

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

- 2542** *Resolución de 8 de febrero de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2011 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.*

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, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, con las modificaciones establecidas en 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 fijaran 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. Este volumen, que no podrá superar los límites establecidos en el Artículo 25.1 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, será el límite a partir del cual la retribución de una central será modificada, siempre que implique una retribución por encima del 5 por ciento de la inicialmente establecida por garantía de suministro, para tener en cuenta la menor repercusión de los costes fijos en los costes unitarios.

Asimismo, en el apartado 2 del citado anexo del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, se establece que las cantidades anuales de carbón autóctono a adquirir por los titulares de las centrales serán las que se fijan para cada año por resolución de la Secretaría de Estado de Energía y sólo se aplicarán a las cantidades de carbón que se benefician de ayudas de Estado, de acuerdo con el reglamento CE n.º 1407/2002, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón o con cualquier reglamento ulterior que lo reemplace y que, en cualquier caso, hasta el año 2012 estas cantidades de carbón no serán mayores, en el periodo total de vigencia del presente Real Decreto, a las previstas en el «Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras».

De acuerdo con lo anterior, en esta resolución se fijan para el año 2011 los precios de retribución de la energía y el volumen máximo de producción que puede ser programado en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro para cada una de las centrales que participan, así como las cantidades anuales de carbón autóctono a adquirir por los titulares de las centrales.

En su virtud, esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero. *Cantidades de carbón autóctono a consumir en 2011.*—Las cantidades de carbón autóctono a consumir en 2011 por cada uno de los titulares de las centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, expresadas en toneladas y distribuidas por origen, son las que aparecen en el anexo I. Se incluyen en dicho anexo los parámetros A0 y B0 considerados. Para el cálculo de los costes de combustible se han utilizado las fórmulas paramétricas definidas en el Anexo II, empleando para ello las calidades medias históricas, según se especifica en dicho Anexo II. En la liquidación anual se tendrá en cuenta la variación entre los parámetros considerados y los resultantes de los suministros reales, para obtener de esta manera el coste real del carbón nacional.

Las cantidades a consumir estarán compuestas por cantidades de carbón a adquirir a las empresas mineras y al AETC, así como por las cantidades anteriormente adquiridas por la central térmica y que son de su propiedad, tal y como quedan distribuidas en el anexo I.

Los volúmenes de carbón determinados en el anexo I que no puedan ser consumidos por motivo de indisponibilidades técnicas justificadas o por incapacidad técnica del sistema, serán transferidos para el siguiente periodo.

Segundo. *Volúmenes máximos de producción de las centrales.*—Los volúmenes máximos de producción de electricidad que se podrán generar en 2011 en cada una de las centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, expresados en GWh, son los que se determinan en la siguiente tabla:

Central	GW.h Generados
Soto de Ribera 3.	1.311,94
Narcea 3.	1.205,88
Anllares.	1.968,15
La Robla 2	2.035,20
Compostilla.	5.444,25
Teruel	6.183,80
Guardo 2.	1.943,14
Puentenuevo 3	1.482,09
Escucha	371,86
Elcogás.	1.400,00

Las cantidades contenidas en la tabla anterior serán programadas por el Operador del Sistema minimizando el número de arranques, aunque siempre priorizando la seguridad del sistema.

Tercero. *Precios de retribución de la energía generada.*

1. Los precios unitarios de retribución de la energía de cada uno de los grupos pertenecientes a las centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro correspondientes al coste unitario de generación se fijan en los siguientes valores:

Centrales	Resumen de Costes (€/MWh)		
	Costes Fijos	Costes Variables	Costes Totales
Soto de Ribera 3.	34,97	53,50	88,47
Narcea 3.	26,61	55,74	82,35
Anllares.	10,32	59,84	70,16
La Robla 2	16,21	55,25	71,46
Compostilla.	14,63	55,23	69,86
Teruel	10,57	53,03	63,60
Guardo 2.	18,18	58,17	76,35
Puentenuevo 3	39,76	60,18	99,94
Escucha	12,94	59,48	72,42
Elcogás.	48,26	50,42	98,68

2. Los valores expresados en el párrafo 1 anterior se han calculado considerando una producción anual correspondiente al volumen máximo de producción programable para 2011 en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro del apartado segundo. En el anexo II se detallan los parámetros utilizados para establecer el coste unitario de generación de las centrales conforme establece el anexo II.1 del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.

3. Los valores expresados en el párrafo 1 anterior referentes a los costes variables serán el valor máximo que presentarán en las ofertas que realizarán las centrales al mercado diario para 2011.

4. No se ha considerado en los costes variables el peaje al que se refiere la disposición transitoria primera del Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, que deberá incorporarse a su entrada en vigor según se establezca reglamentariamente.

Cuarto. *Modificación y revisión de los valores.*

1. Los precios de retribución de la energía que se fijan en la presente resolución serán modificados por la Secretaría de Estado de Energía si a lo largo del ejercicio 2011 una central sobrepasa en su funcionamiento la energía programable utilizada para el cálculo del precio de retribución que figura en el anexo que implique una retribución por encima del 5 por ciento de la establecida. En este caso los nuevos precios de retribución de la energía se fijarán teniendo en cuenta el exceso de funcionamiento.

2. De conformidad con lo establecido en el Anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, los parámetros contenidos en el anexo de la presente resolución serán revisados por la Comisión Nacional de Energía. A estos efectos la Comisión Nacional de Energía determinará el coste real de aquellos parámetros fijados en el anexo de esta resolución que requieran de los datos de la auditoría de las centrales.

Quinto. *Información sobre carbón.*

1. La Comisión Nacional de Energía podrá recabar del Instituto para la Restructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras la información necesaria sobre las cantidades y calidades del carbón producido y suministrado con el objeto de asegurar que las cantidades de carbón autóctono sometidas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro se adecuen a las fijadas en esta Resolución.

2. La Comisión Nacional de Energía podrá solicitar a las empresas titulares de las centrales, al Gestor del Almacenamiento Estratégico Temporal y a las empresas mineras referidas en el punto primero de esta resolución la información sobre los orígenes, calidades y cantidades del carbón suministrado.

3. La Comisión Nacional de Energía podrá realizar las labores de inspección y controles aleatorios para determinar los orígenes y calidades del carbón suministrado.

Sexto. *Criterios de realización de auditorías.*—La Secretaría de Estado de Energía establecerá por Resolución los criterios para la realización de auditorías de las centrales que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Séptimo. *Efectos.*—La presente resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 8 de febrero de 2011.—El Secretario de Estado de Energía, Fabricio Hernández Pampaloni.

ANEXO I

Cantidades de carbón a consumir y/o a adquirir en 2011

Central Térmica	Empresa Minera	Tonelajes y procedencia			A ₀ /B ₀
		Empresa Minera	AETC	Total	
Soto de Ribera 3.	HUNOSA	500.000	36.000*	536.000	86,92
	Stock en Central.			94.637	
	Total Soto de Ribera 3.			630.637	
Narcea 3.	CARBONAR.	234.762	27.478	262.240	83,23
	UMINSA	286.147	11.992	298.139	83,23
	Stock en Central.			0	
	Total Narcea 3.			560.379	
Anllares.	Coto Minero Cantábrico	333.798	27.609	361.407	88,43
	Hijos de Baldomero García	70.044	2.269	72.313	88,43
	UMINSA	336.225	28.549	364.774	88,43
	Stock en Central.			0	
	Total Anllares.			798.494	
La Robla 2.	Hullera Vasco Leonesa.	865.644	57.607	923.251	76,99
	Stock en Central.			0	
	Total La Robla 2.			923.251	
Compostilla.	Alto Bierzo	288.568	20.874	309.442	87,65
	Carbones de Arlanza	25.293	1.913	27.206	87,65
	Coto Minero Cantábrico	855.357	69.263	924.620	88,43
	UMINSA	999.835	74.460	1.074.295	88,43
	Stock en Central.			0	
	Total Compostilla.			2.335.563	
Teruel.	Compañía Gra. Minera Teruel	157.672	0	157.672	0,010193
	ENDESA.	666.160	0	666.160	0,010193
	SAMCA.	1.707.033	0	1.707.033	0,010193
	Stock en Central.			221.452	
	Total Teruel.			2.752.317	
Guardo 2.	Carbones del Puerto.	3.205	0	3.205	64,50
	Carbones San Isidro y María	23.094	2.875	25.969	57,22
	Hullera Vasco Leonesa.	100.316	0	100.316	75,96
	UMINSA (Palencia).	357.552	60.813	418.365	94,68
	UMINSA (León)	207.186	0	207.186	94,68
	Stock en Central.			0	
	Total Guardo 2.			755.041	
Puentenuevo 3.	ENCASUR (Puertollano)	477.220	191.890	669.110	81,51
	ENCASUR (Peñarroya)	28.932	79.086	108.018	79,52
	Stock en Central.			135.129	
	Total Puentenuevo 3.			912.257	
Escucha.	La Carbonífera del Ebro.	94.000	0	94.000	0,009344
	Stock en Central.			38.719	
	Total Escucha			132.719	
Elcogás.	ENCASUR	197.165	0	197.165	82,89
	Stock en Central.			39.227	
	Total Elcogás.			236.392	

* AETC procedente de La Hullera Vasco Leonesa.

ANEXO II

Parámetros utilizados

El detalle de los parámetros utilizados para establecer el coste unitario de generación de las centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro contenidas en el 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, es el siguiente:

1. Los parámetros comunes para todas las centrales son los siguientes:

$C_{\$/\text{€}}$ cambio del dólar frente al euro ($\$/\text{€}$) en 1,3661. Este valor es la media del mes de noviembre de 2010 publicada en el boletín estadístico del Banco de España.

Tr_n tasa financiera de retribución: 7,12%. Para su cálculo se ha utilizado la media móvil de los Bonos del Estado a 10 años entre diciembre de 2009 y noviembre de 2010. La Comisión Nacional de Energía revisará este valor como la media móvil de los meses de enero a diciembre de 2010.

PCS' poder calorífico superior del combustible de referencia: para la hulla importada su valor es 6.257 kcal/t y para el gas natural y el coque de la central de gasificación integrada, sus valores son 10.283 kcal/m³N y 7.777 kcal/kg respectivamente. La Comisión Nacional de Energía revisará estos valores como la media ponderada de los combustibles consumidos durante el periodo de aplicación de esta resolución.

P_p , precio de referencia de cada tipo de combustible, su valor es el siguiente:

Hulla importada: 107,05 $\$/t$. Este valor es la media del mes de noviembre de 2010 del precio del API#2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus Internacional que se utilizará para las mezclas de las centrales.

Para la central de gasificación integrada se usarán los siguientes parámetros directos:

Coque para la central de gasificación integrada: 20,72 €/MWh en b.c. Este valor será revisado por la Comisión Nacional de Energía para determinar su valor real a partir de los datos de la contabilidad auditada separada, que ofrecerá suficiente desglose para facilitar su cálculo.

Gas natural para la central de gasificación integrada, incluyendo peajes: 19,44 €/MWh en b.c. Este valor será revisado por la Comisión Nacional de Energía para determinar su valor real a partir de los datos de la contabilidad auditada separada, que ofrecerá suficiente desglose para facilitar su cálculo.

Para los combustibles auxiliares, como el fuel oil, el gasoil o el gas natural, no se ha considerado ningún valor. Este valor será revisado por la Comisión Nacional de Energía para determinar su valor real a partir de los datos de la contabilidad auditada separada, que ofrecerá suficiente desglose para facilitar su cálculo.

La Comisión Nacional de Energía fijará, basándose en los datos auditados de las centrales cuando sean necesarios, los valores finales de estos parámetros para determinar el coste real de generación.

2. Los parámetros individualizados para cada central, utilizados para el cálculo de los costes fijos, están contenidos en el siguiente cuadro:

Costes fijos

Centrales	Potencia neta (P _i) (MW)	Anualidad del coste de la inversión (CIT _i) (Miles de euros)		
		A _i	VNI _{in}	CP _i
Soto de Ribera 3.	346,25	21.596,00	194.364,00	3.029,69
Narcea 3.	347,47	13.169,84	118.528,54	3.040,36
Anllares.	346,84	5.238,00	47.142,00	0,00
La Robla 2.	355,10	13.574,25	122.168,28	3.107,13
Compostilla.	1.143,48	25.052,00	225.468,00	5.966,01
Teruel.	1.055,77	14.795,00	133.155,00	0,00
Guardo 2.	342,43	15.237,72	137.139,46	2.996,26
Puentenuevo 3.	299,76	30.400,00	273.600,00	2.610,00
Escucha.	142,35	0,00	0,00	0,00
Elcogás.	296,44	22.855,83	114.279,17	5.928,80

En lo que se refiere al cálculo del valor neto de la inversión se ha utilizado el siguiente procedimiento:

El valor neto de inversión corresponde al valor de la partida de Instalaciones técnicas de energía eléctrica y maquinaria del epígrafe Inmovilizado Material del balance a 31 de diciembre de 2009. Este valor incluye, en su caso, el valor neto de inversión de la planta de desulfuración a la misma fecha y, cuando procede, en los casos en los que se comparte el uso de este activo con otros grupos de la central, no incluidos en el citado real decreto, este valor se prorratea en función de la potencia instalada del grupo frente a la potencia de la central.

En el importe del valor neto de inversión no ha incluido ninguna inversión adicional realizada a partir del 1 de enero de 2010 ya que se ha considerado que no se han realizado para cumplir con la obligación de la participación en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. La Comisión Nacional de Energía determinará si, en el caso de que se hayan producido inversiones que incrementen el valor neto de la inversión en las partidas señaladas anteriormente, deben ser incluidas por ser imprescindibles para la participación en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. Para ello, la contabilidad separada desglosará los conceptos de nueva inversión.

La Comisión Nacional de Energía fijará, a partir de los resultados de la auditoría contable separada presentada por cada central, el valor neto de la inversión final.

Para el cálculo de la amortización, el procedimiento llevado a cabo estima una vida útil media restante, desde la fecha en que se considera el valor neto contable (a 31 de diciembre de 2009) de 10 años, excepto para la planta de gasificación de Elcogás cuya vida útil restante es de seis años, aplicada al valor neto de inversión.

La Comisión Nacional de Energía fijará en función de los resultados de la auditoría contable separada presentada por cada central, la vida útil real de cada instalación en función del año de puesta en servicio de la central y teniendo en cuenta las posibles extensiones de vida útil existentes por las inversiones realizadas a lo largo de la vida de la central. Para ello, la contabilidad separada contendrá detalle suficiente sobre la política de amortización realizada hasta 2010 para la central auditada.

Finalmente, la Comisión Nacional de Energía determinará el pago efectuado a cada una de las instalaciones en concepto de pago por capacidad y la energía real producida para efectuar el cálculo del coste fijo unitario para cada grupo generador.

3. Los parámetros individualizados para cada central, utilizados para el cálculo de los costes variables, están contenidos en el siguiente cuadro:

Costes variables

Centrales	Coste del Combustible					Cf _i	CO ₂
	FCA _i	PRCA _i	ConsEsp _i	PCS _i	PRL _i		
Soto de Ribera 3.	0,850	63,611	2,597	4.617	7,824	0,5300	15,19
Narcea 3.	0,850	68,039	2,636	4.819	12,675	0,3300	16,03
Anllares.	0,700	67,551	2,748	4.744	18,065	0,6400	17,60
La Robla 2	0,900	71,977	2,741	5.438	14,600	0,4500	16,08
Compostilla.	0,800	68,687	2,568	4.783	18,758	0,3200	15,43
Teruel	0,560	34,180	2,670	3.364	20,606	0,4400	16,32
Guardo 2.	0,750	77,864	2,548	4.917	18,065	0,6300	15,46
Puentenuevo 3.	1,000	69,089	2,668	4.425	24,225	0,6100	15,91
Escucha	0,500	44,037	3,078	4.165	22,531	0,0700	16,32
Elcogás.	0,234	48,776	2,527	3.502	35,775	0,0200	0,00

Los valores de PRCA_i se obtienen, en función de la calidad con las siguientes fórmulas paramétricas:

(i) Para hulla y antracita, el precio se obtiene de la siguiente fórmula:

$$P_{H+A}(\text{€/t}) = \frac{A_0(\text{€/t})}{1000} \times \left\{ [1000 + 3'53 \times (V - 20) + 20 \times (25 - C)] \times \frac{88 - H}{78} \times \left[1 - \left(\frac{1000}{PCS} \times S - 0'24 \right) \times 0'05 \right] \right\}$$

Si $V > 20 \Rightarrow V = 20$

(ii) Para las hullas subbituminosas (Lignitos):

a) Para el caso de los carbones procedentes de la Carbonífera del Ebro:

$$P_L(\text{€/t}) = B_0 \times PCI$$

b) Para el resto de los casos:

$$P_L(\text{€/t}) = B_0 \times 1'0087 \times \left(PCS + 18'86(40'3 - C) + 14'29(17 - H) + 607 \left[1'664 - 1000 \frac{S}{PCS} \right] \right),$$

Donde:

PCS = Poder calorífico superior de los carbones suministrados, sobre muestra bruta, expresado en termias por tonelada.

PCI = Poder calorífico inferior de los carbones suministrados, sobre muestra bruta, expresado en termias por tonelada.

V = Contenido en volátiles expresado en porcentaje sobre muestra seca. Si $V > 20$ se tomará como valor 20.

C = Contenido en cenizas expresado en porcentaje sobre muestra seca.

H = Contenido en humedad total.

S = Contenido en azufre expresado en porcentaje sobre muestra bruta.

A₀ = Precio base pactado entre las partes, para las hullas y antracitas (€/t).

B₀ = Precio base pactado entre las partes, para las hullas subbituminosas (€/te de PCS ó PCI según contrato).

P_{H+A} = Precio resultante para la hulla y antracita, expresado en €/t.

P_L = Precio resultante para las hullas subbituminosas, expresado en €/t.

Los datos utilizados para el cálculo del ConsEsp son los declarados por las empresas titulares de cada una de las centrales. Estos valores serán revisados por la Comisión Nacional de Energía para determinar su valor final.

Las características de los carbones utilizadas para el cálculo de los costes han sido los correspondientes a los suministros térmicos de 2009 para cada suministrador y central, excepto los correspondientes a Encasur (Puertollano) a la central térmica de Puentenuevo, en los que se han utilizado los del año 2008, último ejercicio en el que se suministró carbón térmico procedente de esa explotación minera. Estos valores serán revisados por la Comisión Nacional de Energía para determinar su valor final, en función de los suministros reales.

Los valores utilizados para el cálculo del PRL están basados en un término fijo de 4,59 €/t y un variable de 7,7 c€/Km, en función de la distancia desde el puerto de referencia a la respectiva central térmica. El valor variable será revisado por la Comisión Nacional de Energía aplicando proporcionalmente al alza o a la baja el valor medio del gasóleo en el periodo de aplicación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro en 2011, considerando las distancias entre puerto y central que le proporcione la Secretaría de Estado de Energía. Para el coste variable se ha utilizado el valor de 111,45 c€/litro de gasóleo de automoción, correspondiente al mes de noviembre de 2010. Para su revisión se utilizará el precio publicado en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

El Cf se fija provisionalmente como la media entre las existencias iniciales estimadas (a 31 de diciembre de 2010) y finales (estimadas a 31 de diciembre de 2011), existentes en cada central, valoradas a su precio de adquisición. El cálculo definitivo se realizará teniendo en cuenta las existencias a final de cada mes.

Los costes de CO₂ han sido calculados en base a la cotización media del mes de noviembre de 2010 del EUA Futures Contracts en el mercado ECX para el año siguiente, con un valor de 15,08 € por tonelada de CO₂. Para el cálculo del coste unitario se han tenido en cuenta los valores de los factores de emisión publicados por la Comisión Nacional de Energía el 29 de octubre de 2010.

En el PRCAi están incluidos, en su caso, los costes logísticos y de gestión correspondientes al Almacenamiento Estratégico Temporal de Carbón (AETC), fijado para 2011 en 8,37 €/t. Estos valores serán calculados individualmente en función de los valores reales.

La Comisión Nacional de Energía fijará, basándose en los datos auditados de las centrales cuando sean necesarios, los valores finales de estos parámetros para determinar el coste variable real de generación.