



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 32/2010 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN
POR LA QUE SE FIJAN LAS
CANTIDADES DE CARBÓN, EL
VOLUMEN MÁXIMO DE
PRODUCCIÓN Y LOS PRECIOS DE
RETRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA,
PARA EL AÑO 2010 A APLICAR EN
EL PROCESO DE RESOLUCIÓN DE
RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE
SUMINISTRO**

14 de octubre de 2010

INFORME 32/2010 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE FIJAN LAS CANTIDADES DE CARBÓN, EL VOLUMEN MÁXIMO DE PRODUCCIÓN Y LOS PRECIOS DE RETRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA, PARA EL AÑO 2010 A APLICAR EN EL PROCESO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO.

En el ejercicio de la función prevista en el punto 1 del apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en su sesión del día 14 de octubre de 2010, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 RESUMEN Y CONCLUSIONES

La propuesta de Resolución remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para informe establece los precios de retribución de la energía de las centrales del anexo II del Real Decreto 134/2010, con el detalle de los parámetros utilizados, el volumen máximo de producción que puede ser programado en el proceso de restricciones por garantía de suministro y el consumo de carbón equivalente. La mayor parte de los parámetros que se establecen son provisionales y deben ser revisados por la CNE teniendo en cuenta el coste real incurrido por las centrales, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 134/2010, según la redacción dada en el Real Decreto 1221/2010. Para el año 2010, se establece un procedimiento excepcional para la fijación de los volúmenes máximos de producción de cada central, basado en el número máximo de horas en que el mecanismo de restricciones por garantía de suministro sea de aplicación.

La Comisión Nacional de Energía con fechas 16 de noviembre de 2009 y 13 de abril de 2010 emitió dos informes, 29/2009 y 5/2010, a sendas propuestas de Real Decreto en relación con el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro. La CNE concluía sus informes que no se pronunciaba sobre las decisiones de política energética del Gobierno, ni respecto al carácter estratégico del carbón autóctono, ni sobre el interés de mantener las centrales de carbón autóctono operativas, por su apoyo a la consecución de los objetivos del Plan de la Minería, al encontrarse todo ello en el marco

de una decisión política. Sin perjuicio de ello, la CNE consideraba que el mecanismo de restricciones por garantía de suministro afectaría de forma importante al proceso de formación del precio del mercado diario, y por tanto al MIBEL.

De igual forma que en sus informes 29/2009 y 5/2010, en el presente informe este ente regulador considera necesario y oportuno analizar el instrumento regulatorio que se propone para alcanzar los objetivos fijados, detectando las posibles inconsistencias con el funcionamiento de mercado y emitiendo las recomendaciones regulatorias oportunas al efecto de reducir al máximo posible la alteración del correcto funcionamiento del mercado.

Dicho lo anterior, a continuación se realizan las siguientes consideraciones sobre la Propuesta de Resolución y sobre el procedimiento asociado de revisión de costes que debe realizar la CNE:

1.- Costes sometidos a revisión por parte de la CNE. La Propuesta de Resolución supone el establecimiento de unos precios provisionales que serán los que utilice el Operador del Sistema para liquidar a las centrales del anexo II.1 del Real Decreto 134/2010 durante el año 2010. A partir de la auditoría de cuentas que debe ser remitida a la CNE antes del 15 de julio del año siguiente, este organismo realizará el cálculo de los costes reales efectivamente incurridos, para que una vez comunicados al Operador del Sistema, se liquide el exceso o el defecto con respecto a la retribución provisional a cada central. Sin embargo, en el propio apartado 3.2 del Real Decreto (y en la Propuesta de Resolución también) se establecen unos determinados costes estándares para los que la CNE no ha de determinar su valor real, entre otros, los precios de adquisición del carbón autóctono o los costes fijos y variables de operación y mantenimiento, lo que representa aproximadamente el 50% de los costes totales de estas centrales.

2.- Necesidad de información complementaria por parte de la CNE. Para que la CNE pueda llevar a cabo las funciones de supervisión e inspección que le otorga el Real Decreto 134/2010, en la redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, se aprobará por la CNE una Circular para que los titulares de las instalaciones afectadas suministren periódicamente a la CNE determinada información y se propone una Resolución de la

Secretaría de Estado de Energía en relación con las auditorías de las centrales que determine los criterios de desglose e imputación de costes.

La publicación de la Circular debe ser previa a la entrada en funcionamiento del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, y la publicación de la Resolución debe ser anterior a la realización de las auditorías a las que hace referencia el anexo II del Real Decreto 134/2010. Asimismo, la CNE para poder supervisar adecuadamente las cantidades de carbón consumidas en las centrales, solicita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras le informe sobre sus actividades de inspección de los orígenes y calidades del carbón producido y suministrado, para asegurar que las cantidades de carbón sometidas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro se adecuen a las previstas en la Propuesta.

3.- Consumo de carbón en 2010. La producción máxima fijada para 2010, si bien resulta ser físicamente posible, pudiera no alcanzarse, bien por indisponibilidades fortuitas de las centrales, bien porque el Operador del Sistema no programe la suficiente generación por limitaciones de seguridad del sistema. Esto impediría el consumo de las adquisiciones de carbón autóctono fijado en la Propuesta, y por tanto, no supondría una reducción del stock de estas centrales.

4.- Revisión de los parámetros de la Resolución por parte de la CNE. Con el fin de evitar posibles interpretaciones en la revisión que realice la CNE, convendría que la Resolución aclarase expresamente qué parámetros deben ser revisados de acuerdo con las auditorías y cuales deben mantenerse de acuerdo con los valores establecidos en el Propuesta.

5.- Valoración del coste de la Propuesta. Considerando los parámetros de la Propuesta y estimando que el mecanismo de restricciones por garantía de suministro pudiera comenzar en noviembre de 2010, alcanzaría 89 Millones de € en 2010, y unos 503 Millones de € en 2011.

6.- Consideraciones particulares. Se incluyen en el informe algunas consideraciones particulares que deberían tenerse en cuenta en la redacción final de la Resolución en relación con los pagos por capacidad, costes fijos, costes de combustible, costes financieros, costes de CO2 y parámetros de mezcla de combustibles.

2 ANTECEDENTES

El día 4 de octubre de 2010 ha tenido entrada en la CNE, la propuesta de *“Resolución por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2010 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro”* (en adelante la Propuesta), para que, de acuerdo con la función antes citada y con el artículo 6 del Reglamento de la CNE, se emita el correspondiente informe preceptivo, por el procedimiento de tramitación de urgencia.

Dicha propuesta ha sido remitida al Consejo Consultivo de Electricidad el 4 de octubre de 2010. Los miembros del Consejo Consultivo enviaron alegaciones por escrito, que se adjuntan, al presente informe.

El Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, con las modificaciones introducidas por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, dispone en su anexo II.1 que por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se fijarán anualmente para cada central los precios de retribución de la energía, con el detalle de cada uno de los parámetros utilizados, y el volumen máximo de producción para cada año que puede ser programado en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Con fecha 16 de noviembre de 2009 y 13 de abril de 2010, la CNE aprobó sus informes 29/2009 y 5/2010 sobre las respectivas propuestas de Real Decreto por la que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

3 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

Tal y como se señala en su exposición de motivos, la Propuesta establece los precios de retribución de la energía de las centrales del anexo II del Real Decreto 134/2010, con el detalle de los parámetros utilizados, y el volumen máximo de producción que puede ser programado en el proceso de restricciones por garantía de suministro. La mayor parte de los parámetros que se establecen son provisionales y deben ser revisados por la CNE teniendo en cuenta el coste real incurrido por las centrales, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 134/2010, según la redacción dada en el Real Decreto 1221/2010.

Para el año 2010, se establece un procedimiento excepcional para la fijación de los volúmenes máximos de producción de cada central, basado en el número máximo de horas en que el mecanismo de restricciones por garantía de suministro sea de aplicación.

La Propuesta de Resolución supone el establecimiento de unos precios provisionales que serán los que utilice el Operador del Sistema para liquidar a las centrales del anexo II.1 del Real Decreto 134/2010 durante el año 2010. Antes del 15 de julio de 2011, de acuerdo con el Real Decreto 134/2010, los titulares de estas centrales deberán remitir a la CNE la auditoría de cuentas con el suficiente detalle para que la CNE pueda realizar el cálculo de los costes reales efectivamente incurridos. Posteriormente, la CNE comunicará al Operador del Sistema el resultado de dicho cálculo, quien liquidará el exceso o el defecto con respecto a la retribución provisional a cada central.

No obstante lo anterior, en el propio apartado 3.2 del citado Real Decreto (y en la Propuesta de Resolución también) se establecen unos determinados costes estándares para los que la CNE no ha de determinar su valor real, entre otros, los precios de adquisición del carbón autóctono o los costes fijos y variables de operación y mantenimiento, lo que representa aproximadamente el 50% de los costes totales de estas centrales.

4 CONSIDERACIONES GENERALES

Sin perjuicio de los comentarios realizados por esta Comisión en sus informes referidos anteriormente 29/2009 y 5/2010 en relación con el mecanismo de resolución de restricciones por seguridad de suministro, a continuación se realizan las siguientes consideraciones sobre la Propuesta y sobre el procedimiento asociado de revisión de costes que debe realizar la CNE.

4.1 *Información necesaria para llevar a cabo la supervisión y la inspección de la CNE*

El Real Decreto 134/2010 hace referencia en varias ocasiones a la labor de supervisión, e inspección de la CNE del procedimiento de restricciones por garantía de suministro. Para poder llevar a cabo, algunas de esas funciones, esta Comisión precisará de información específica con unos criterios y un nivel de detalle determinado. En concreto, se recogen a continuación dichas funciones:

- a. El segundo párrafo del punto 2 del Anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, en la redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, establece que la CNE supervisará e inspeccionará la correcta utilización del carbón autóctono asociada a las producciones programadas en el plan de funcionamiento comunicado por el Operador del Sistema en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.
- b. El segundo párrafo del punto 2 del apartado cuarto del Anexo I del Real Decreto 134/2010, en la redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, establece que la CNE auditará el cumplimiento de la excepción de las centrales que utilicen gas siderúrgico como parte del combustible.
- c. El segundo párrafo del punto 3 del apartado cuarto del Anexo I del Real Decreto 134/2010, en la redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, establece que la Comisión Nacional de Energía supervisará y hará públicos los valores de emisión de CO₂ de cada una de las instalaciones térmicas de producción de carbón y fuel, comunicados por los sujetos titulares de las mismas, como paso previo a la utilización de estos valores en este proceso.

- d. El punto 1 del Anexo II del Real Decreto 134/2010, en la redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, establece que las auditorías anuales deberán incluir una segregación de las cuentas para cada una de las centrales incluidas en dicho anexo, con el suficiente detalle que permita a la CNE determinar todos y cada uno de los parámetros de su retribución.

En relación con la información asociada a los puntos a), b) y c) anteriores, la CNE debe solicitar a los sujetos implicados la aportación de los datos necesarios para cumplir con dichas funciones, para lo que aprobará una Circular de información, cuya publicación debería ser previa a la entrada en funcionamiento del mecanismo de restricciones por garantía de suministro para que la CNE pueda desarrollar su labor de supervisión.

Para llevar a cabo la función del punto d), se propone solicitar la información necesaria de acuerdo con unos criterios de desglose, imputación de costes y procedimiento de revisión del auditor, tal y como se propone en el anexo de este informe, mediante una Resolución, cuya publicación debería ser anterior a la realización de las auditorías a las que hace referencia el anexo II del Real Decreto 134/2010.

Asimismo, la CNE para poder supervisar adecuadamente las cantidades de carbón consumidas en las centrales termoeléctricas, solicita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras le informe sobre sus actividades de inspección de los orígenes y calidades del carbón producido y suministrado, para asegurar que las cantidades de carbón sometidas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro se adecuen a las previstas en la Propuesta.

4.2 *Volumen máximo de producción y las cantidades de carbón autóctono en 2010*

La Propuesta incluye las cantidades de carbón autóctono a adquirir en 2010 por los titulares de las centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, correspondientes a la producción máxima estimada de estas centrales.

El volumen máximo de producción en 2010 incluido en la Propuesta, se ha calculado, de forma excepcional, en función del número horas del periodo octubre-diciembre 2010, suponiendo una utilización de las plantas a plena de carga y una disponibilidad media de un 93%, coherente con la registrada en 2009, sin tener en consideración las indisponibilidades de larga duración.

Cuadro 1. Centrales del anexo II y energía programable máxima fijada en la Propuesta para 2010

	Potencia neta (MW)	Energía día programable (GWh)	Disponibilidad
Soto de Ribera 3	346,25	8,238	99%
Narcea 3	347,47	7,664	92%
Anllares	346,84	8,323	100%
La Robla 2	355,10	7,866	92%
Compostilla	1.143,48	26,785	98%
Teruel	1.055,77	21,614	85%
Guardo 2	342,43	7,839	95%
Puentenuevo 3	299,76	6,458	90%
Escucha	142,35	3,234	95%
Elcogas	296,44	6,033	85%
TOTAL	4.675,89	104,054	93%

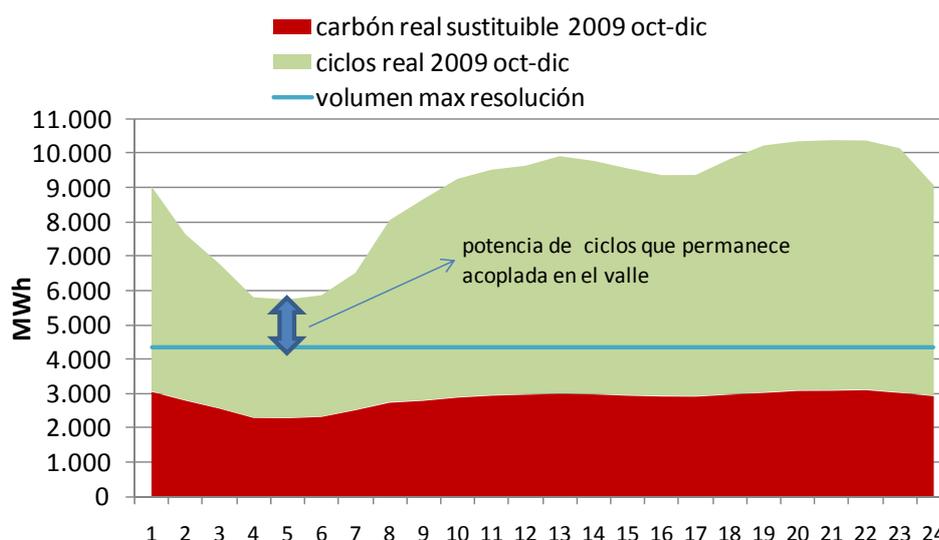
Fuente: Propuesta de Resolución y elaboración propia

La anterior producción máxima, si bien resulta ser físicamente posible, pudiera no alcanzarse, bien por indisponibilidades fortuitas de la central, bien porque el Operador del Sistema no programe la suficiente generación por limitaciones de seguridad del sistema. Esto impediría el consumo de las adquisiciones de carbón autóctono fijado en la Propuesta, y por tanto, no supondría un descenso del stock de estas centrales, según algunas de las alegaciones recibidas por parte de los miembros del Consejo Consultivo. Cabe señalar que durante el cuarto trimestre de 2010 se han previsto el consumo de una cantidad equivalente de carbón superior a la que correspondería a partir de 2011 (en un 76%).

Como referencia, se aporta en el siguiente gráfico la producción media horaria de las centrales de carbón y de los ciclos que resultaron despachados durante el cuarto trimestre de 2009, y la que resultaría en 2010 si se alcanzara el volumen máximo diario equivalente de 104 GWh de la Propuesta. Como puede observarse, si se alcanzara dicho volumen,

bajo un escenario similar al de 2009, el volumen de ciclos combinados que resultaría desplazado por el mecanismo de restricciones de seguridad de suministro sería significativo.

Gráfico 1. Volumen máximo previsto de producción de las centrales del anexo II en 2010 y volumen medio horario de octubre-diciembre 2009 de las centrales de carbón y de ciclo combinado



Fuente: Propuesta y CNE

NOTA: Se considera como carbón real sustituable la energía despachada en el cuarto trimestre de 2009 en las centrales que utilizan carbón en el programa base de funcionamiento, una vez deducidas las limitaciones de programa mínimo aplicadas por restricciones técnicas.

La Propuesta establece un valor de producción equivalente para 2010 de 9,6 TWh y la adquisición correspondiente de carbón autóctono de 4,1 Millones de toneladas, suponiendo que el mecanismo de restricciones por seguridad de suministro hubiese entrado en vigor el 1 de octubre de 2010. Dichos valores deberán ser ajustados teniendo en cuenta la fecha de entrada definitiva del mecanismo.

En términos de energía eléctrica, si el mecanismo entrara en funcionamiento en noviembre de 2010, el volumen máximo previsto de la resolución de 6,4 TWh supondría un 2,5% de la demanda eléctrica estimada peninsular anual para 2010 (257,5 TWh) y un 2% considerando únicamente la producción correspondiente al carbón nacional de la mezcla. En términos de energía primaria equivalente a la producción eléctrica nacional, el consumo de las centrales de carbón autóctono representaría un 3,3% del consumo

previsto en 2010 (130.575 tep) y un 3% considerando únicamente el consumo de carbón autóctono, siendo por tanto inferior al 15% establecido como limitación en el artículo 25 de la Ley 54/97.

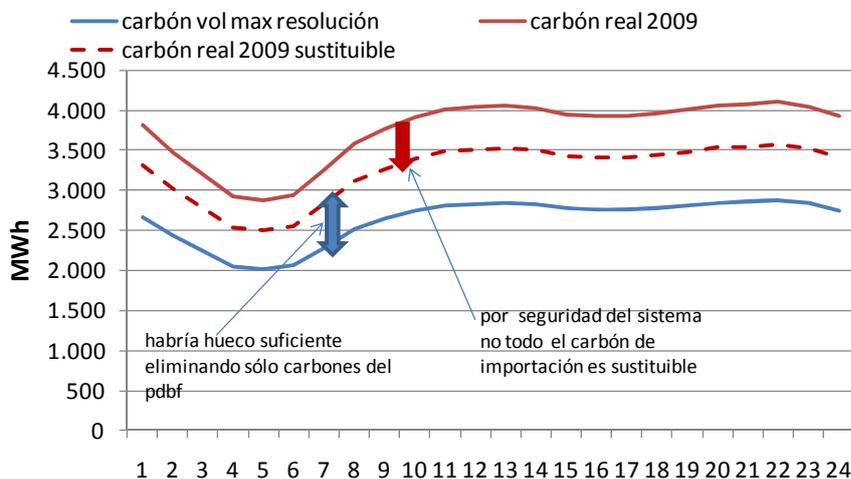
4.3 Volumen máximo de energía programable hasta 2014

De acuerdo con el anexo de la Propuesta, con carácter general, se establece que la cantidad de energía programable máxima anualmente de las centrales afectadas asciende a 23 TWh. Dicha cantidad es inferior a la producción registrada en 2009 de todas las centrales de carbón, que alcanzó los 34 TWh, por lo que si se mantuviera un escenario similar al de 2009, la producción con carbón de importación sería reducida de forma importante, y las centrales de ciclo combinado no se verían en principio desplazadas por la puesta en marcha del mecanismo de restricciones por garantía de suministro.

El análisis que se realiza compara en términos anuales la producción máxima programable de carbón nacional que contempla la Propuesta con la producción de carbón nacional e importado habida en 2009. Esta comparación puede ser realizada también en términos horarios medios.

El gráfico siguiente muestra una estimación horaria de la producción programable de la Propuesta, junto con la producción media de las centrales de carbón en 2009 en el Programa Base de Funcionamiento, donde se aprecia que incluso considerando las limitaciones registradas por seguridad del sistema en 2009, la cantidad de carbón autóctono que resultaría de la Propuesta sería inferior a la programada para las centrales de carbón en 2009. Lógicamente, durante el periodo de aplicación mecanismo de restricciones por garantía de suministro, el impacto sobre el despacho podrá ser diferente al escenario de 2009 dependiendo de la evolución del régimen especial, de la evolución de los precios de los combustibles y de la demanda.

Gráfico 2. Volumen máximo horario previsto de producción de las centrales del anexo II a partir de 2011, y volumen medio de las centrales de carbón registrado en 2009



Fuente: Propuesta y CNE

NOTA: Se estima unos 4,3 TWh de carbón de importación objeto de limitaciones por seguridad del sistema en el año, por lo que ha sido descontado del perfil medio de programación de carbones en 2009

A este respecto, algunas alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo indican que, según el esquema propuesto, la producción de las centrales de carbón importado será casi nula, salvo en lo que respecta a un funcionamiento esporádico por restricciones técnicas de la red, al menos hasta el fin del año 2014. Posteriormente, el 1 de enero de 2016 entrará en vigor la Directiva de emisiones de instalaciones industriales lo que introducirá unos límites de emisión más restrictivos que los que actualmente presentan estas centrales, lo que requerirá nuevas inversiones. Por todo ello, según las referidas alegaciones los titulares de estas plantas pudieran plantearse el cierre de las mismas ante las actuales previsiones de reducido funcionamiento, lo que tendría un impacto en el mantenimiento de la seguridad del sistema, ya que algunas de estas centrales resultan necesarias en algunas ocasiones para resolver restricciones técnicas de la red. En estos casos, y de acuerdo al funcionamiento real del nuevo mecanismo, cabría plantearse la revisión del mecanismo existente de pago por capacidad, de acuerdo con lo dicho por esta Comisión en numerosos informes.

En términos de energía eléctrica, los 23,3 TWh de volumen máximo anual de la resolución supondrían un 9% de la demanda eléctrica estimada peninsular para el 2011 (263,6 TWh) y un 6% considerando únicamente la producción correspondiente al carbón nacional de la

mezcla. En términos de energía primaria equivalente a la producción eléctrica nacional el consumo de las centrales de carbón autóctono representaría un 12,3% del consumo previsto en 2011 (130.903 tep) y un 10% considerando únicamente el consumo de carbón autóctono, siendo por tanto inferior al 15% establecido como limitación en el artículo 25 de la Ley 54/97.

4.4 **Cantidades de carbón autóctono hasta 2014**

De acuerdo con el anexo de la Propuesta, se establece que la cantidad de energía programable anualmente de las centrales afectadas asciende a 23 TWh, lo que teniendo en cuenta los parámetros de la Propuesta, equivaldría a un consumo anual de unos 10,1 Millones de toneladas de carbón autóctono:

Cuadro 2. Estimación de la cantidad de carbón autóctono equivalente a la energía programable máxima a partir de 2011

	Energía programable GWh año	FCA (tanto por uno de carbón autóctono en energía)	PCS carbón nacional TePCS/t	Consumo Específico TePCS/kWh	Estimación Cantidad carbón nacional Toneladas
Soto de Ribera ³	1.312	0,9	5.040	2,597	608.412
Narcea 3	1.206	0,85	4.817	2,636	560.908
Anllares	1.968	0,7	4.744	2,748	798.047
La Robla 2	2.035	0,9	5.438	2,741	923.250
Compostilla	5.444	0,8	4.794	2,568	2.333.055
Teruel	6.184	0,56	3.353	2,67	2.757.536
Guardo 2	1.947	0,75	4.965	2,548	749.431
Puentenuevo ³	1.486	1	4.178	2,668	949.183
Escucha	372	0,5	3.932	3,078	145.547
Elcogas	1.400	0,234	3.502	2,527	236.399
Total	23.355				10.061.770

Fuente: Propuesta de Resolución y elaboración propia

De acuerdo con el “*Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras*”, el compromiso de adquisición de estas centrales debería encontrarse en el entorno de los 9,2-9,3 Millones de toneladas anuales en 2011 y en 2012. Por tanto, durante estos años, de mantenerse la aplicación de la Propuesta que supone un consumo de 10,1 Millones de toneladas al año, el stock existente en el almacén temporal de Hunosa y de las comarcas mineras, podría

reducirse en el entorno de 1 Millón de toneladas anual, frente a más de 10 Millones de toneladas que se estima de stock existente hasta marzo de 2010 (de acuerdo con diversas publicaciones).

4.5 Revisión de los parámetros de la Resolución

En el punto 1 del Anexo 2 del Real Decreto establece que la CNE determinará el coste real de los parámetros fijados en el apartado 3.2 de dicho anexo. Sin embargo, el propio apartado 3.2 y la Propuesta de Resolución hacen referencia en algunos parámetros a la revisión de la CNE de acuerdo con las auditorías, y en otros no, como el precio de adquisición del combustible autóctono, los costes fijos y variables de operación y mantenimiento y los costes de logística de los combustibles de apoyo. Con el fin de evitar posibles interpretaciones en la revisión que realice la CNE, convendría que la Resolución aclarase expresamente qué parámetros deben ser revisados de acuerdo con las auditorías y cuales deben mantenerse de acuerdo con los valores establecidos en el Propuesta.

4.6 Valoración del coste de la Propuesta

Teniendo en cuenta los parámetros de la Propuesta y los precios de los contratos a plazo de OMIP del precio del mercado spot, el coste del mecanismo propuesto en el Real Decreto 134/2010 alcanzaría 89 Millones de € en 2010, suponiendo su puesta en marcha en noviembre de 2010 (ver cuadro 3). Dado que dicho coste será sufragado con los pagos de capacidad de acuerdo con el Real Decreto 134/2010, el saldo excedentario previsto por este concepto en 2010 de 551 Millones de €¹, quedaría finalmente en 462 Millones de €. En 2011, el coste previsto del mecanismo alcanzaría unos 503 Millones de € (ver cuadro 4).

¹ Previsión dada en la memoria justificativa de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de octubre de 2010 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial

Cuadro 3. Coste previsto del mecanismo de restricciones por garantía de suministro si entrase en vigor en noviembre de 2010

nov-dic 2010	Coste fijo €/MWh	Coste var €/MWh	Coste medio €/MWh	Energía MWh	Coste total Millones €	Obligación pago reducciones programa Millones €	Coste mecanismo Millones €
Soto Ribera 3	7,00	53,11	60,11	502.508	30	23	-7
Narcea 3	11,66	50,33	61,99	467.534	29	22	-7
Anllares	5,73	50,60	56,33	507.716	29	24	-5
La Robla 2	11,68	50,72	62,41	479.837	30	22	-8
Compostilla	8,21	49,92	58,12	1.633.906	95	76	-19
Teruel	8,28	44,29	52,57	1.318.474	69	61	-8
Guardo 2	12,28	52,80	65,08	478.188	31	22	-9
Puentenuevo 3	21,66	55,48	77,14	393.963	30	18	-12
Escucha	3,98	50,87	54,85	197.287	11	9	-2
Elcogas	30,67	45,84	76,51	367.983	28	17	-11
TOTAL			60,26	6.347.394	383	294	-89

Fuente: Propuesta de Resolución y CNE

Nota: Precio mercado previsto =46 €/MWh

Cuadro 4. Coste previsto del mecanismo de restricciones por garantía de suministro en 2011

2011	Coste fijo €/MWh	Coste var €/MWh	Coste medio €/MWh	Energía MWh	Coste total Millones €	Obligación pago reducciones programa Millones €	Coste mecanismo Millones €
Soto Ribera 3	16,04	53,11	69,16	1.311.940	91	59	-32
Narcea 3	27,06	50,33	77,39	1.205.880	93	54	-39
Anllares	8,84	50,60	59,44	1.968.150	117	89	-28
La Robla 2	16,48	50,72	67,20	2.035.200	137	92	-45
Compostilla	14,74	49,92	64,65	5.444.250	352	245	-107
Teruel	10,57	44,29	54,86	6.183.800	339	279	-61
Guardo 2	18,05	52,80	70,85	1.947.110	138	88	-50
Puentenuevo 3	34,35	55,48	89,83	1.486.390	134	67	-67
Escucha	12,63	50,87	63,51	371.860	24	17	-7
Elcogas	48,31	45,84	94,15	1.400.040	132	63	-69
TOTAL			66,62	23.354.620	1.556	1.053	-503

Fuente: Propuesta de Resolución y CNE

Nota: Precio mercado previsto =45 €/MWh

5 CONSIDERACIONES PARTICULARES

A continuación se indican algunas consideraciones particulares sobre la redacción de la Propuesta:

5.1 *Modificación de los ingresos por Pago de capacidad*

Las cantidades incluidas en concepto de pago por capacidad “CPI” en la propuesta de Resolución se corresponden con la situación prevista a comienzos de año. En ese momento la central de Teruel tenía reconocido un derecho de cobro que expiraba en Enero de 2010. Posteriormente, el 18 de marzo, fue reconocido el derecho de cobro por el incentivo a la inversión medioambiental a los grupos 4 y 5 de Compostilla y en mayo, a Elcogas. Actualmente, el derecho de cobro anual para 2011 por este concepto en Teruel es nulo, en Compostilla asciende a 6 Millones de € anuales y en Elcogas a 6,4 Millones de €. Por tanto la tabla del anexo. 2 de la Propuesta debería corregirse para recoger los importes reconocidos que aparecen en la siguiente tabla:

Cuadro 5. Pago anual por capacidad de la Propuesta de Resolución y previsto en 2010

Pago anual por capacidad Cpi €	Propuesta Resolución	Ingresos previstos 2010
Soto de Ribera ³	3.029.687	3.029.687
Narcea 3	3.040.365	3.040.365
Anllares	0	0
La Robla 2	3.107.127	3.107.127
Compostilla	0	5.966.012
Teruel	522.829	0
Guardo 2	2.996.263	2.996.263
Puentenuevo ³	0	0
Escucha	0	0
Elcogas	0	6.400.000

Fuente: CNE

5.2 *Costes fijos*

Se han recibido varias alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo en relación con la falta de exactitud de los parámetros utilizados para calcular el coste fijo de las centrales con respecto a la realidad. A este respecto, cabe señalar que si bien la Propuesta realiza una serie de hipótesis a efectos de establecer los valores provisionales de dicho coste que pudieran no coincidir con los reales, anualmente, estos valores serán

posteriormente revisados por la CNE en base a las cuentas separadas y auditadas de los grupos afectados.

5.3 Costes de combustible

En cuanto a los costes variables, también se han recibido varias alegaciones indicando falta de exactitud en los cálculos realizados. A este respecto, esta Comisión no puede valorar dichos comentarios dado que no conoce los parámetros utilizados para dicho cálculo.

El precio de adquisición del carbón autóctono “*PRCAI*” no es un parámetro revisable, por lo que su valor debería ajustarse a la realidad en la mayor medida posible. En este sentido, algunos miembros del Consejo Consultivo indican que debería aclararse si se ha incluido el coste de todos los trasvases con los que cuenta cada central. Adicionalmente, indican que se ha utilizado como base el precio provisional de UMINSA en 2009 ($A_0=95$ €/t) en lugar del definitivo, una vez que ya ha sido regularizado ($A_0=91$ €/t), por lo que la retribución de la Propuesta debería corregirse a la baja.

Por otra parte, la referencia usada en la Propuesta para determinar el Precio de referencia P_p del carbón de importación es el API#2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus Internacional como media del mes de noviembre del año inmediatamente anterior. Considerando que el mecanismo de restricciones por garantía de suministro podría ponerse en marcha en noviembre de 2010, y que las cotizaciones actuales del API#2 superan los 95\$/t, frente a los 77,47\$/t considerados en la propuesta de resolución, y que los titulares no han podido cubrir el riesgo de variación del API#2 en noviembre del año pasado mediante la compra de los correspondientes productos financieros, sería necesario actualizar la referencia de precio para el periodo de funcionamiento de las centrales en 2010. Lo mismo ocurre con el precio de los derechos de emisión de CO₂ y con el tipo de cambio. En este sentido, se propone que en las revisiones que realice la CNE para el año 2010, se reconozca de forma excepcional, o bien el coste real de los contratos de compra del carbón, o bien la cotización real del API#2 en los meses de funcionamiento de 2010.

De cara a 2011, los agentes tienen la oportunidad de comprar los productos financieros necesarios para cubrir el riesgo de variación de la cotización del API#2 en noviembre de 2010 frente al coste real del carbón durante todo el año, así como de los derechos de emisión y del tipo de cambio. Por ello, a partir de 2011, de acuerdo con la Propuesta, se podrían mantener los parámetros establecidos cada año de acuerdo con las cotizaciones de noviembre del año anterior sin revisarlos con los costes reales incurridos. En cualquier caso, convendría que la Resolución aclarase los términos anteriores.

Adicionalmente cabría utilizar la referencia API#4, en los casos en los que se utilice un carbón de importación cuya referencia de precio sea el API#4, con el fin de reconocer unos costes lo más próximos posibles a la realidad.

La Propuesta únicamente establece los parámetros necesarios para calcular el consumo de carbón de importación en las centrales de carbón nacional, mientras que el Real Decreto 134/2010 en el punto 3 del anexo II contempla la utilización de otros combustibles adicionales al carbón de importación. Se considera necesario que la Resolución aclare si en la revisión de los costes que realizará la CNE se ha tener en cuenta también el coste del consumo del resto de los combustibles auxiliares, como el fuel oil, el gasoil, o el gas natural.

5.4 Coste financiero

En el apartado 3.2 del anexo II del Real Decreto 134/2010 se establece el valor del parámetro Cf como el coste de las mermas anuales. En concreto se establece este valor en *“el 1% para las hullas y antracitas y el 2% para el lignito negro valorado al precio de adquisición del carbón autóctono del año de adquisición entre la electricidad generada para la prestación del servicio público”*. A este respecto, la Propuesta de Resolución debería aclarar el criterio de valoración de estas mermas, que podría seguir el criterio FIFO, LIFO o el método del valor medio.

5.5 Mezcla de combustibles

El parámetro FCAi, *“tanto por uno de carbón autóctono en energía”* debería estar fijado teniendo en cuenta aquellos otros combustibles, que por razones medioambientales o por apoyo a la combustión (diseño de caldera, etc), son de mezcla obligada con el carbón

autóctono, así como aquellos combustibles líquidos y/o gaseosos que tienen lugar en las operaciones de arranque de la central, que de acuerdo con los valores históricos de consumo en arranques, representan valores que se sitúan entre el 0,2 y el 2%. Por tanto, salvo las limitaciones medioambientales o restricciones técnicas, se deberían maximizar los porcentajes de consumo de carbón autóctono.

A estos efectos, se considera necesario que en la Propuesta figure la obligación de los titulares de las instalaciones de generación de justificar ante la CNE las limitaciones que tienen para el consumo de carbón autóctono, y que a continuación este Organismo determine los factores FCAi que ha de emplear el Operador del Sistema a efectos de gestionar el mecanismo de restricciones por garantía de suministro.

Adicionalmente, dado que el Operador del Sistema, según contempla el Real Decreto 134/2010 modificado por el Real Decreto 1221/2010, debe establecer un plan de funcionamiento para las centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, precisaría conocer para cada central de las incluidas en el Anexo II del Real Decreto mencionado la fracción real de cada tipo de combustible, distinto al carbón autóctono. En este sentido, se considera que, o bien se incluya la obligación de información en un procedimiento de operación o bien, que se remita la información correspondiente al balance de los combustibles que será especificado en la mencionada Circular de solicitud de información de la CNE.

5.6 Costes del CO₂ en 2010 de las centrales de carbón nacional

La propuesta de Resolución para 2010 incorpora el coste de la totalidad de los derechos de CO₂ (incluidos los del PNA) dentro del coste variable de las centrales de carbón nacional, sin resultarle de aplicación la Propuesta de Orden que define la metodología de cálculo del coste unitario de los derechos de emisión de CO₂ asignados gratuitamente. A efectos de aclarar cuál debería ser el criterio a seguir por parte de la CNE en la revisión de este coste en 2010 a partir de las auditorías, debería especificarse en la Resolución si el valor de los derechos asignados gratuitamente en 2010 a las centrales afectadas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro debería ser deducido de los costes reales incurridos por las centrales. Adicionalmente, se debería aclarar, al igual que en el caso del carbón de importación, si se deberán reconocer en la revisión que realice la CNE

los costes realmente incurridos en la compra del CO₂ durante la aplicación del mecanismo o deberán aplicarse la cotización del CO₂ sobre la producción realizada en dicho periodo. Igualmente, se debería aclarar si se parte de los precios del mes de noviembre de 2010, excepcionalmente para este año, en lugar de tomar el mes de noviembre de 2009.

6 MEJORAS DE REDACCIÓN

6.1. El RD 134/2010, modificado por el RD 1221/2010, en su artículo único, párrafo 3, establece que el coste variable será el precio máximo para las ofertas que los titulares de los grupos afectados están obligados a realizar. Por ello, los costes variables recogidos en la tabla del apartado Tercero de la propuesta de Resolución deberían presentarse en el mismo formato en el que los titulares deben realizar sus ofertas al mercado diario, es decir, únicamente con dos decimales, y no cuatro como aparecen en la tabla incluida en la propuesta de Resolución.

6.2 En el cuadro del apartado segundo de la Propuesta de los valores de producción equivalentes, hay un error en la puntuación de miles y decimales en las líneas correspondientes a Puentenuevo 3 y en el Total.

ANEXO I

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS CRITERIOS PARA LA REALIZACIÓN DE AUDITORÍAS DE LAS CENTRALES QUE PARTICIPAN EN EL PROCESO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO

El punto 1 del Anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, en la redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, exige la realización de auditorías de cuentas anuales por parte de las empresas propietarias de las centrales obligadas a participar como unidades vendedoras en el proceso de resolución de restricciones técnicas por garantía de suministro. Estas auditorías deberán ser remitidas por los titulares de las centrales a la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de julio del año siguiente al que corresponda la información. De acuerdo con la auditoría y la metodología establecida en el citado Real Decreto, la Comisión Nacional de Energía efectuará el cálculo de los costes reales correspondientes al volumen de energía eléctrica producida por la central y realizará la supervisión de todos y cada uno de los parámetros contenidos en dicha metodología.

En el mismo punto del párrafo anterior se especifica que “la Secretaría de Estado de Energía podrá fijar por Resolución las distintas actuaciones que deberá llevar a cabo la Comisión Nacional de Energía para determinar el coste real de los parámetros fijados en el apartado 3.2” del mismo Real Decreto, para el cálculo de los costes. En dicho apartado se especifica qué parámetros serán calculados y/o supervisados por la Comisión Nacional de Energía.

Teniendo en cuenta la propuesta de la Comisión Nacional de Energía de criterios para la realización de auditorías de las centrales que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Esta Secretaría de Estado de Energía,

RESUELVE

PRIMERO.- Aprobar los siguientes criterios para la realización de las auditorías previstas en el punto 1 del Anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero:

- a. La revisión del auditor se ha de realizar sobre la documentación previamente elaborada por las empresas titulares de las instalaciones, que será contrastada a partir de las cuentas anuales, los albaranes y facturas de proveedores.
- b. Los criterios generales para la elaboración de la información por parte de las empresas titulares relativa a los costes reales y a las unidades físicas asociadas se recogen en el Anexo 1. El resumen de dicha información deberá presentarse conforme al formulario del Anexo 2.



- c. Las auditorías deberán ser efectuadas por auditores inscritos en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas, y deberán cumplir con la metodología prevista en el Anexo 3.
- d. Las auditorías se realizarán de forma individualizada para cada grupo por periodos de un año natural, con la información desglosada mensualmente, y serán remitidas a la Comisión Nacional de Energía por las empresas titulares de las instalaciones.

SEGUNDO.- La presente Resolución surtirá efectos a partir del día siguiente de su publicación en el “Boletín Oficial del Estado”.

Contra la presente Resolución cabe interponer recurso de alzada ante el Sr. Secretario de Estado de Energía en el plazo de un mes, de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

EL Secretario de Estado de Energía,

Pedro Marín

ANEXO 1.– Criterios generales para la preparación por parte de las empresas titulares, a efectos de la realización de las auditorías previstas en el punto 1 del Anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero

La documentación debe contener los siguientes desgloses, explicaciones y criterios de imputación:

- a. Desglose completo de las partidas de costes y parámetros técnicos, consumibles y unidades físicas asociados, según el formulario del anexo 2.
- b. Criterios de reparto de los costes directos e indirectos entre las centrales, y entre los grupos de una central, y dentro de un grupo, los criterios de reparto entre los costes de naturaleza fija o variable. En el caso de que la empresa emplee un método indirecto para la imputación de costes a nivel de central, o a cada uno de los grupos dentro de una misma central, deberá justificar que no dispone, ni en su contabilidad general, ni en su contabilidad analítica, ni en su información de gestión, de información con mayor nivel de desagregación, y que tampoco tiene posibilidad de obtener o elaborar esta información, justificando los obstáculos para ello. Asimismo, deberá indicar el motivo por el que se ha seleccionado un determinado criterio de imputación indirecto, y justificar por qué se considera el más óptimo.
- c. No se incluirá en el valor neto, ni en la amortización, el fondo de comercio. Sólo se incluirán las inversiones necesarias para la prestación del servicio de interés económico general.
- d. Para las operaciones realizadas con otras empresas (por ejemplo, los aprovisionamientos de combustible), se detallarán los gastos y comisiones que la filial añada, en su caso, al coste de las facturas de los proveedores.
- e. Se deberá detallar el método de contabilización de los consumos, para cada central y para cada grupo de generación. Además de la información que se considere necesaria, se indicará cómo se contabilizan las entradas y salidas, en unidades físicas, y cómo se imputa el poder calorífico inferior.
- f. Desglose completo de los grupos de cuentas que constituyen los costes fijos y variables de operación y mantenimiento, con sus importes y una descripción detallada de los conceptos que se imputan en cada desglose, así como su relación con los gastos reportados en las cuentas anuales de la sociedad.
- g. Justificación de los costes de naturaleza recurrente de cada grupo, que no deben incluir costes de operación y mantenimiento fijos ni costes extraordinarios de operación y mantenimiento.
- h. Los costes de operación y mantenimiento no deben contemplar los consumos eléctricos auxiliares de las centrales, ni los costes correspondientes a los planes de reestructuración de plantilla.
- i. El déficit o superávit anual de derechos de emisión se debe valorar al precio medio de un mercado de referencia europeo.
- j. Cualquier otra información que la empresa considere relevante.

ANEXO 2.– Formulario de las partidas de costes y parámetros de los grupos obligados a participar como unidades vendedoras en el proceso de modificaciones de programa para la resolución de restricciones técnicas por garantía de suministro.

Concepto	Año	
	Parámetros económicos	Parámetros técnicos, consumibles y unidades físicas
DATOS IDENTIFICATIVOS Y TÉCNICOS DEL GRUPO DE GENERACIÓN		
Nombre		
Tecnología		
Potencia bruta instalada		MW
Fecha de acta de puesta en servicio		dd/mm/aaaa
Energía neta producida (*)		MWh
Horas de utilización (funcionamiento equivalente a plena carga)		h
COSTES		
Coste variable de combustible	Miles €	
Para cada tipo de combustible:		
Entradas en el periodo		t ó kg
Consumo del combustible		t ó kg
Fracción de las termias aportadas		%
PCI de cada combustible consumido		te/t
PCS de cada combustible consumido		te/t
Coste de logística	€/t	
Precio (PRCAI ó Pp)	€/t	
Precio medio de la termia de los combustibles consumidos	€/te	
En su caso, desviaciones entre derechos de emisión asignados y realmente utilizados	€/t	kt
En su caso, coste o ingreso neto como consecuencia de desviaciones entre derechos de emisión asignados y realmente utilizados	Miles €	
Coste variable de operación y mantenimiento	Miles €	
Materias fungibles	Miles €	
Capital circulante	Miles €	
Costes fijos	Miles €	
Ingresos por pagos por capacidad	Miles €	
Anualidad de los costes fijos de operación y mantenimiento	Miles €	
Valor bruto de inversión a 31 de diciembre del año anterior	Miles €	
Valor neto de inversión a 31 de diciembre del año anterior	Miles €	
Inversiones en el año en curso	Miles €	
Amortización en el año en curso	Miles €	
Retribución del valor neto	Miles €	
Amortización acumulada a 31 de diciembre	Miles €	
En su caso, gasto de naturaleza recurrente	Miles €	

(*) Para el cálculo de la energía neta, cuando no hubiera un equipo de medida exclusivo del grupo generador, se deberá tener en cuenta el reparto entre grupos de los consumos auxiliares y/o pérdidas de la instalación.

Nota: En 2010, se referirá al periodo de operación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro.

ANEXO 3.- Metodología para la determinación de los procedimientos de revisión a realizar por el auditor.

El auditor debe tener en cuenta en su revisión:

- a. Analizar los sistemas de información que albergan la contabilidad general y la contabilidad analítica. Obtener y analizar la información de gestión. En base a lo anterior, y en el caso de que la empresa emplee un método indirecto para la imputación de costes a nivel de central, o entre los distintos grupos de una misma central, comprobar que no existe información con mayor nivel de desagregación, y que la empresa tampoco tiene posibilidad de obtener o elaborar esta información.
- b. Realizar las pruebas que se consideren necesarias para obtener evidencia adecuada y suficiente de la integridad, exactitud y validez de la información desglosada contenida en el formulario del Anexo 2.