría explicada por una reducción del hueco térmico existente en esos meses, como se puede apreciar en el siguiente gráfico que muestra la evolución del programa horario final de carbones y ciclos combinados:

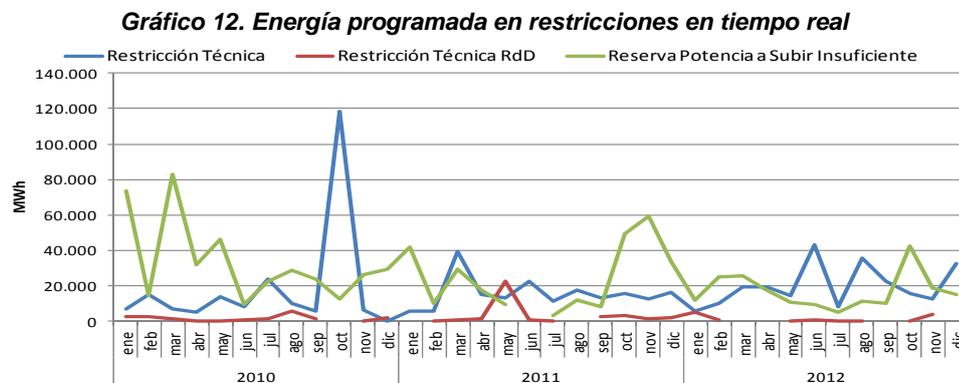
Gráfico 8 – Evolución del programa horario final de carbones y ciclos combinados



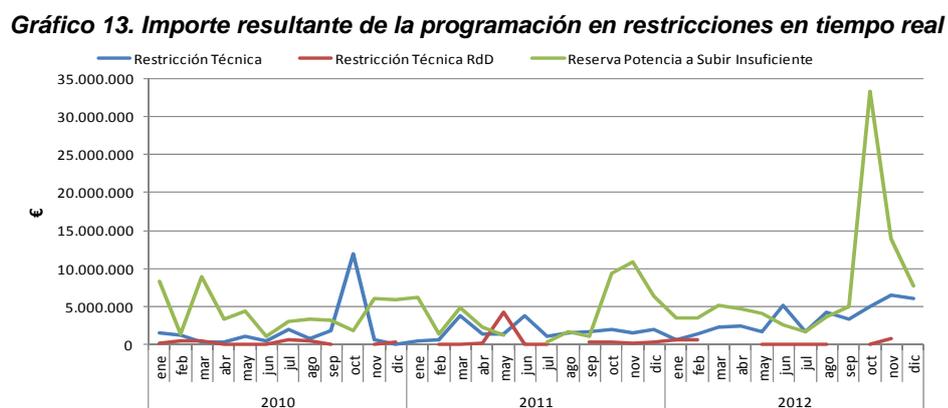
Por todo ello, no cabe concluir que exista algún comportamiento de los agentes en el segmento de reserva de banda secundaria que no resulte suficientemente justificado.

3.5 Restricciones técnicas en tiempo real

Se puede observar que el requerimiento de programación por restricciones en tiempo real en 2012 no ha sido más elevado que otros períodos anteriores, como sucedió los meses de marzo y abril de 2010 u octubre y noviembre de 2011.

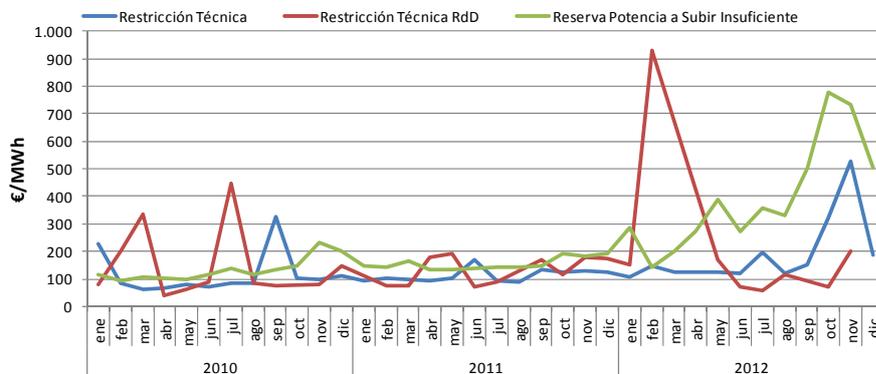


Sin embargo el importe, especialmente por insuficiente reserva a subir, ha resultado bastante más elevado: así en el mes de octubre de 2012 se ha facturado unos 33 M€ por la energía a subir en este segmento, frente a los 11 M€ en noviembre de 2011.



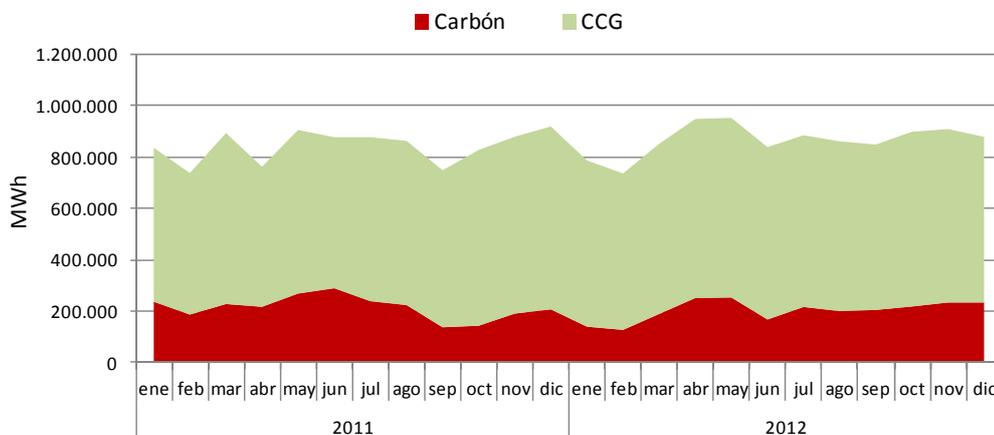
Analizando el coste unitario se observa un valor mucho más elevado en octubre y noviembre que en períodos anteriores.

Gráfico 14. Coste unitario de la programación en restricciones en tiempo real



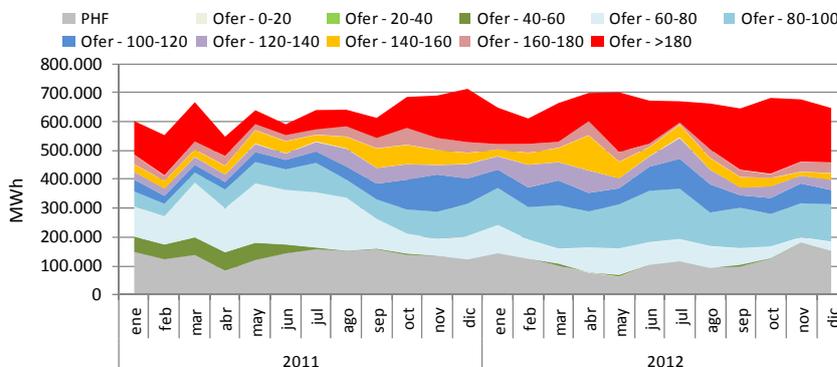
El gráfico siguiente muestra que el volumen de energía ofertada al proceso de Restricciones técnicas que pueden ser consideradas por el Operador del Sistema en tiempo real por insuficiente reserva a subir por las centrales de ciclo combinado y carbón no ha experimentado una variación significativa en los meses de estudio. Hay que recordar que el objetivo de este proceso es acoplar centrales térmicas para que aporten reserva.

Gráfico 9 – Volumen de energía ofertado a Restricciones técnicas que pueden ser consideradas por el Operador del Sistema en tiempo real del conjunto de ciclos combinados y carbones. 2011-2012.



Puesto que las ofertas de ciclo combinado, además de representar un mayor volumen a efectos de ser llamadas en tiempo real, son más relevantes por presentar unos tiempos de arranque más reducidos que las centrales de carbón, se procede a centrar el análisis en dicha tecnología. El gráfico siguiente muestra la evolución de las ofertas presentadas al segmento de Restricciones técnicas que pueden ser consideradas por el Operador del Sistema en tiempo real por esta tecnología, observándose un notable incremento de precios especialmente relevantes el último cuarto del año 2012.

Gráfico 10 – Ofertas a Restricciones técnicas que pueden ser consideradas por el Operador del Sistema en tiempo real del conjunto de ciclos combinados. 2011-2012.



Nota: Se muestran en color gris las ofertas a Restricciones técnicas correspondientes a centrales que en el día estaban casadas en el programa horario final PHF correspondiente a la primera sesión de intradiario y las de las centrales que han sido escogidas en el mecanismo de reserva de potencia a subir.

Se muestra la energía ofertada en la hora 21, elegida como hora más relevante para este estudio. Para la valoración económica se ha seleccionado la oferta compleja (sin considerar arranques) o en su defecto la oferta simple.

Este incremento en el precio de las ofertas a partir de septiembre de 2012 se aprecia de forma más notable para ciertos agentes [CONFIDENCIAL].

[CONFIDENCIAL]

De este modo, el aumento de la energía asignada por restricciones en tiempo real, resaltando el mes de octubre, junto con el citado incremento del precio de las ofertas de algunos ciclos combinados, explicaría el alza de la componente de “Restricciones” sobre el coste final de la energía desde septiembre.

Adicionalmente, la manera en cómo se liquida la retribución de este servicio- retribuyendo toda la energía programada durante todo el día al precio resultante de restricciones técnicas en tiempo real-, ha podido motivar un incremento de los ingresos de los agentes. A este respecto, el OS está trabajando en la actualidad en mejorar el diseño del procedimiento de liquidación de este segmento.

Actuación: El Consejo de la CNE acordó la apertura de expediente informativo a las empresas que son titulares de las centrales con mayor incremento registrado de sus ofertas en este segmento, en concreto a [CONFIDENCIAL].

Adicionalmente, se considera que el OS debe realizar una propuesta de modificación del PO correspondiente para mejorar el modo de liquidación de este mecanismo, y su remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a la mayor brevedad posible, con el fin de minimizar el impacto económico que está teniendo sobre el consumidor.

3.6 Cierre de energía

Antes del 1 de julio de 2009, la energía demandada en el mercado de producción coincidía con la energía producida, ya que la demanda asignada a los distribuidores se calculaba como diferencia entre la producción y la demanda de la comercialización libre. Así mientras que las medidas de los clientes en comercializadoras se calculaba elevando a barras de central las medidas de contador de sus clientes utilizando los coeficientes de pérdidas estándares y perfiles de consumo correspondientes, la demanda de los distribuidores se determinaba como la medida de contador en fronteras de transporte/distribución, incrementada en las pérdidas de transporte que le correspondan a cada distribuidor, y detrayendo la medida de los clientes liberalizados dentro de su área de distribución.

El ajuste horario que realizaban los distribuidores permitía que el mercado de producción estuviera “cuadrado” en energía. Bajo ese modelo, en todos y cada uno de los procesos y servicios, la energía negociada, o en su caso el servicio prestado, era retribuida al agente que generaba la energía o prestaba el servicio, por los agentes que la consumían o la recibían.

Desde el 1 de julio de 2009, los comercializadores compran en el mercado de acuerdo a la energía que van a consumir sus clientes, elevada a barras de central mediante las pérdidas estándares y teniendo en cuenta unos perfiles de consumo estándares, que reparten la energía diaria/mensual de forma horaria. Sin embargo, la energía realmente consumida en cada hora es distinta. Entre la energía consumida en contadores elevada a barras de central y la energía generada realmente se produce una diferencia o un descuadre, que se denomina “el cierre” de la energía.

Esta energía de cierre que aparece desde el 1 de julio de 2009, no se negocia en el mercado diario, sino que surge como un desvío adicional del sistema. Por tanto, la energía necesaria para cubrir ese descuadre precisa la programación de servicios de ajuste adicionales, y por tanto, suponen un coste superior al que resultaría si su programación de la energía de cierre se hubiera realizado en el mercado diario.

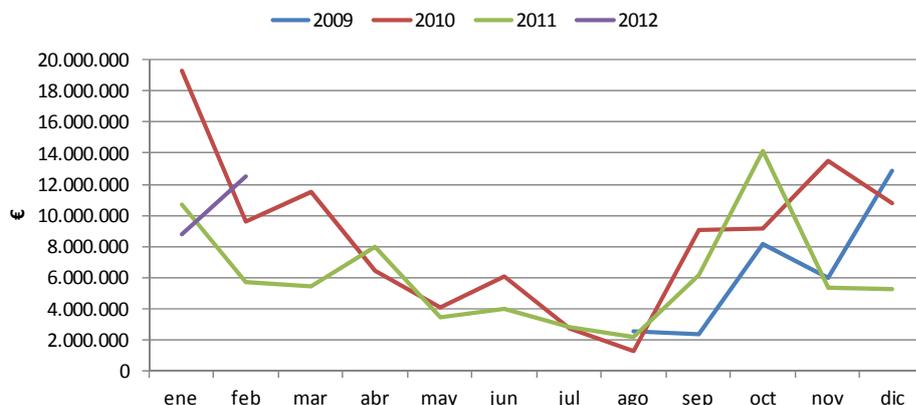
Esto ha producido un incremento de los servicios de ajuste de regulación terciaria y de gestión de desvíos desde el 1 de julio de 2009. El incremento de estos servicios de ajuste ha venido en parte a cubrir el descuadre en el cierre de energía que aparece en el mercado desde la entrada en vigor del suministro de último recurso.

En la regulación actual, la energía de cierre, con su signo positivo y negativo, valorado a precio del mercado diario se incorpora como un coste o ingreso liquidable, en las liquidaciones de las actividades reguladas de la CNE. Este coste supuso en 2010, 20 millones de € y en 2011, -43 millones de €, lo que confirma que la evolución de este coste debería aleatorio y compensarse en el tiempo, ya que las pérdidas estándares deberían aproximar el valor medio anual con las pérdidas reales.

El sobre coste adicional de la energía de cierre se repercute en las liquidaciones del Operador del Sistema, sobre toda la demanda de forma proporcional a su consumo, lo que está representando desde julio de 2009, unos 100 millones de euros anuales de incremento de coste para el conjunto de la demanda. Así, si el sobre coste para el conjunto de los consumidores que representa la

programación de energía¹¹ en los servicios de gestión de desvíos, terciaria y secundaria viene significando unos 0,8 €/MWh, el cierre puede ser causa de la mitad de ese valor, en torno a 0,4 €/MWh.

Gráfico 11 – Importe del sobrecoste del segmento de cierre



Actuación: La CNE ha indicado en diversos informes la necesidad de modificar la regulación con el fin de evitar este sobrecoste que recae sobre la demanda. En concreto, ha propuesto que sean los comercializadores los responsables de comprar en el mercado diario con un coeficiente de pérdidas estándares y perfiles, en su caso, que estuviese afectado de otro coeficiente definido ex ante cada día por el Operador del Sistema, lo que minimizaría la energía correspondiente a ese cierre, en línea con la disposición incluida en el Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, que fue remitido para informe a la CNE el 8 de septiembre de 2011.

4 PROGRAMAS INFECTIBLES EN EL PDBF

Tal y como se ha indicado en el apartado anterior, algunas centrales están resultando programadas por debajo de su mínimo técnico en el PDBF, de tal forma que cuando su programación para resolver restricciones técnicas resulta necesaria, el volumen programado en este proceso es muy reducido, y en consecuencia, el precio unitario correspondiente a esa energía es muy elevado. Esta cuestión se ha recogido desde diciembre de 2012 en varias noticias de prensa.

4.1 Expediente informativo abierto en 2010 para analizar este comportamiento

Este comportamiento viene siendo habitual desde 2010, aunque ahora se viene registrando de una manera mucho más generalizada. En este sentido, el Consejo de la CNE acordó en su sesión del 18 de noviembre de 2010, la apertura de un expediente informativo a las empresas

¹¹ Sin incluir el coste de los servicios de reserva (banda de secundaria y reserva de potencia a subir).

propietarias de los grupos [CONFIDENCIAL] por resultar programadas en el programa diario base de funcionamiento (PDBF) con un programa inferior a su mínimo técnico.

El 7 de febrero de 2011, se remitieron escritos a las empresas citadas requiriendo información sobre las ofertas realizadas por estos grupos. En general, estas empresas justificaron su comportamiento en cuanto que sus mínimos técnicos eran relativamente elevados lo que les hacía tener una posición menos ventajosa para aportar este servicio que centrales que cuentan con un mínimo técnico inferior¹². En consecuencia, con el fin de mejorar su posición para proveer este servicio, programan parte de su mínimo técnico en el PDBF, no siendo necesario que el operador del sistema compre el 100% del mínimo técnico de las centrales en el proceso de restricciones, sino solamente aquella parte que no hubiera sido previamente programada en el mercado diario.

En cuanto a los impactos que pueden derivarse de esta actuación cabe señalar los siguientes:

- La programación de estas centrales en el mercado diario, que antes de llevar a cabo esta actuación, no resultaban casadas por ser sus costes superiores¹³, estaría suponiendo el desplazamiento de unidades más caras del mercado diario y por tanto, podrían estar afectando a la formación del precio.
- Estos programas inferiores al mínimo técnico, observados en algunos grupos térmicos, al no ser factibles, pueden dar lugar a un requerimiento adicional de reserva de potencia a subir en el sistema, lo que supone un coste adicional para el consumidor.

En cuanto al encaje de su actuación en una infracción sectorial, el apartado a)10 del artículo 61 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, tipifica como infracción grave “*La no presentación de ofertas de compra o venta por los sujetos obligados a ello en el mercado de producción*”. El apartado a)19 del mismo artículo tipifica como infracción grave “*El incumplimiento de las obligaciones de disponibilidad de unidades de producción en cada período de programación*”.

No se puede afirmar que, en los supuestos analizados en el marco del expediente informativo, las centrales de que se trata no hayan efectuado oferta al mercado (pues presentaron ofertas), ni tampoco que no hayan estado disponibles (pues produjeron), lo que, impediría incoar un procedimiento sancionador. Sin embargo, es cierto que las ofertas por ellos realizadas no son viables (si sucede que se oferta por debajo del mínimo técnico, y el mínimo técnico, como tal, estaba previsto en la autorización administrativa de la instalación) y también es cierto que la disponibilidad de la central no se consigue por el titular de la misma por medio de la oferta que realiza al mercado (que es la actuación que *en un primer término* ha de llevar a cabo dicho titular) sino por medio de la actuación seguida por el Operador del Sistema en la fase de solución de restricciones (y la consiguiente orden que éste –el Operador del Sistema- da de *potencia a subir*,

¹² Al tratarse de un mercado de energía a subir tal y como estaba planteado el mecanismo de reserva insuficiente a subir en el proceso de restricciones técnicas, la valoración de las ofertas tiene en cuenta la diferencia entre la potencia máxima y el mínimo técnico de la central. Por ello puede suceder que si la central ‘A’ tiene un coste variable menor que la central ‘B’ pero tiene un mínimo técnico más elevado, la central elegida para proporcionar reserva a subir sea la oferta de la central ‘B’.

¹³ Las centrales que participaban en el mercado de reserva a subir son centrales supramarginales, es decir, centrales cuyo coste es mayor que el precio del mercado diario

orden que el sujeto productor obedece para cumplir, *en un último término*, con su obligación de disponibilidad).

Así, aunque la conducta presenta problemas importantes para su subsunción en un tipo sancionador de los indicados, tiene elementos que permiten plantear la conveniencia de su corrección o evitación; en especial, si se considera la obligación general establecida en el artículo 26.2.a) de la Ley del Sector Eléctrico, que impone a todos los productores de energía eléctrica la obligación de *“El desarrollo de todas aquellas actividades necesarias para producir energía eléctrica en los términos previstos en su autorización y, en especial, en lo que se refiere a seguridad, disponibilidad y mantenimiento de la potencia instalada y al cumplimiento de las condiciones medioambientales exigibles”*.

Por otra parte, esta Comisión considera que el principio que subyace en el diseño de mercado establecido en la Ley 54/97, en las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica, y en los procedimientos de operación del sistema, es que el PDBF debería recoger el desglose de una serie de programas viables de las correspondientes unidades de producción, resultado de la casación de las ofertas y de los contratos bilaterales. Este principio queda reflejado, en la Ley 54/97 al definirse el mercado de producción como un mercado en el que los agentes deben realizar ofertas por sus unidades de producción físicas y no formando parte de un portfolio, tal y como podría entenderse el comportamiento analizado. Por su parte, también cabe recordar, por ejemplo, la existencia en las citadas reglas de mercado de una serie de ofertas complejas como la condición de indivisibilidad, parada programada o gradiente de carga, cuya consideración está orientada a garantizar al productor el despacho de programas físicamente viables en el mercado diario. Adicionalmente, cabe citar la condición compleja de ingresos mínimos, cuyo objetivo persigue garantizar un despacho económicamente viable en el mercado diario. Por el contrario, con esta conducta, los agentes precisan de una programación posterior del Operador del Sistema para hacer que su despacho consiga ser económicamente viable, anulando su programa en caso contrario, en mercados posteriores.

En cuanto a los resultados económicos mostrados en el informe sobre la actuación en el proceso de resolución de restricciones técnicas de las centrales de ciclo combinado en 2010, no se puede concluir que la actuación de estas centrales les esté reportando unos márgenes elevados.

[CONFIDENCIAL]

Actuación: Por todo ello, suscitando dudas la subsunción de la conducta en los tipos infractores previstos en la Ley del Sector Eléctrico, y no siendo los márgenes obtenidos en la actuación de las centrales objeto del informe, abusivos, se considera que la conducta de que se trata debe ser corregida o evitada, por la vía de la modificación de una norma del sistema, y, más en concreto, a la modificación de los procedimientos de operación. En este sentido, en el Informe de la CNE de 18 de abril de 2013 sobre *“la Propuesta de modificación de los Procedimientos de Operación P.O.3.1, P.O.3.2, P.O.3.8 y P.O.3.9, para contemplar el cambio de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12h00 CET”*, se ha incluido la conveniencia de que se lleve a cabo una revisión de los P.O con urgencia a efectos de evitar, entre otros, estos

comportamientos¹⁴. En este sentido, se considera necesario que el operador del sistema remita con urgencia al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta, a efectos de evitar, entre otros, estos comportamientos y se minimice el impacto económico para el consumidor. En este sentido, como se verá en el epígrafe siguiente, se ha solicitado a REE que analice una serie de alternativas posibles respecto a la aplicación y modificación de los procedimientos de operación a estos efectos.

4.2 Situación actual en relación con este comportamiento

Con la publicación en mayo de 2012 del P.O 3.9, *Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir*, este comportamiento desapareció en el ámbito de la aportación del servicio de reserva, ya que con este nuevo P.O, este comportamiento no aporta a los agentes una posición ventajosa frente a otros¹⁵.

No obstante, en el ámbito de la programación para resolver restricciones técnicas zonales (no de reserva), este comportamiento se ha seguido manteniendo especialmente en aquellas zonas eléctricas donde se aprecia una mayor competencia. Este comportamiento, muy reducido tras la aprobación del P.O 3.9, ha ido aumentando progresivamente hasta agosto de 2012, mes en el que la mayor parte de las centrales (no sólo las incluidas en el expediente informativo citado anteriormente) que resultan programadas para resolver restricciones zonales, han resultado casadas en el mercado diario levemente por debajo de su mínimo técnico (1 MW por debajo en su mayor parte).

En el siguiente gráfico se muestra el volumen de energía casada en PDBF por los ciclos combinados por debajo de mínimo técnico durante el último año. Se puede apreciar que, si bien el volumen total de energía oscila en función de diversos factores, se viene programando un volumen total mensual en el entorno de 1 TWh/mes, correspondientes a un máximo horario de 2.000-3.000 MW durante unas 12 horas o más al día. El porcentaje que dicho volumen de energía representa sobre el total de la energía casada por los ciclos en PDBF ha ido ascendiendo paulatinamente hasta situarse en el entorno del 70%, llegando a representar incluso en algunos días el 100% de la energía casada en PBF de ciclos combinados. Si bien el volumen de esta energía representa un porcentaje reducido sobre el total de la energía casada por todas las tecnologías en PDBF (un 5%), no se puede descartar que este comportamiento esté afectando al el precio del mercado diario al desplazar la casación de centrales más caras.

¹⁴ “Respecto a esta posterior revisión de los procedimientos de operación, esta Comisión considera que esta revisión debería realizarse lo antes posible, a fin de intentar resolver sin dilación los temas planteados por los agentes, especialmente en lo relativo a la implementación del procedimiento de reserva adicional a subir (P.O.3.9) y del procedimiento de restricciones en tiempo real, cuyos diseños se han manifestado mejorables a la vista de los incrementos de costes registrados a finales del año 2012, así como de la desincentivación de programas infactibles en mercado diario.”

¹⁵ Con este P.O, se programa “reserva de potencia” en lugar de “energía” como se hacía antes con el proceso de restricciones técnicas, por lo que la energía programada previamente en el mercado diario no aporta ninguna diferenciación a la hora de seleccionar una oferta frente a otra..

Gráfico 12 – Energía casada mensualmente por los CCG por debajo de mínimo técnico. Año 2012.

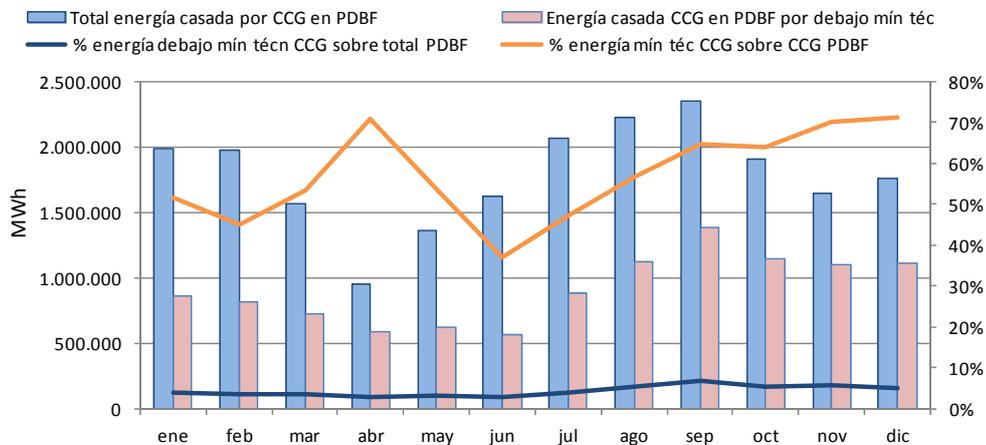
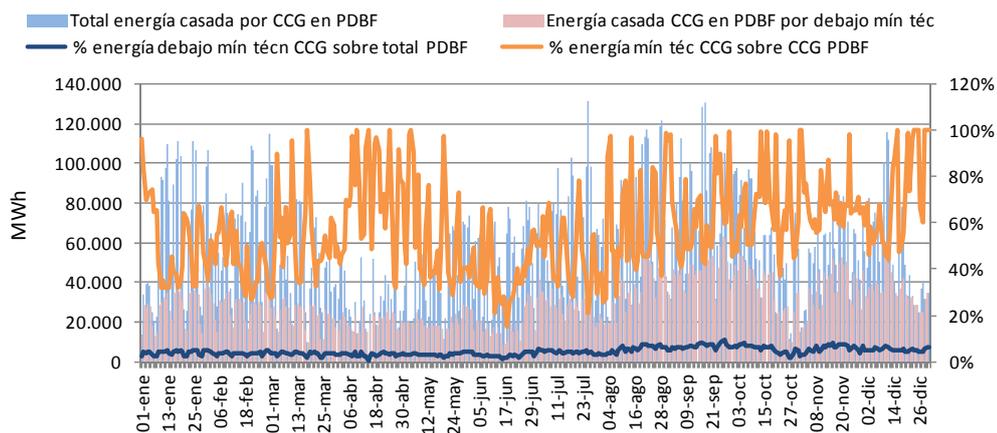


Gráfico 13 – Energía casada diariamente por los CCG por debajo de mínimo técnico. Año 2012.



Actuación: Al igual que se ha indicado anteriormente, se considera que la conducta de que se trata debe ser corregida o evitada, por la vía de la modificación de una norma del sistema, y, más en concreto, a la modificación de los procedimientos de operación. En este sentido, se indica que esta Comisión ha mantenido reuniones con REE donde se le ha solicitado que analice las dos alternativas siguientes:

Que el OS limite a bajar a estos grupos al igual que hace con el resto de grupos que están por encima de su mínimo técnico cuando hay problemas de reserva. Esta solución exigiría cambiar el P.O de restricciones

“P.O. 3.2 Aplicar limitaciones de programa mínimo a un valor igual a su mínimo técnico sobre todos los grupos térmicos programados en el PDBF.”

Cambiar el algoritmo de valoración de las ofertas presentadas para la resolución de restricciones técnicas al PDBF, de tal forma que los grupos que tienen casada energía en el mercado no obtengan una posición competitiva frente a otros que no lo están. De este modo, habría que descontar el ahorro que supone la salida en RT2 (fase 2 de restricciones) de un volumen equivalente de energía valorado al precio del mercado diario.

Esta alternativa no sólo encajaría con la redacción actual del P.O de restricciones, sino que además, sería más acorde que la interpretación actual, al programarse realmente aquella central que supone un menor coste para el sistema en cómputo total, y no únicamente considerando un proceso de forma aislada^{16 17}.

Internalizar el ahorro proveniente de la energía a bajar en la segunda fase de restricciones técnicas RT2 (fase de recuadre de energía), valorando este recuadre a precio del mercado diario, resulta más eficiente a la hora de asignar la oferta más económica, ya que el precio de la fase de recuadre de restricciones se parece más al precio del diario que a 0 €/MWh (caso equivalente a no internalizar el efecto de recuadre). Así se muestra a continuación como la relación que se ha venido registrando en 2012 entre el precio medio de RT2 a bajar (de las ofertas asignadas y retribuidas como pay-as-bid) y el precio del diario es mucho más cercana a 1 que a 0. Por ello, se considera que esta interpretación debería realizarse, con carácter general, independientemente de que, como medida adicional, se evite la programación por debajo de mínimo técnico de centrales en PDBF. Cabe decir además que esta medida desincentiva de por sí la programación por debajo de mínimo técnico.

¹⁶ “P.O. 3.2. En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PDBF, y existir más de una solución técnicamente válida y de eficacia equivalente, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones **y elegirá aquella que represente un menor coste.**”.

¹⁷ Se incluye a continuación un ejemplo que explica el menor coste que se derivaría de utilizar la interpretación propuesta en lugar de la aplicada actualmente:

Supongamos dos centrales de 400 MW potencia instalada, la central A con un mínimo técnico de 100 MW, y la central B con un mínimo técnico de 200 MW.

No pueden ofertar por debajo de mínimo técnico al mercado diario.

El precio del mercado diario es de 50 €/MWh, y el coste variable de estas centrales es también de 50 €/MWh (no han casado porque el los ingresos del mercado diario no les compensaba el arranque)

Supongamos que la central A tiene un coste de arranque de 14.000 € y que la oferta se realiza a coste marginal:

Oferta de la A: $50 \cdot 100 + 14.000 = 19.000 \text{ €}$

Si en la fase 2 se recupera un precio parecido al mercado diario ($100 \cdot 50 = 5.000 \text{ €}$), **al sistema le cuesta: 14.000 €**

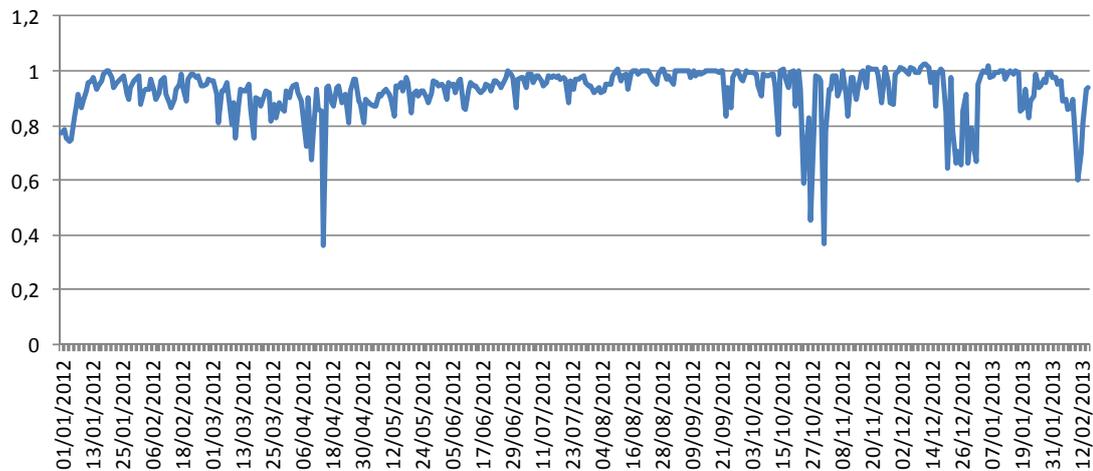
Supongamos que la central B tiene un coste de arranque de 10.000 € y que la oferta se realiza a coste marginal

Oferta de la B: $50 \cdot 200 + 10.000 = 20.000 \text{ €}$

Si en la fase 2 se recupera un precio parecido al mercado diario ($200 \cdot 50 = 10.000 \text{ €}$), **al sistema le cuesta: 10.000 €**

Por tanto si el Operador del Sistema considera sólo la oferta de RT1, tal y como lo hace en la actualidad, se elegiría la central A, cuando para el sistema, sería más eficiente económicamente elegir la central B. Únicamente sería más eficiente no internalizar el recuadre de RT2 valorado a precio del diario cuando el precio de recompra en esta fase resulta más parecido a 0€/MWh que al precio del diario, situación que es más improbable.

Gráfico 14. Ratio Precio RT2 a bajar vs precio del mercado diario



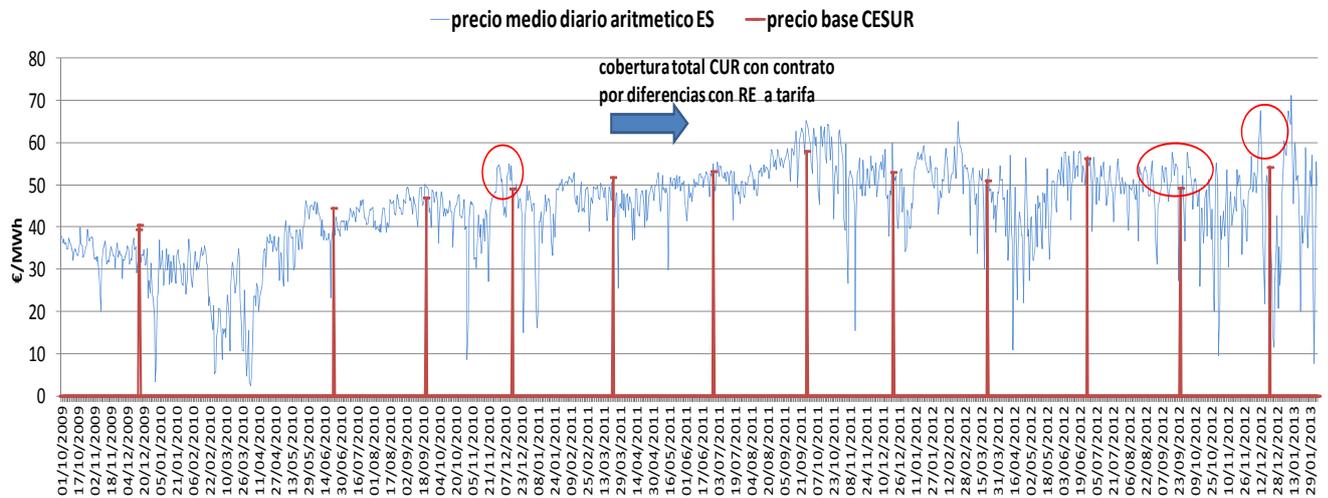
Otra opción posible, pero en el ámbito de las reglas del mercado, sería prohibir programas no factibles, es decir, prohibir casaciones por debajo de mínimo técnico, salvo en horas de arranque y parada. Sin embargo, esta opción no se aconseja ya que sería necesario tener en cuenta esta particularidad en la implementación del algoritmo previsto para realizar la casación de los mercados diarios europeos (PCR, Price Coupling of Regions), y en consecuencia, podría suponer un obstáculo adicional para llevar a cabo una pronta integración del MIBEL con el resto de mercados europeos.

En definitiva, se considera necesario que el operador del sistema remita con urgencia al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de modificación de los PO, a efectos de evitar, entre otros, estos comportamientos y se minimice el impacto económico para el consumidor.

5 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DEL MERCADO DIARIO PREVIO A SUBASTAS CESUR

A continuación se muestra la evolución del precio medio aritmético en los años 2011 y 2012 frente al precio resultante de cada subasta CESUR, mostrado el día de celebración de la subasta.

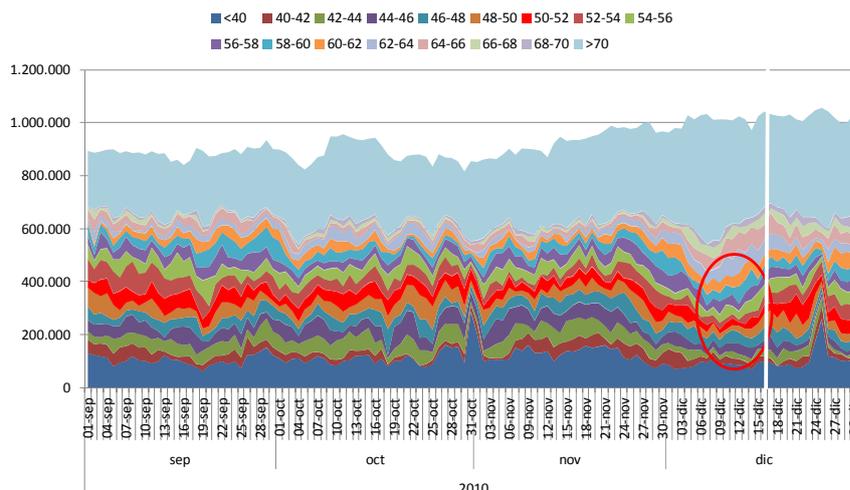
Gráfico 15. Evolución del precio medio aritmético diario frente al precio obtenido en la subasta CESUR



A la vista del gráfico anterior, no puede concluirse que, de forma general y sistemática, se produzca un incremento de precio del mercado diario en días previos a las subastas CESUR de forma sostenida hasta la celebración de la misma, aunque sí se aprecian episodios puntuales como en los días previos a las subastas Q1 2011, Q4 2012 y Q1 2013, donde se puede observar unos precios de mercado medios diarios relativamente más elevados que en los días previos. A continuación se analizan estos episodios:

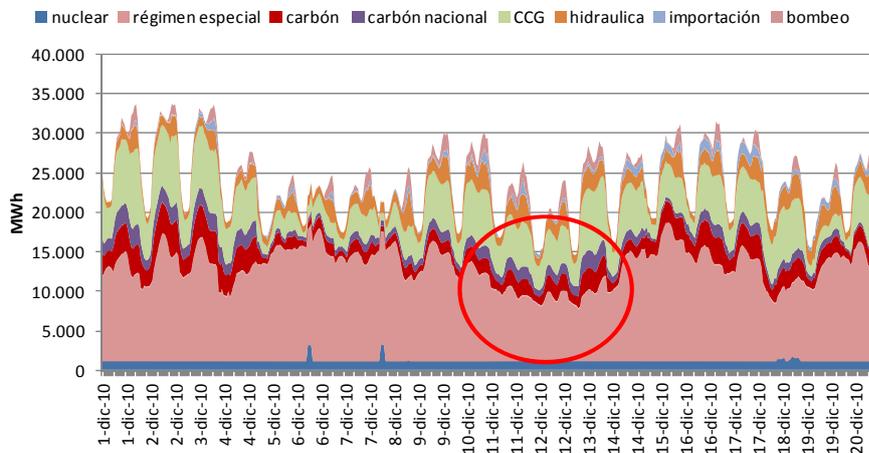
En los días previos a la subasta Q1 2011, celebrada el 15 de diciembre de 2010, no se observa una elevación de precios en el conjunto de ofertas térmicas e hidráulicas:

Gráfico 16. Evolución de ofertas térmicas e hidráulicas previas a la subasta Q1 2011



Por tanto la elevación puntual de los precios de mercado medios diarios hasta casi los 55 €/MWh que se observa en los días 11, 12 y 13 de diciembre de 2010 parece más bien deberse a una reducida producción de régimen especial, de forma que el día 14 de diciembre, al recuperarse una mayor producción renovable, el precio medio diario vuelve a quedar por debajo de los 50 €/MWh

Gráfico 17. Composición de la oferta casada en mercado por tipo de tecnología en los días previos a la celebración de la subasta Q1 2011



En los días previos a la subasta Q3 2012, celebrada el 27 de septiembre de 2011, se observa una elevación en los precios de las ofertas hidráulicas del 16 al 23 de septiembre, si bien este día vuelve a reducirse recuperando los valores anteriores. En cuanto a las ofertas térmicas no se observa ninguna elevación de precios.

Similar es el caso de los días previos a la subasta Q1 2013, celebrada el 21 de diciembre de 2012, donde si bien aparece una elevación en los precios de las ofertas hidráulicas del 5 al 14 de diciembre, a partir de esta fecha se recuperan los valores previos. En cuanto a las ofertas térmicas no se observa ninguna elevación de precios.

Gráfico 18. Evolución de ofertas térmicas previas a la subastas Q4 2012 y Q1 2013

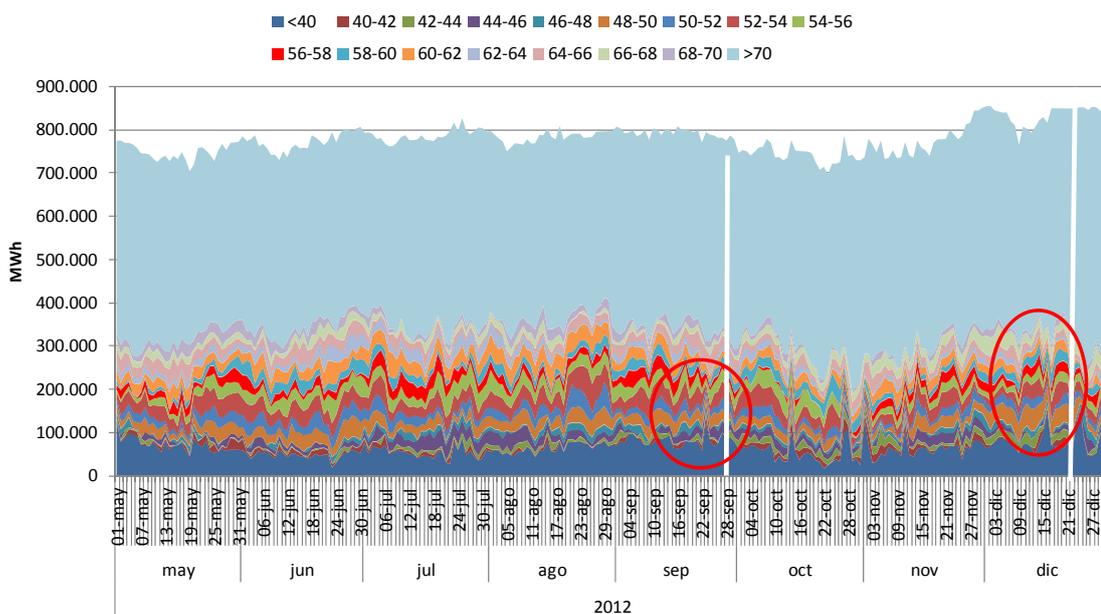
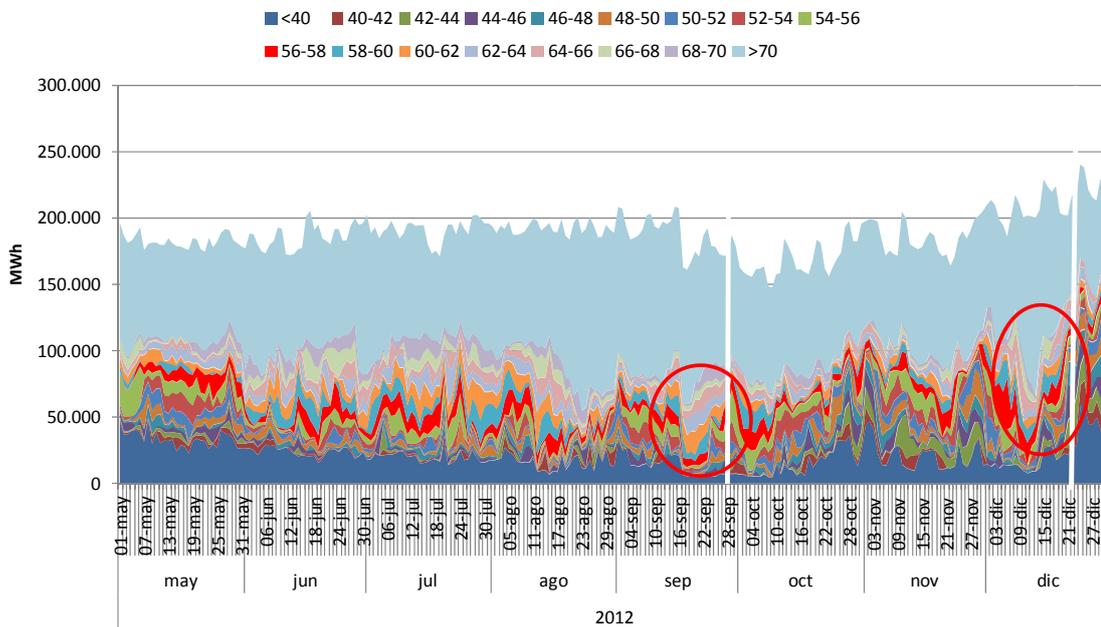
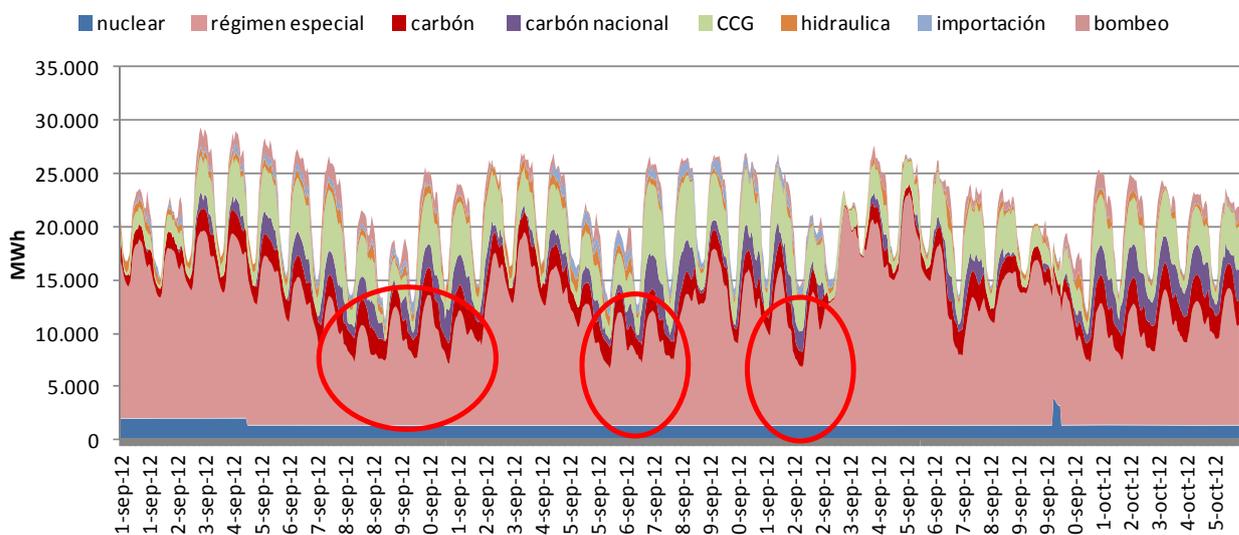


Gráfico 19. Evolución de ofertas hidráulicas previas a la subastas Q4 2012 y Q1 2013



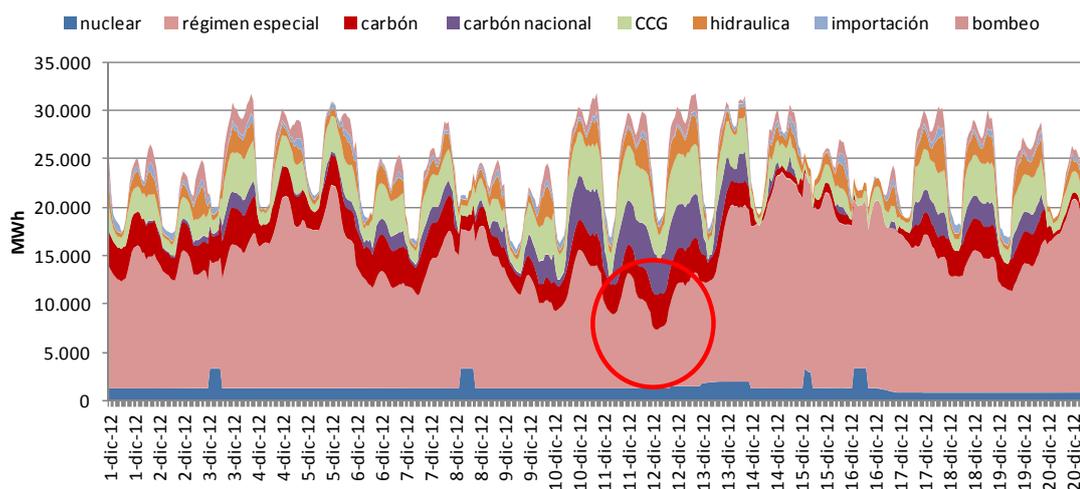
Así pues, los precios medios diarios algo más elevados observados los días 8-9, 17-18 y 21 de septiembre de 2012 previos a la subasta Q3 2012, parecen más bien responder a fluctuaciones de la producción de régimen especial.

Gráfico 20. Composición de la oferta casada en mercado por tipo de tecnología en los días previos a la celebración de la subasta Q3 2012



Análogamente, el elevado precio medio diario observado el día 12 de diciembre de 2012 en los días previos a la subasta Q1 2013 se corresponde con una reducida producción de régimen especial en ese día, lo que supone entrada de centrales de mayor precio Sabón 3, Castejón 3, Amorebieta y Barrios:

Gráfico 21. Composición de la oferta casada en mercado por tipo de tecnología en los días previos a la celebración de la subasta Q1 2013



6 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN ENERO DE 2013¹⁸

El precio medio aritmético del mercado diario en la zona española ha sido en enero de 2013 de 50,50 €/MWh, un 21% superior al de diciembre de 2012 (41,73 €/MWh). Este incremento de precio se produce bruscamente en los primeros días de 2013, tanto en valor medio como mínimo y máximo. Posteriormente, en la segunda quincena del mes, coincidiendo con un incremento de la producción eólica, el precio medio y mínimo recupera valores similares a diciembre, e incluso inferiores, sin embargo, el precio máximo se mantiene en valores elevados.

Por otra parte, a diferencia de lo ocurrido en años anteriores, el precio medio aritmético mensual del mercado diario en zona española ha estado por encima del precio en zona portuguesa, resultando un spread mensual de -1,97€/MWh (precio PT -Precio ES). Este precio inferior en Portugal es especialmente significativo durante la segunda quincena de enero, donde se alcanzan diferencias en algunas horas de unos -50€/MWh.

Aunque el precio medio del mercado diario también se incrementa en Portugal en enero de 2013 respecto a diciembre de 2012 (+6,35 €/MWh; +15%), no lo hace tanto como en España (+8,77 €/MWh; +21%), especialmente en las horas punta, en las que se produce desacoplamiento con precio superior en España.

¹⁸ Las conclusiones mostradas en este capítulo corresponden a un resumen del informe que fue remitido el 19 de febrero de 2013 al Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre la supervisión del mercado mayorista en enero de 2013. Informe aprobado por el Consejo de la CNE en su sesión de 7 de febrero de 2013.

Como consecuencia de la diferencia de precios España-Portugal, se invierte el sentido de uso de la interconexión, pasando España a importar desde Portugal, esencialmente, en las horas llano y punta.

En contraste con los precios en otros mercados europeos, se observa que el precio MIBEL ha estado durante la primera quincena del mes de enero de 2013 por encima de los mercados centroeuropeos entre unos 10-30€/MWh, mientras en la segunda quincena del mes, coincidiendo con el incremento de la producción eólica en la península (que reduce los precios MIBEL) y la entrada de una ola de frío en la Europa continental (que eleva el precio en la mayor parte del resto de mercados), ha llegado a situarse por debajo. En los últimos días del mes de enero el precio de este mercado vuelve a situarse por encima de otros mercados europeos.

Finalmente, el precio spot con carga base durante el mes de enero, 50,50 €/MWh, ha sido un 6,8% inferior al precio de la subasta CESUR-21 (54,18 €/MWh) vigente para todo el primer trimestre de 2013. En el caso de las horas puntas, el precio spot medio durante el mes de enero se ha situado en 60,36 €/MWh, un 1,3% por debajo del precio del contrato punta de la CESUR-21 (61,15€/MWh).

6.1 Factores que pueden haber influido en el incremento de precio en el mercado diario, en particular durante la primera quincena de enero de 2013

Algunos de los factores que han podido influir en el incremento del precio del mercado diario responden a factores estacionales como la evolución de la demanda, la eolicidad o la hidraulicidad, pero otros responden a cambios en las ofertas de compra y venta efectuadas por los agentes:

Incremento de la demanda en PDBF. La energía casada en el PDBF se ha incrementado un 8,6% en enero 2013 respecto a diciembre 2012, motivado tanto por el incremento de la demanda final como por un mayor ajuste registrado en enero entre el PDBF y el P48. Este incremento de la demanda coincide en los primeros días de enero de 2013 con una reducción de la producción eólica, lo que obliga a despachar en mercado diario centrales térmicas de carbón y ciclo combinado, más caras que las despachadas en las últimas semanas de diciembre.

Esto significa aproximadamente la pérdida de un 3% de la energía ofertada por debajo del marginal en zona española en enero de 2013, lo que necesariamente habrá contribuido a un incremento del precio del mercado, especialmente en las horas punta de demanda.

Incremento en el precio de las ofertas de compra asociadas a contratos bilaterales vinculados a centrales nucleares (unos 21€/MWh). [CONFIDENCIAL]. Parece reflejar el nuevo coste de oportunidad, que según las empresas, tendría las centrales nucleares tras los nuevos impuestos energéticos.

El efecto de esta actuación sobre la formación de precio en el mercado diario habría sido un incremento del precio de casación en las horas en que dicho precio quedara por debajo de estas ofertas, esencialmente horas valle. En concreto, esta actuación ha tenido impacto en el entorno de 2-4 horas los días 1, 2, 13, 17, 18 y del 19 al 24 de enero, donde el precio en alguna hora del valle

ha casado en el entorno de 20. Destaca el domingo 20 de enero, en el que estas ofertas podrían haber condicionado el precio en hasta 8 horas, incluida la punta de la mañana.

Incremento brusco de los precios en las ofertas de venta de energía, de casi todos los agentes y tecnologías, a partir del 1 de enero de 2013. Estos incrementos varían según periodo, agente y tecnología entre 10 y 60€/MWh; aunque en valor medio podría establecerse en unos 20€/MWh.

Las posibles causas observadas serían cuatro:

- Desde el 1 de enero de 2013, no existe programación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro ante la falta de publicación de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía mediante la que se ha de establecer el volumen máximo de producción para 2013. En consecuencia, la mayor parte de las centrales acogidas a este mecanismo dejan de resultar despachadas en el mercado diario a su coste variable, ya que ofertan al precio total de su retribución regulada (fijo+variable), resultando casadas en su lugar, centrales más caras.
- En la primera quincena de enero, se redujo apreciablemente con respecto a diciembre el volumen de ciclos combinados que fueron despachados en PDBF por debajo de mínimo técnico, lo que pudo contribuir al despacho de centrales más caras.
- La entrada en vigor el 1 de enero de 2013 de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, suponiendo un incremento en sus costes de generación.

Las centrales de carbón de importación, soportan desde el 1 de enero dos nuevos costes por producir electricidad: un impuesto al consumo de carbón, que podría valorarse en 6,69 €/MWh, y un impuesto del 7% por el importe de la venta de energía en el mercado. Aplicando este último sobre el precio estimado del mercado diario para 2013 de 55,43€/MWh¹⁹ equivaldría a 3,88 €/MWh, y aplicando este impuesto sobre el importe correspondiente a su participación en los diferentes segmentos de mercado supondría para las centrales de carbón un valor entorno a 4,50 €/MWh por cada MWh producido. El efecto conjunto de ambos impuestos sería de 11,19 €/MWh, que si se internalizara completamente en las ofertas a los diferentes segmentos de mercado, el efecto estimado sobre el precio medio ponderado del mercado diario sería de un incremento en torno a 10,1 €/MWh.

En el caso de que el precio del mercado responda, en términos generales, al coste variable de un ciclo combinado, teniendo en cuenta que el impacto percibido por cada MWh producido por esta tecnología sería de unos 4,68 €/MWh por el impuesto especial al gas y de 4,66 €/MWh por el impuesto eléctrico, la internalización de estas cargas impositivas en las ofertas a los diferentes segmentos de mercado, supondría un incremento del precio del mercado diario en torno a 8,2 €/MWh.

- Como caso particular del punto anterior, cabe citar a [CONFIDENCIAL] que había incrementado su producción hidráulica en los últimos meses de 2012, para evitar el impacto fiscal de la producción con agua embalsada, reduciéndola significativamente en enero incrementándose sus ofertas entre 20 y 30€/MWh.

¹⁹ Cotización de Q1_2013 en OMIP a 27/12/2012 y resto de trimestres a 8/1/2013: 55,43€/MWh

6.2 Causas que podrían estar motivando el desacoplamiento en el MIBEL, en particular en la segunda quincena de enero de 2013

Respecto al desacoplamiento con Portugal y los precios punta más elevados en España, se han identificado las siguientes posibles causas.

Reducción de la capacidad en la interconexión. Se produce una minoración de la capacidad comercial de importación, la cual era de 1.500MW a principios de diciembre mientras que en la segunda quincena de enero es de apenas 800MW. Al reducirse la capacidad, la interconexión se satura más fácilmente, provocando la separación de los mercados, la casación individual y la diferencia de precios.

Esta reducción de capacidad la lleva a cabo REE con antelación (horizonte semanal) y se debe a la configuración de las redes española y portuguesa y la ubicación de los núcleos de generación y demanda. Éstos provocan que deba existir necesariamente un flujo exportador de España a Portugal a través de las interconexiones de las zonas Galicia y Tajo, que no puede invertirse, y que por tanto, las importaciones hacia España tengan que fluir necesariamente por la zona sur de Portugal. Así, cuando el sentido del flujo resulta importador (hacia España), la capacidad queda muy limitada porque las líneas del sur han de transportar el flujo resultante de la programación en la interconexión más las entradas por el norte y el centro de Portugal.

Diferencias en el mix de generación: mayor hueco térmico en la zona española. El mayor precio horario en España es especialmente relevante entre el 20 y el 27 de enero, y se produce esencialmente en las horas punta de mayor demanda. Este periodo coincide con un cambio en las tecnologías de producción, especialmente en el sistema portugués, en el que se produce un aumento considerable de la producción hidráulica (manteniéndose alta la eólica), que minora considerablemente el hueco térmico.

Diferencias en las curvas de oferta de generación. Por una parte, no se observa en el sistema portugués la misma elevación en el precio de las ofertas que se aprecia en el sistema español a partir del 1 de enero. Y por otra parte, a partir del día 20 de enero (justo cuando empieza a desacoplar el MIBEL, con mayores precios en la zona española), se produce en el sistema portugués un aumento de la energía ofertada a precio bajo (0-20€/MWh) de tipo hidráulico considerablemente superior al registrado en el lado español.

A este respecto hay que indicar que las UGHs que ofertan a precio bajo en España en este periodo se encuentran en la zona noroeste del país (Miño, Sil, Hidrocantábrico, Viesgo), las más próximas a Portugal, por tanto, las más condicionadas por el temporal que afectó al Norte de la Península en las últimas semanas de enero.

Actuación: Algunos de los factores que han podido influir en el incremento del precio del mercado diario registrado durante la primera quincena de enero de 2013, responden, tal y como se ha indicado, a factores estacionales como la evolución de la demanda, la eolicidad o la hidraulicidad, pero otros responden a cambios en las ofertas de compra y venta efectuadas por los agentes. Algunos de las modificaciones experimentadas en estas ofertas desde enero que alcanzan hasta

los 60€/MWh en algunos casos, no presentan una justificación suficiente derivada de las nuevas medidas fiscales ni de la evolución de los costes. En consecuencia, el Consejo de la CNE, en su sesión del 7 de febrero de 2013 acordó la apertura de un expediente informativo a los titulares de instalaciones de régimen ordinario implicados para conocer las causas que hayan motivado tales comportamientos.