

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

13807 *Resolución de 30 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2014, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.*

El Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, disponiendo 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.

Por su parte, el anexo II.2 del referido Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, establece que las cantidades anuales de carbón autóctono a adquirir por los titulares de las centrales térmicas serán las que se fijen para cada año por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, así como que sólo se aplicarán a las cantidades de carbón que se benefician de ayudas de Estado.

La presente resolución fija para el año 2014, 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 de carbón autóctono adicional a adquirir y consumir en 2014 por los titulares de las centrales adscritas al procedimiento.

Para la fijación del volumen total de producción del año 2014 se ha tenido en cuenta la energía no producida como consecuencia de indisponibilidades sobrevenidas por la incapacidad técnica del sistema y causas técnicas.

Finalizada la vigencia del Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras, el pasado 1 de octubre el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha firmado, con todos los agentes sociales implicados, Sindicatos y Empresarios, un Marco de Actuación para la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras para el período 2013-2018, que establece con carácter integral con la reordenación y reestructuración del sector en España, en el marco de la Decisión 2010/787/UE, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas, de la que podrían derivarse modificaciones en la presente resolución.

La presente resolución ha sido objeto del preceptivo trámite de audiencia de conformidad con el artículo 84 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

En su virtud, esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero. *Volúmenes máximos de producción de las centrales.*

Los volúmenes máximos de producción de electricidad que se podrán generar en 2014 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:

Centrales	GWh Generados
Soto de Ribera 3	693,67
Narcea 3	970,79
Anllares	1.701,83
La Robla 2	1.258,60
Compostilla	4.740,47
Teruel	5.921,76
Guardo 2	1.072,38
Puentenuevo 3	1.218,02
Elcogás	1.234,46
Total	18.811,98

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. Los datos trimestrales deben entenderse a título orientativo.

Segundo. *Cantidades de carbón a consumir en 2014.*

Las cantidades de carbón autóctono a consumir en 2014 por cada uno de los titulares de las centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, serán las necesarias para completar la producción de energía indicada en el apartado primero.

Una parte provendrá de la energía no generada en el ejercicio 2013 como consecuencia de indisponibilidades técnicas sobrevenidas y causas técnicas tal y como figura en la siguiente tabla:

Centrales	GWh
La Robla 2	386,35
Teruel	1.706,15
Puentenuevo 3	373,15
Elcogás	341,98
Total	2.807,62

El resto de la energía se generará con las cantidades de carbón y según las procedencias que figuran en el anexo I, por centrales térmicas.

Tercero. *Cantidades de carbón a adquirir en 2014.*

1. Las cantidades a adquirir por las empresas titulares de las centrales térmicas a las empresas mineras y al Almacén Estratégico Temporal de Carbón se entregarán mensualmente.

2. La cantidad a entregar mensualmente será al menos la dozava parte de las toneladas asignadas en la presente resolución.

3. En los cinco primeros días de cada mes las centrales comunicarán a la Secretaría de Estado de Energía las compras realizadas en el mes anterior y la empresa minera a la que han lo han adquirido.

Cuarto. 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.	58,82	44,32	103,14
Narcea 3.	36,04	46,31	82,35
Anllares.	10,80	50,33	61,13
La Robla 2	26,73	45,40	72,13
Compostilla.	15,29	47,59	62,88
Teruel	10,21	41,13	51,34
Guardo 2.	29,45	52,17	81,62
Puentenuevo 3.	42,77	54,88	97,65
Elcogás.	57,71	55,20	112,91

2. Los valores expresados en el apartado primero anterior se han calculado considerando la producción anual correspondiente al volumen de producción programable para 2014.

En el anexo II de la presente resolución se detallan los parámetros utilizados para establecer los restantes costes 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 anterior apartado primero referentes a los costes variables serán el valor que se considerará en las ofertas de carácter simple que realizarán las centrales para el año 2014, en los cuales se encuentra incluido el peaje de 0,5 €/MWh 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.

En caso de efectuarse ofertas complejas de ingresos mínimos, éstas se realizarán de acuerdo con lo dispuesto en el anexo II.3 del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero. Asimismo, serán incluidos todos aquellos costes en los términos en los que se desarrolle reglamentariamente.

Quinto. Modificación y revisión de los valores.

1. Los precios de retribución de la energía que se fijan en la presente resolución se adecuarán, en su caso, a la normativa que se adopte en el presente ejercicio por la que se regule el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y en concepto de Incentivo a la inversión medioambiental.

De igual forma, dichos precios serán modificados por resolución de la Secretaría de Estado de Energía si a lo largo del ejercicio 2014 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 los anexos de la presente resolución serán revisados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. A estos

efectos la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará el coste real de aquellos parámetros fijados en los anexos de esta resolución que requieran de los datos de la auditoría de las centrales.

Sexto. *Información sobre carbón.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá recabar del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, y éste de las empresas, la información necesaria sobre las cantidades, orígenes 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. Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar a las empresas titulares de las centrales, al Gestor del Almacenamiento Estratégico Temporal de Carbón y a las empresas mineras referidas en el apartado primero de esta resolución la información sobre los orígenes, calidades y cantidades del carbón.

3. Igualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá realizar las labores de inspección y controles aleatorios para determinar los orígenes y calidades del carbón suministrado.

4. La Secretaría de Estado de Energía comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, antes de finalizar el presente ejercicio, el precio del carbón autóctono que retribuye las toneladas consumidas de carbón autóctono PRCAk (€/t), su poder calorífico superior medio correspondiente PCSk, así como el coste variable asociado a mermas de combustible de la central k Cfk correspondientes al año 2013, e incluyendo y desglosando aquellos conceptos relevantes para poder realizar la liquidación definitiva de los valores de 2013 de acuerdo con lo dispuesto reglamentariamente.

Séptimo. *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, así como el procedimiento cálculo de la liquidación definitiva de la energía producida por dichas centrales bajo el amparo del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.

Octavo. *Efectos.*

La presente resolución surtirá efectos con fecha 1 de enero de 2014.y agota la vía administrativa, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, en relación con la disposición adicional decimoquinta de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado. Contra la misma podrá interponerse recurso contencioso-administrativo ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, a contar desde el día siguiente al de la publicación de la presente resolución, de conformidad con la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-administrativa.

También podrá interponerse potestativamente recurso de reposición ante el Secretario de Estado de Energía, en el plazo de un mes, contado a partir del día siguiente al de la publicación, significando que, en caso de presentar recurso de reposición, no se podrá interponer recurso contencioso-administrativo hasta que se resuelva expresamente el recurso de reposición o se produzca la desestimación presunta del mismo.

Madrid, 30 de diciembre de 2013.—El Secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal Belda.

ANEXO I

Cantidades de carbón adicionales 2014

Central Térmica	Empresa Minera	Tonelajes y procedencia			Precio (€/Tn)		Calidades consideradas para los suministros de Empresas Mineras				
		Empresa Minera	AETC	Total	Empresa Minera	AETC	Humedad (%)	Cenizas (%)	Volátiles (%)	Azufre (%)	PCS (te/t)
Soto de Ribera 3	HUNOSA	219.000		219.000	64,99	0,00	8,97	39,81	18,81	0,81	4457
	Hullera Vasco Leonesa SUB	80.000	12.000	92.000	85,97	88,66	11,33	25,02	11,00	1,79	5589
	Total Soto de Ribera 3			311.000							
Narcea 3	CARBONAR	257.345	35.292	292.637	75,45	84,89	9,87	30,35	4,57	0,63	4965
	UMINSA SUB	103.235	57.000	160.235	69,33	84,89	8,02	35,65	6,86	0,79	4841
	Total Narcea 3			452.872							
Anllares	Coto Minero Cantábrico SUB	48.891	100.000	148.891		90,20	7,53	36,95	7,31	0,76	4835
	Hijos de Baldomero García	65.000	21.898	86.898	77,67	90,20	6,52	33,80	8,16	0,58	5047
	UMINSA CA	117.482	129.268	246.750	69,01	90,20	9,49	36,90	6,68	1,32	4613
	UMINSA SUB	207.519		207.519							
Total Anllares			690.058								
La Robla 2	Hullera Vasco Leonesa CA	320.000		320.000	79,62	78,53	10,93	25,18	10,88	1,75	5589
	Hullera Vasco Leonesa SUB	65.000		65.000							
	Total La Robla 2			385.000							
Compostilla	Alto Bierzo CA	94.072	70.000	164.072	75,17	89,40	7,93	33,61	7,81	1,41	4969
	Carbones de Arlanza	22.000	4.989	26.989	78,72	89,40	7,91	32,44	9,36	1,15	5029
	Coto Minero Cantábrico CA	254.532	112.771	367.303	72,43	90,20	9,67	36,28	10,19	0,88	4.700
	Coto Minero Cantábrico SUB	32.594		32.594							
	Hullera Vasco Leonesa SUB	300.000	150.000	450.000	79,62	90,20	10,93	25,18	10,88	1,75	5.589
	UMINSA CA	315.000	326.868	641.868							
	UMINSA SUB	389.247		389.247	69,74	90,20	9,95	36,55	8,10	1,28	4.615
Total Compostilla			2.072.073								
Teruel	Compañía Gra. Minera Teruel	129.406	0	129.406	39,52	0,00	22,42	28,97	32,90	6,35	3627
	SAMCA CA	1.325.626	0	1.325.626	39,43	0,00	21,21	33,74	32,32	5,25	3.480
	SAMCA SUB	350.000	0	350.000							
	Total Teruel			1.805.032							
Guardo 2	Carbones del Puerto	2.700	0	2.700	60,05	0,00	8,48	31,14	8,53	0,91	5055
	Carbones San Isidro y María	8.818	4.538	13.356	55,01	58,38	10,64	28,53	5,80	0,99	4958
	Hullera Vasco Leonesa SUB	80.000	0	80.000	83,87	0,00	11,33	25,02	11,00	1,79	5504
	UMINSA CA	158.900		158.900	89,59		10,06	36,28	8,27	1,12	4580
	UMINSA SUB		160.813	160.813		96,57					
Total Guardo 2			415.769								
Puentenuevo 3	ENCASUR (Puertollano)	489.200	0	489.200	79,59	0,00	9,76	34,87	22,60	1,00	4415
	Total Puentenuevo 3			489.200							
Ecogás	ENCASUR	148.200	0	148.200	51,73	0,00	10,75	44,68	23,42	0,83	3561
	Total Ecogás			148.200							

CA-procedente de minas de explotaciones a cielo abierto

SUB- procedente de explotaciones de minería subterránea

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, será el siguiente:

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

- $C_{\$/\text{€}}$ cambio del dólar frente al euro ($\$/\text{€}$) en 1,3493. Este valor es la media del mes de noviembre de 2013 publicada en el boletín estadístico del Banco de España.
- Tr_n tasa financiera de retribución: 7,22%. Para su cálculo se ha utilizado la media móvil de los Bonos del Estado a 10 años entre diciembre de 2012 y octubre de 2013, incrementada en 300 puntos básicos. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia revisará este valor como la media móvil de los meses de enero a diciembre de 2013.
- PCS' poder calorífico superior del combustible de referencia: para la hulla importada su valor es 6.257 kcal/kg 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 los Mercados y la Competencia revisará estos dos últimos valores para determinar su valor real a partir de los datos de la contabilidad auditada separada, que ofrecerá suficiente desglose para facilitar su cálculo.
- P_p , precio de referencia de cada tipo de combustible, su valor es el siguiente:
 - Hulla importada: 84,22 $\$/t$. Este valor es la media del mes de noviembre de 2013 del precio del API#2 publicado por el *Coal Daily de EnergyArgus Internacional* que se utilizará para las mezclas de las centrales. Este mismo precio de referencia será usado para el coque cuando sea utilizado en sustitución de carbón importado, aplicado a un PCS de 7.950 kcal/kg.
 - Para la central de gasificación integrada se usarán los siguientes parámetros directos:
 - Coque para la central de gasificación integrada: 13,36 €/MWh en b.c. Este valor será revisado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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: 27,95 €/MWh en b.c. Este valor será revisado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 fueloil, el gasoil o el gas natural, no se ha considerado ningún valor. Este valor será revisado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 los Mercados y la Competencia 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:

Centrales	Potencia neta (P_i) (MW)	Anualidad del coste de la inversión (CIT_i) (Miles de €uros)		
		A_i	VNI_{in}	CP_i
Soto de Ribera 3	346,25	21.596,00	129.576,00	4.584,86
Narcea 3	347,47	17.514,04	105.084,26	4.601,02
Anllares	346,84	5.238,00	31.428,00	1.557,82
La Robla 2	355,10	16.421,43	98.528,56	4.702,05
Compostilla	1.143,48	25.052,00	150.312,00	11.101,92
Teruel	1.055,77	14.795,00	88.770,00	4.741,96
Guardo 2	342,43	15.237,72	91.426,30	4.534,28
Puentenuovo 3	299,76	30.400,00	182.400,00	3.969,26
Elcogás	296,44	22.855,83	45.711,67	0,00

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

- El valor neto de inversión se calcula a partir del valor de la partida de Instalaciones técnicas de energía eléctrica y maquinaria del epígrafe Inmovilizado Material del balance a 31 de diciembre de 2009, deduciendo las amortizaciones correspondientes para determinar el valor de 2013. 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 se 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 los Mercados y la Competencia 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 los Mercados y la Competencia 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 diez 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 los Mercados y la Competencia 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 2011 para la central auditada.

Finalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia auditará 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	0,800	71,300	2,597	4.792	8,67	0,2100	4,80
Narcea 3	0,850	74,329	2,636	4.921	14,66	0,2000	4,90
Anllares	0,700	77,762	2,748	4.716	21,31	0,3700	5,21
La Robla 2	0,900	77,097	2,741	5.589	17,03	0,5100	4,88
Compostilla	0,800	78,419	2,568	4.876	22,16	0,0100	5,10
Teruel	0,560	39,073	2,670	3.491	24,44	0,2400	4,84
Guardo 2	0,750	89,923	2,548	4.773	21,31	0,4900	4,65
Puentenuevo 3	0,900	79,505	2,668	4.415	28,91	0,0500	5,20
Elcogás	0,234	50,899	2,527	3.561	43,16	0,3200	3,40

*El cálculo del FCA no incluye consumos de combustibles auxiliares

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

- 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 $V > 20 \Rightarrow V = 20$

- Para las hullas subbituminosas (Lignitos):

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

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.
 - A_0 = Precio base pactado entre las partes, para las hullas y antracitas (€/t).
 - B_0 = Precio base pactado entre las partes, para las hullas subbituminosas (€/te de PCS o 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 los Mercados y la Competencia 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 los ejercicios anteriores para cada suministrador y central. Estos valores serán revisados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 4,68 €/t y un variable de 9,5 c€/t 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 los Mercados y la Competencia 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 2014, 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 134,21 c€/litro (media de noviembre 2013) de gasóleo de automoción. Para su revisión se utilizará el precio publicado en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- El Cf se fija provisionalmente como la media entre las existencias iniciales estimadas (a 31 de diciembre de 2012) y finales (estimadas a 31 de diciembre de 2013), 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 2013 del *EUA FuturesContracts* en el mercado ECX para el año siguiente, con un valor de 4,69 € 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 los Mercados y la Competencia el 22 de junio de 2011.

En el PRCAi están incluidos los costes logísticos y de gestión correspondientes al Almacenamiento Estratégico Temporal de Carbón, fijado para 2014 en 11,24 €/t.